



UNIVERSIDADE DE
COIMBRA

Bernardo Afonso Martins Dias de Almeida

**ANÁLISE DE UM SISTEMA DE PRODUÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA ENERGIA
SOLAR USANDO CSP E ORC DE MICROESCALA**

**Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica, Área de
Especialização de Energia e Ambiente, orientada pelo Professor Doutor José
Manuel Baranda Moreira da Silva Ribeiro e pelo Professor Doutor Márcio Duarte
Albino dos Santos, apresentada ao Departamento de Engenharia Mecânica da
Universidade de Coimbra.**

setembro de 2022

1 2



9 0

FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE
COIMBRA

Análise de um sistema de produção de energia elétrica a partir da energia solar usando CSP e ORC de microescala

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica na Especialidade de Energia e Ambiente.

Analysis of an electrical energy production system from solar energy using a microscale CSP and ORC

Autor

Bernardo Afonso Martins Dias de Almeida

Orientadores

José Manuel Baranda Moreira da Silva Ribeiro

Márcio Duarte Albino dos Santos

Júri

Presidente Professor Doutor Jorge Campos da Silva André
Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra

Orientador Professor Doutor José Manuel Baranda Moreira da Silva Ribeiro
Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra

Vogal Professor Doutor Gilberto Cordeiro Vaz
Professor Coordenador do ISEC

Coimbra, setembro, 2022

“A ciência nunca resolve um problema sem criar pelo menos outros dez”

George Bernard Shaw

Ao meu bisavô António.

Agradecimentos

A realização da presente dissertação não teria sido possível sem o contributo de algumas pessoas que, direta ou indiretamente, manifestaram o seu apoio e me ajudaram a nunca perder o foco. Deste modo, salvaguardo desde já os meus agradecimentos:

Em primeiro lugar quero agradecer aos meus dois orientadores da dissertação: Professor Doutor José Manuel Baranda Moreira da Silva Ribeiro e Professor Doutor Márcio Duarte Albino dos Santos. Sem dúvida que a sua constante ajuda, orientação, disponibilidade e incentivo foi fulcral para a realização da presente dissertação.

A todos os docentes que se cruzaram ao longo do meu percurso académico, por todos os conhecimentos que pude adquirir com eles e por me terem feito por vezes superar a mim mesmo perante os obstáculos.

A toda a minha família, que sempre me apoiou, incentivou e sem os quais não conseguiria cumprir o meu objetivo académico, apoiando incondicionalmente todo o meu trajeto.

Ao meu bisavô António, a quem dedico este trabalho. Ele que durante 5 anos estava lá todas as sextas-feiras à espera de que eu chegasse e todos os domingos à espera que partisse e que não me vê concluir esta etapa, mas sem dúvida que seria uma das pessoas mais felizes por me ver chegar até aqui.

À minha namorada Rita, por estar sempre lá quando é preciso, por acreditar muito mais em mim do que eu próprio e por me ter acompanhado desde o primeiro dia. Obrigado por todo o apoio e motivação.

Aos meus amigos de sempre, por estarem sempre lá, por todas as histórias que vivemos e por todas as histórias que ainda vamos viver.

Por último, aos amigos que Coimbra me deu. Se no final destes 5 anos olho para trás com um monte de histórias para contar e com um sorriso na cara, muito a eles se deve. Obrigado por terem feito com que tudo valesse a pena.

Resumo

As alterações climáticas que o mundo tem sentido têm sido alvo de grande alarme e preocupação. Várias são as metas a atingir para que se evitem danos irreversíveis no meio ambiente, que interfiram com a sua estabilidade. A necessidade de diminuição das emissões, principalmente através da descontinuação da utilização dos combustíveis fósseis como fonte de energia para produção de eletricidade, revela-se fulcral, tanto que Portugal estabeleceu como objetivo atingir a neutralidade carbónica em 2050. Para tal é necessário garantir uma transição energética 100% renovável que assegure a despachabilidade, flexibilidade, segurança e fiabilidade da rede de distribuição elétrica.

O principal objetivo da presente dissertação é avaliar o potencial de utilização da energia solar através da tecnologia *Concentrated Solar Power* (CSP) de pequena escala que possibilite diversificar as aplicações do *Organic Rankine Cycle* (ORC) que se encontra integrado num sistema presente no Departamento de Engenharia Mecânica (DEM), já especificado em trabalhos anteriores.

Com vista no objetivo acima descrito, foi utilizado o *System Advisor Model* (SAM), uma das principais ferramentas de avaliação de projetos de energias renováveis, para estudo de um sistema CSP de pequena escala e análise paramétrica. O sistema CSP implementado tem uma potência instalada de 50kW_e com 6 horas de armazenamento e apresentou uma produção de 145529 kWh no primeiro ano de funcionamento, com um custo de investimento total de \$559416,15 e um *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) de \$0,3009/kWh. Posteriormente foram feitas análises paramétricas de alguns parâmetros, com o objetivo de otimizar o sistema e visualizar a influência que os mesmos têm na sua performance.

Da análise dos resultados obtidos pode-se constatar o efeito das economias de escala refletidas no valor do LCOE, sendo que o mesmo vai de encontro aos valores expectáveis da redução de escala do sistema.

Ficou ainda demonstrada a grande influência que as políticas governamentais, tais como incentivos e modelos de tarifas de eletricidade, a evolução dos preços de mercado e a saturação da rede de distribuição por tecnologias não-despacháveis podem ter no crescimento e desenvolvimento da tecnologia CSP, dado que a mesma, apesar de mais cara, poderá ser uma peça fundamental no processo de transição energética, tal como se prevê.

Palavras-chave: Energias renováveis, despachabilidade, CSP, ORC, pequena escala, SAM.

Abstract

The climate change that the world has been experiencing has been the subject of great alarm and concern. There are several goals to be achieved to avoid irreversible damages to the environment that interfere with its stability. The need to reduce emissions, mainly through the discontinuation of the use of fossil fuels as a source of energy to produce electricity, is crucial, so much so that Portugal has set itself the objective of achieving carbon neutrality in 2050. To this end, it is necessary to guarantee a 100% renewable energy transition that ensures dispatchability, flexibility, safety, and reliability of the electrical distribution grid.

The main objective of this dissertation is to evaluate the potential of using solar energy through the small-scale Concentrated Solar Power (CSP) technology that makes it possible to diversify the applications of the Organic Rankine Cycle (ORC) which is integrated into a system that is in the Department of Mechanical Engineering (DEM), already specified in previous works.

In view of the objective described above, the System Advisor Model (SAM), one of the main tools for evaluating renewable energy projects, was used to study a small-scale CSP system and parametric analysis. The implemented CSP system has an installed power of 50kW_e with 6 hours of storage and presented a production of 145529 kWh in the first year of operations, with a total investment cost of \$559416.15 and a Levelized Cost of Electricity (LCOE) of \$0.3009/kWh. Subsequently, parametric analyzes of some parameters were carried out to optimize the system and analyze the influence they have on its performance.

From the analysis of the results obtained, it can be seen the effect of economies of scale reflected in the LCOE value, which is in line with the expected values of the reduction of scale of the system.

It was also demonstrated the great influence that government policies, such as incentives and electricity tariff models, the evolution of market prices and the saturation of the distribution grid by non-dispatchable technologies can have on the growth and development of CSP technology. Despite being more expensive, it could be a fundamental part of the energy transition process, as expected.

Keywords: Renewable energies, dispatchability, CSP, ORC, small scale, SAM.

Índice

Índice de Figuras	ix
Índice de Tabelas	xi
Simbologia e Siglas	xiii
Simbologia.....	xiii
Siglas e Acrónimos.....	xv
1. Introdução.....	1
1.1. Enquadramento e Motivação	1
1.2. Estrutura da dissertação	6
1.3. Energia Solar como Recurso Renovável	6
1.3.1. Radiação Solar em Portugal	8
2. <i>Concentrated Solar Power</i>	11
2.1. Tecnologias CSP.....	12
2.1.1. <i>Parabolic Trough Collector</i> - PTC.....	13
2.1.2. <i>Linear Fresnel Reflector</i> -LFR.....	14
2.1.3. <i>Solar Power Tower</i> -SPT.....	15
2.1.4. <i>Solar Parabolic Dish</i> -SPD	17
2.2. <i>Thermal Energy Storage</i> – TES.....	18
2.2.1. Classificação do TES.....	21
2.2.2. Aplicação do TES a sistemas CSP	24
2.3. <i>Heat Transfer Fluid</i> - HTF	27
2.3.1. Água	29
2.3.2. Gases.....	29
2.3.3. Óleos Térmicos.....	30
2.3.4. <i>Molten Salts</i>	30
2.3.5. Comparação dos HTF	31
3. CSP vs PV	33
3.1. Tecnologia CSP vs PV.....	33
3.2. Mercado CSP vs PV	34
3.3. Características CSP vs PV	35
3.4. Análises comparativas CSP vs PV.....	37
3.5. Custos CSP vs PV.....	38
3.6. Perspetivas CSP vs PV	40
4. Sistemas CSP de pequena escala	43
5. Análise de um sistema CSP de pequena escala através do <i>System Advisor Model</i> - SAM	47
5.1. Modelo físico e económico.....	48
5.2. Implementação do sistema no SAM	50
5.2.1. <i>Location and Resource</i>	50
5.2.2. <i>System Design</i>	51
5.2.3. <i>Solar Field</i>	52

5.2.4.	<i>Collectors</i>	55
5.2.5.	<i>Receivers</i>	56
5.2.6.	<i>Power cycle</i>	58
5.2.7.	<i>Thermal Storage</i>	60
5.2.8.	<i>Financial Parameters</i>	61
5.3.	Resultados.....	62
5.4.	Análises paramétricas	70
5.5.	<i>Industrial Process Heat Model</i>	73
6.	Conclusão e Trabalhos Futuros	75
6.1.	Conclusão	75
6.2.	Trabalhos Futuros	76
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	77
	ANEXO A	81
	ANEXO B	83
	ANEXO C	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Evolução das emissões de CO ₂ de 1990 a 2017 [2].	2
Figura 1.2. Potencial de redução das emissões de CO ₂ em cada setor [2].	3
Figura 1.3. Evolução da dependência energética em Portugal [3].	5
Figura 1.4. Vagas de desenvolvimento da política renovável em Portugal [5].	7
Figura 1.5. Distribuição da DNI na Europa [13].	10
Figura 1.6. Distribuição da DNI em Portugal [13].	10
Figura 2.1. Esquema de princípio de um sistema CSP [7].	12
Figura 2.2. Tecnologias CSP.	12
Figura 2.3. Configuração do <i>Parabolic Trough Collectors</i> [20].	14
Figura 2.4. Configuração do <i>Linear Fresnel Reflector</i> [20].	15
Figura 2.5. Configuração do <i>Solar Power Tower</i> [20].	16
Figura 2.6. Configuração do <i>Solar Parabolic Dish</i> [20].	17
Figura 2.7. Evolução da capacidade instalada de TES [24].	19
Figura 2.8. Classificação do TES [21].	21
Figura 2.9. Sistema de armazenamento direto de dois tanques [29].	25
Figura 2.10. Sistema de armazenamento indireto de dois tanques [29].	26
Figura 2.11. Sistema de armazenamento <i>thermocline</i> [29].	27
Figura 3.1. Evolução da potência instalada de CSP vs PV [7].	34
Figura 3.2. Evolução da potência instalada de CSP [24].	35
Figura 3.3. Evolução do LCOE da tecnologia CSP [42].	41
Figura 3.4. Evolução do LCOE da tecnologia PV [42].	42
Figura 5.1. Configuração do campo solar [54].	53
Figura 5.2. Trocas de calor no tubo recetor [54].	57
Figura 5.3. Análogo elétrico da transferência de calor no tubo recetor [54].	57
Figura 5.4. <i>Inputs</i> para a definição da tabela do UDPC [38].	59
Figura 5.5. Parâmetros financeiros do SAM [38].	61
Figura 5.6. Custos de instalação do sistema CSP.	62
Figura 5.7. <i>Heat map</i> da produção elétrica do sistema [38].	63
Figura 5.8. Análise comparativa entre perfil DNI e potência produzida pelo sistema [38].	65
Figura 5.9. Fluxos mássicos no campo solar [38].	65

Figura 5.10. Influência do TES no funcionamento do sistema [38].	66
Figura 5.11. Funcionamento do sistema de desfoque [38].....	67
Figura 5.12. Potência térmica vs Potência elétrica do <i>power cycle</i> [38].....	68
Figura 5.13. Funcionamento do sistema num dia típico de inverno [38].....	69
Figura 5.14. Funcionamento do sistema num dia típico de verão [38].	69
Figura 5.15. Produção mensal de energia elétrica [38].	70
Figura 5.16. Influência do TES na produção anual do sistema [38].	72
Figura 5.17. Influência do TES no LCOE.....	72
Figura A.1. Exemplo de configuração do sistema CSP [38].....	81

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1. Critérios de projeto de um sistema de TES. Adaptado de [25].	20
Tabela 2.2. Comparação dos diferentes sistemas TES, adaptado de [27].	24
Tabela 2.3. Influência das propriedades do HTF no sistema CSP, adaptado de [22].	28
Tabela 2.4. Comparação dos principais HTF, adaptado de [25], [31].	31
Tabela 3.1. Características PV vs CSP+TES, adaptado de [7, 36].	36
Tabela 3.2. Compilação de várias comparações entre CSP e PV.	37
Tabela 3.3. Custos típicos de um sistema PV [38].	39
Tabela 3.4. Custos típicos de um sistema CSP [38].	40
Tabela 4.1. Compilação de sistemas CSP de pequena escala.	44
Tabela 5.1. Dados meteorológicos de Faro.	51
Tabela 5.2. Principais parâmetros do <i>Solar Field</i>	54
Tabela 5.3. Perdas óticas fixas [54].	55
Tabela 5.4. Perdas em função da posição solar [54].	55
Tabela 5.5. Simulações do UDPC [57].	59
Tabela 5.6. Principais parâmetros <i>Thermal Storage</i>	61
Tabela 5.7. Principais parâmetros SAM.	62
Tabela 5.8. Principais resultados do SAM [38].	63
Tabela 5.9. Análise paramétrica do SM.	71
Tabela 5.10. Comparação de resultados entre Faro e Coimbra.	73
Tabela B.1. Comparação típica entre as diferentes tecnologias CSP [6].	83
Tabela C.1. Compilação de sistemas CSP de pequena escala de foco linear [44].	85

SIMBOLOGIA E SIGLAS

Simbologia

\bar{W}_{cycle} – potência elétrica gerada bruta normalizada em relação ao valor de *design* [-]

\bar{q}_{HTF} – potência térmica do HTF normalizada em relação ao valor de *design* [-]

$\dot{W}_{gross,des}$ – potência bruta da turbina [MW]

\bar{m} – fluxo mássico do HTF normalizado em relação ao valor de *design* [-]

\dot{m}_{des} – fluxo mássico de *design* do HTF [kg/s]

$\dot{q}_{HTF,des}$ – potência térmica do HTF em condições de *design* [W]

$\dot{q}_{abs,i}$ – potência térmica absorvida no recetor i [W]

$\dot{q}_{inc,i}$ – potência térmica concentrada no coletor i [W]

$\dot{q}_{inc,sf}$ – potência térmica concentrada no campo solar [W]

E_{anual} – Energia produzida anual [kWh]

$I_{DNI,des}$ – DNI de *design* [W/m²]

I_{DNI} – valor atual da DNI [W/m²]

Q_s – quantidade de energia armazenada [J]

$T_{hx,hot}$ – diferença de temperatura entre o lado quente do permutador de calor [°C]

$T_{hx,cold}$ – diferença de temperatura entre o lado frio do permutador de calor [°C]

$T_{HTF,hot}$ – temperatura do HTF quente [°C]

$T_{HTF,cold}$ – temperatura do HTF frio [°C]

T_{amb} – temperatura ambiente [°C]

$T_{sf,in}$ – temperatura de *design* à entrada do campo solar [°C]

$T_{sf,out}$ – temperatura de *design* à saída do campo solar [°C]

$c_{p,TES}$ – calor específico do fluido de armazenamento [kJ/(kg.°C)]

c_p – calor específico [J/(kg.°C)]

f_r – fração da massa em reação [-]

t_{TES} – número de horas de armazenamento em condições *design* [h]

t_f – temperatura final [°C]

- t_i – temperatura inicial [°C]
 t_m – temperatura de mudança de fase [°C]
 α_{abs} – coeficiente de absorção do tubo recetor [-]
 η_{IAM} – modificador de ângulo incidente [-]
 $\eta_{cycle,des}$ – eficiência do *power cycle* [-]
 $\eta_{endLoss}$ – perdas *end spillage* [-]
 η_{gen} – erro geral [-]
 η_{geo} – defeitos de geometria [-]
 $\eta_{opt,i}$ – eficiência ótica do coletor *i* [-]
 η_{opt} – eficiência ótica [-]
 η_{shado} – sombreamento entre filas [-]
 η_{soil} – sujidade do espelho [-]
 η_{track} - erro de rastreamento [-]
 μ_{hx} – eficiência do permutador de calor [-]
 ρ_{TES} – densidade do fluido de armazenamento [kg/m³]
 ρ_m – reflexão do espelho [-]
 τ_{env} – coeficiente de transmissão do tubo de vidro [-]
 ω_{col} – ângulo de rastreamento [°]
 Δh_m – entalpia de mudança de fase [J/kg]
 Δh_r – entalpia da reação [J/kg]
 C – capacidade térmica de TES [MWh_i]
 P – potência instalada [kW]
 Y – *output* normalizado [-]
 f – fração de massa que sofre mudança de fase [-]
 m – massa do meio de armazenamento [kg]
 θ – ângulo de incidência da radiação solar [°]

Siglas e Acrónimos

AC	– <i>Alternating Current</i>
AEP	– <i>Annual Electricity Production</i>
CES	– <i>Chemical Energy Storage</i>
CSP	– <i>Concentrated Solar Power</i>
DC	– <i>Direct Current</i>
DEM	– Departamento de Engenharia Mecânica
DHI	– <i>Diffuse Horizontal Irradiance</i>
DNI	– <i>Direct Normal Irradiance</i>
DSG	– <i>Direct Steam Generation</i>
FC	– Fator de Capacidade
FCR	– <i>Fixed Charge Rate</i>
FCTUC	– Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra
FOC	– <i>Fixed annual Operating Cost</i>
GEE	– Gases com Efeito de Estufa
GHI	– <i>Global Horizontal Irradiance</i>
HCE	– <i>Heat Collection Element</i>
HTF	– <i>Heat Transfer Fluid</i>
LCOE	– <i>Levelized cost of electricity</i>
LES	– <i>Latent Heat Storage</i>
LFR	– <i>Linear Fresnel Reflector</i>
LULUCF	– <i>Land use, land-use change and forestry</i>
NREL	– <i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NSRDB	– <i>National Solar Resource Data Base</i>
ORC	– <i>Organic Rankine Cycle</i>
PCM	– <i>Phase Change Material</i>
PNEC	– Plano Nacional Energia-Clima
PTC	– <i>Parabolic Trough Collectors</i>
PV	– <i>Photovoltaic</i>
RNC2050	– Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
SAM	– <i>System Advisor Model</i>
SCA	– <i>Solar Collector Assembly</i>

SEGS – *Solar Energy Generating Systems*
SES – *Sensible Heat Storage*
SM – *Solar Multiple*
SPD – *Solar Parabolic Dish*
SPT – *Solar Power Tower*
TCC – *Total Capital Costs*
TES – *Thermal Energy Storage*
TLCE – *Total Loop Conversion Efficiency*
TMY – *Typical Meteorological Year*
TRNSYS – *Transient System Simulation Program*
UDPC – *User-Defined Power Cycle*
VOC – *Variable Operating Costs*

1. INTRODUÇÃO

1.1. Enquadramento e Motivação

O desenvolvimento do ser humano e da sociedade como um todo trouxe, inerentemente, uma dependência energética que se encontra tão presente no nosso dia-a-dia e de forma tão natural, quase como um dado adquirido que, se por alguma razão houver uma falha na rede de distribuição elétrica, não existe nenhum sistema redundante até que essa mesma falha seja resolvida. Esta dependência, aliada ao aumento progressivo das necessidades energéticas devido, em certa parte, ao crescimento populacional, fez com que se desse um aumento na implementação de sistemas convencionais de produção de energia elétrica com base em combustíveis fósseis, resultando num aumento das emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE).

Temas como as alterações climáticas e o aquecimento global têm surgido cada vez com mais frequência, maior destaque e alarme, uma vez que podem ter como consequência danos irreversíveis no meio ambiente. Neste momento, a utilização das energias renováveis não pode ser vista como um mero investimento, mas sim como uma obrigação, que implica uma mudança de mentalidades com vista a atingir a neutralidade carbónica, ou seja, alcançar um balanço nulo entre as emissões de GEE e a retenção de carbono. O cenário com que o mundo se depara e as mudanças que terão de ser feitas deixaram de ser um processo individual para ser um processo a nível global, onde todos, sem exceção, terão de contribuir.

Posto isto, e sabendo que se trata de um problema global cada vez com mais ênfase entre várias organizações, tem-se verificado a imposição de várias metas e aplicadas sanções a quem não as cumpra.

Os estados-membros da União Europeia estipularam e concordaram em fazer cumprir, através do Acordo de Paris (2015), 3 objetivos principais:

- Limitar o aumento médio da temperatura global abaixo dos 2°C em relação aos níveis pré-industriais, com esforço para que se mantenha abaixo dos 1,5°C;
- Aumentar a capacidade de adaptação aos impactos das alterações climáticas;
- Tornar os fluxos financeiros consistentes com trajetórias de desenvolvimento resilientes e de baixo carbono.

De entre os objetivos apresentados, o primeiro é o que apresenta maior importância dado que pode travar e evitar danos irreversíveis para o meio ambiente que poderão colocar em risco a população em geral.

Em 2016, Portugal comprometeu-se a assegurar a neutralidade carbónica até ao final de 2050, tendo desenvolvido o Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC2050) que apresenta os principais vetores de descarbonização e a trajetória a seguir para a redução de emissões. O RNC2050 foi elaborado em articulação com o Plano Nacional Energia-Clima (PNEC) dado que, sendo o principal instrumento de política energética e climática para a década 2021-2030, estabelece metas e objetivos nacionais relacionados com as emissões de GEE, energias renováveis, eficiência energética, segurança energética, mercado interno e investigação, inovação e competitividade [1, 2].

Como se pode verificar através da Figura 1.1, Portugal apresentou um crescimento das emissões de GEE desde 1990 até 2005, altura em que atingiu um pico, dando-se a partir daí uma diminuição significativa em concordância com as metas para a neutralidade carbónica. Em 2017 observou-se um aumento acentuado das emissões relacionado com os incêndios florestais ocorridos nesse ano. Analisando a evolução sem contabilizar as emissões de alterações do uso do solo e florestas, *Land Use, land-use change and forestry* (LULUCF), verifica-se uma tendência global de diminuição de emissões de GEE [2].

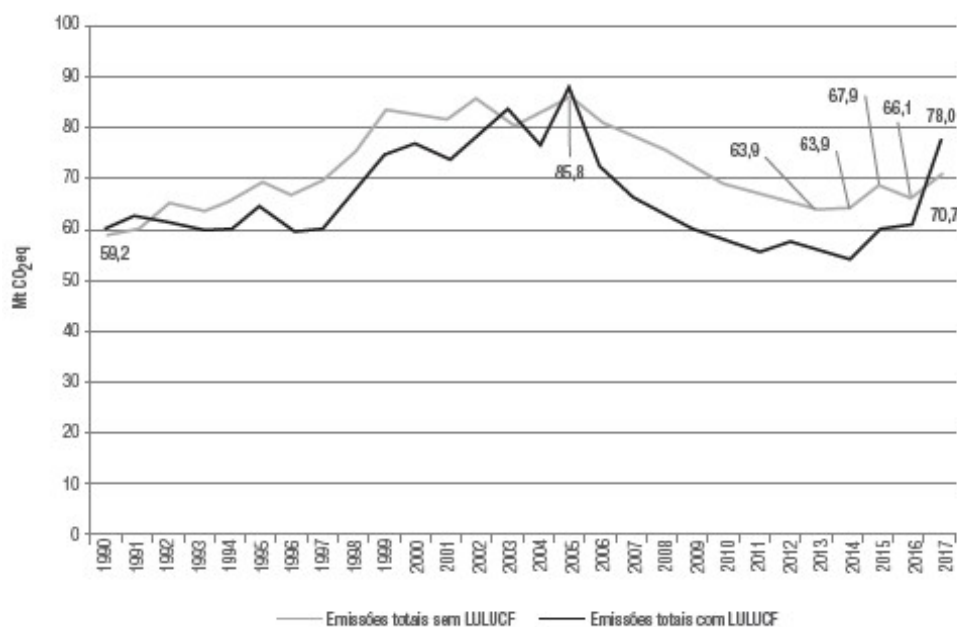


Figura 1.1. Evolução das emissões de CO₂ de 1990 a 2017 [2].

A tendência de queda que se verifica ao longo dos últimos anos pode ser explicada, em parte, pelo aumento da produção a partir de fonte renováveis e transformação de processos implementados em processos mais eficientes e menos poluentes.

Como próxima meta para 2030, Portugal deverá reduzir as suas emissões de GEE entre -30% a -40%, relativamente aos valores de 2005 [1].

Tendo por base os dados do RNC2050, entre 2007 e 2017, Portugal apresentava uma distribuição das emissões totais de GEE em: 25% na produção de energia, 25% nos transportes, 23% na indústria, 10% na agricultura, 8% noutras utilizações de energia e 8% nos resíduos. Com vista a atingir os objetivos a que se propõe, apesar de cada setor ter um potencial de redução de emissões diferente, todos terão de sofrer alterações de modo a contribuir para a descarbonização. Na base destas alterações está a transição dos sistemas convencionais de produção de eletricidade para sistemas com base em recursos renováveis, o aumento da eficiência energética dos sistemas e correspondente eletrificação (eletricidade obtida através de recursos renováveis) e o desenvolvimento de novos vetores energéticos [2].

O potencial de contribuição de cada setor para esse objetivo pode ser observado na Figura 1.2:

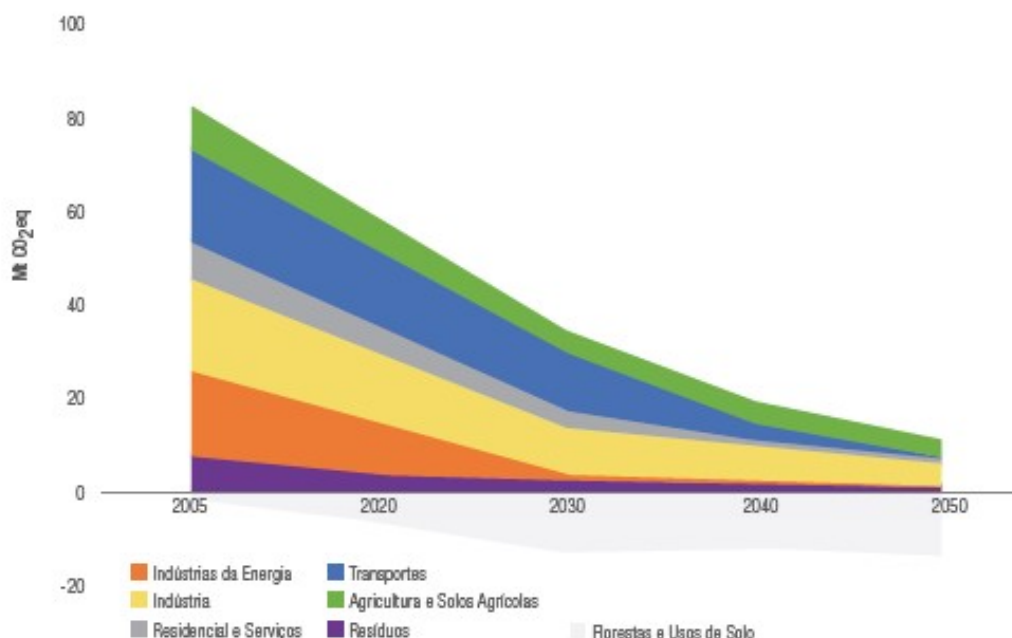


Figura 1.2. Potencial de redução das emissões de CO₂ em cada setor [2].

Um dos setores que apresenta maior potencial na redução das suas emissões de GEE é o setor eletroprodutor, o qual terá maior destaque na presente dissertação.

O objetivo que Portugal tem neste setor é claro: total descarbonização até 2050 com implementação de tecnologias renováveis. Para cumprir este objetivo será necessário descontinuar progressivamente a utilização de combustíveis fósseis no setor eletroprodutor, estando previsto para 2030 o fim da utilização do carvão neste setor [2]. De realçar que esta meta já foi, de facto, atingida, dado que, deste o final de novembro de 2021, não se encontram ativas quaisquer centrais a carvão em território nacional.

Nos últimos anos tem-se verificado um grande investimento na tecnologia fotovoltaica e eólica, porém, devido ao facto de a sua produção ser altamente variável e depender da disponibilidade do recurso, surgem problemas a nível da despachabilidade e estabilidade da rede de distribuição de eletricidade. Sendo o objetivo garantir que 100% da energia produzida em 2050 provenha de recursos renováveis, haverá a necessidade de investir noutras tecnologias que permitam algum desfasamento entre o aproveitamento do recurso renovável e a produção de eletricidade.

Posto isto, os principais *drivers* para a descarbonização deste setor têm por base a transição dos sistemas de produção de eletricidade convencionais com base na utilização de combustíveis fósseis para sistemas de energia renovável, o fim da utilização do carvão até 2030 e do gás natural até 2040, o desenvolvimento de novas tecnologias que permitam o armazenamento de energia e garantia de uma maior inteligência e flexibilidade das redes [2].

A necessidade de mudança é, não só, mas também, cimentada pelo montante total de perdas económicas devido aos fenómenos meteorológicos que, entre 1980 e 2016, foi de 436 mil milhões de euros na Europa, sendo que Portugal teve prejuízos na ordem dos 7 mil milhões de euros [2]. O investimento e incentivo à descarbonização permitirá uma redução nas perdas associadas às alterações climáticas, o que favorece a mudança.

Por outro lado, o investimento para atingir a neutralidade carbónica traduzir-se-á numa poupança na importação dos combustíveis fósseis com uma redução na dependência de países externos. Este resultado tem uma importância extrema na economia portuguesa, uma vez que a aquisição destes combustíveis a outros países representa uma das principais despesas de Portugal, sendo que, por outro lado, mitigaria as flutuações no preço da energia uma vez que a mesma seria produzida nacionalmente, reduzindo a dependência na disponibilidade dos combustíveis fósseis e das exigências/imposições externas. Em 2020,

Portugal foi o 11º país da União Europeia com maior dependência energética, apresentando uma dependência de 65,8% enquanto a média europeia se encontrava nos 58%. A redução de 8,4% entre 2020 e 2019 tem 3 principais causas: quebra do consumo de energia devido à pandemia COVID-19; fim da importação de carvão para produção de eletricidade; aumento da produção de energia a partir de fontes renováveis a nível residencial [3]. A quebra do consumo devido à pandemia leva a que o valor de dependência energética em 2020 não seja tomado como um valor de referência, dado que é “artificialmente” baixo.

A Figura 1.3 representa a evolução da dependência energética de Portugal ao longo dos últimos anos, verificando-se uma notável descida entre 2017 e 2020. Segundo o PNEC, Portugal deverá reduzir a sua dependência energética para 65% até 2030, sendo que em 2050 se espera que seja inferior a 20% [1].



Figura 1.3. Evolução da dependência energética em Portugal [3].

A dependência energética normalizada considera a média dos últimos 15 e 5 anos para a produção hídrica e eólica, respetivamente, o que permite obter valores para um ano médio de hidraulicidade e eolicidade.

A produção de eletricidade a partir de recursos renováveis requer a utilização de várias tecnologias recentes que, numa fase inicial, apresentam custos bastante elevados, pelo que é necessária a existência de incentivos e apoios governamentais que permitam o desenvolvimento destes sistemas. Os incentivos podem estar diretamente ligados aos custos iniciais de investimentos ou ligados à produção elétrica.

1.2. Estrutura da dissertação

Numa primeira instância abordaram-se as premissas que motivam o tema da transição energética, apresentando os principais objetivos para o setor eletroprodutor. De seguida analisa-se o potencial de utilização do recurso solar a nível global e posteriormente o caso particular de Portugal.

No capítulo 2 será feita uma análise aos sistemas CSP, abordando o seu princípio de funcionamento, bem como as tecnologias existentes, com apresentação e caracterização dos principais componentes.

Posteriormente, no capítulo 3, comparam-se as duas tecnologias de aproveitamento do recurso solar, fotovoltaica (PV) e CSP, onde se comprova a grande potencialidade do CSP, um dos objetivos da dissertação.

O capítulo 4 destaca os sistemas CSP de pequena escala, analisando este nicho de mercado, e apresentando vários projetos já implementados, bem como estudos já desenvolvidos e comprovativos do seu potencial.

O último capítulo é dedicado à análise de um programa de análise tecno-económica de sistemas de energias renováveis, onde se simula um sistema CSP de pequena escala, bem como a apresentação de resultados e análises paramétricas.

Por fim, após apresentadas as principais conclusões da presente dissertação, sugerem-se alguns trabalhos futuros para desenvolvimento e complementação deste trabalho.

1.3. Energia Solar como Recurso Renovável

A energia solar apresenta-se como o recurso renovável mais abundante, com elevada viabilidade e com uma alargada gama de aplicações. A quantidade de energia solar disponível pode ser avaliada em termos da potência incidente por unidade de área [kW/m^2] e da energia incidente por unidade de área [kWh/m^2]. Da energia solar disponível apenas 47% atinge a superfície terrestre (31% de forma direta e os restantes 16% de forma difusa, através de poeiras, vapor de água e outras moléculas), sendo que os restantes 53% da energia podem ser divididos em: 15% absorvidos na troposfera, 23% refletidos por nuvens, 7% refletido pelo solo, 2% absorvidos pela estratosfera e 6% de radiação difundida pela atmosfera, que não atinge o solo [4].

A implementação dos recursos renováveis como forma de produzir eletricidade verificou 3 vagas principais, como se pode verificar na Figura 1.4, cada uma delas representada pelo desenvolvimento, crescimento e implementação de uma determinada tecnologia. As décadas de 80 e 90 foram representadas pelo aproveitamento da energia hídrica como forte aposta na produção elétrica, porém, a partir de 2000 surge um aumento da utilização da energia eólica e mais recentemente o recurso solar com um grande potencial de exploração e desenvolvimento.



Figura 1.4. Vagas de desenvolvimento da política renovável em Portugal [5].

Ao longo dos últimos anos tem-se verificado um contínuo aumento no consumo de energia e eletricidade devido ao aumento da população, industrialização e urbanização. Segundo Islam et al. [6], é expectável que se dê um aumento de 100% no espaço de 10-15 anos no consumo de eletricidade; já Tabassum et al. [7] estima que o aumento do consumo de energia, entre 2018 e 2050, seja de 50%.

Devido à necessidade de tornar a produção de eletricidade sustentável, renovável e de baixo custo, a energia solar tornou-se uma das soluções mais competitivas a nível dos recursos renováveis e com maior potencial para produção de eletricidade, podendo também ser utilizada para outros fins, como por exemplo o aquecimento de água para uso doméstico, comercial ou industrial [6].

A vantagem da utilização da energia solar como um recurso renovável à produção de energia elétrica é demonstrada pelo facto de a potência anual média de consumo mundial (16TW) corresponder a 0,01% da potência solar média (174000TW) que chega à Terra, aliada às suas características intrínsecas, tais como: energia inesgotável, limpa e distribuída por todo o mundo [8]. Para comprovar e transmitir a ideia da potencialidade da utilização da

energia solar, teoricamente, a quantidade total de energia solar que incide na superfície terrestre excede, com grande expressão, as necessidades energéticas a nível mundial, sendo que numa única hora, essa quantidade excede o consumo energético anual em todo o mundo, que todas as necessidades da Europa podem ser satisfeitas através da energia que 0,4% do deserto do Saara recebe e que as necessidades mundiais podem ser inteiramente supridas através da energia incidente em 2% superfície terrestre [7].

O consumo de eletricidade em Portugal tem, nos últimos 10 anos, um valor médio de 50 TWh/ano, porém apenas 2% da total produção de eletricidade é feita a partir da energia solar [8], o que se revela um valor bastante reduzido face à potencialidade que apresenta, sendo que é preciso ter em conta que esta tecnologia é relativamente recente quando comparada aos sistemas de produção a partir de energia hídrica e eólica, que se encontram bastante mais desenvolvidos tecnologicamente e com grau de maturidade maior [7].

1.3.1. Radiação Solar em Portugal

Na avaliação do potencial de uma zona para aproveitamento da energia solar, a radiação é o fator com maior importância. A radiação pode ser dividida em:

- *Direct Normal Irradiance* (DNI): quantidade de radiação solar recebida por uma superfície perpendicular aos raios que vêm diretamente do sol, sem qualquer oposição, sendo que, para maximizar a radiação recebida, é necessário manter a superfície perpendicular através de um sistema de rastreamento. É o parâmetro mais importante para os sistemas *Concentrated Solar Power* (CSP), uma vez que apenas utilizam esta fração da radiação solar;
- *Diffuse Horizontal Irradiance* (DHI): quantidade de radiação que mudou de direção devido às moléculas e partículas da atmosfera. Esta componente pode variar entre os 10% e 100% em dias de céu limpo e totalmente nublado, respetivamente;
- *Global Horizontal Irradiance* (GHI): quantidade total de radiação recebida por uma superfície horizontal. É um parâmetro especialmente importante em instalações fotovoltaicas (PV), uma vez que inclui tanto a DNI como a DHI.

De entre vários parâmetros, o que tem maior influência na decisão do potencial de uma região à implementação de um sistema CSP é a DNI, sendo que são considerados particularmente mais interessantes e economicamente mais viáveis quando o valor da DNI média é igual ou superior a 2000 kWh/m².ano [6, 10]. Além deste parâmetro, é necessário ter em conta fatores como o nível de nebulosidade e de poeira, uma vez que, não só diminuem a fração da DNI disponível, como a poeira também origina a deposição de partículas nos coletores, diminuindo a sua eficiência e aumentando as necessidades de manutenção.

O estudo realizado por Merrouni et al. [10] teve como objetivo principal perceber o impacto do nível de poeira na performance do sistema em termos da produção elétrica e do *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) entre Benguerir, Marrocos e Évora, Portugal. Apesar da DNI média anual em Benguerir ser superior à de Évora, 2239 kWh/m² e 2100 kWh/m², respetivamente, o facto de ter um nível de poeira três vezes superior leva a que a quantidade de energia elétrica produzida (1,25 GWh) e o LCOE (0,231€/kWh) sejam similares nos dois locais. Concluiu-se assim que, apesar da DNI ser o principal parâmetro na avaliação do potencial CSP, a presença de partículas na atmosfera leva a quedas no desempenho do campo solar, resultando em perdas significativas na produção. Outra conclusão importante é o facto de parte das regiões com grande potencial CSP se localizarem em zonas áridas e desérticas que estão associadas à escassez de água, o que provoca um aumento dos custos de manutenção, nomeadamente das necessidades de lavagem.

Portugal é um dos países da Europa com maior disponibilidade de radiação solar, que, mesmo tendo uma grande variabilidade na distribuição da DNI, apresenta um valor médio anual em todo o território nacional de 1800 kWh/m² [8], atingindo 2200 kWh/m² em certas regiões, com um número de horas de sol anuais de 2200 a 3100 horas, o que é bastante superior aos valores de 1200 a 1700 horas apresentadas pela Alemanha [11], ou 1750 horas de média europeia [12]. Isto faz de Portugal um dos países europeus com maior potencial de aproveitamento deste recurso com vista à satisfação energética nacional. De acordo com o estudo realizado em [9], a tecnologia CSP apresenta, em Portugal, o maior potencial entre todas as energias renováveis, nomeadamente: hídrica, geotérmica, biomassa, eólica, fotovoltaica e ondas/marés.

A distribuição da DNI na Europa pode ser observada na Figura 1.5.

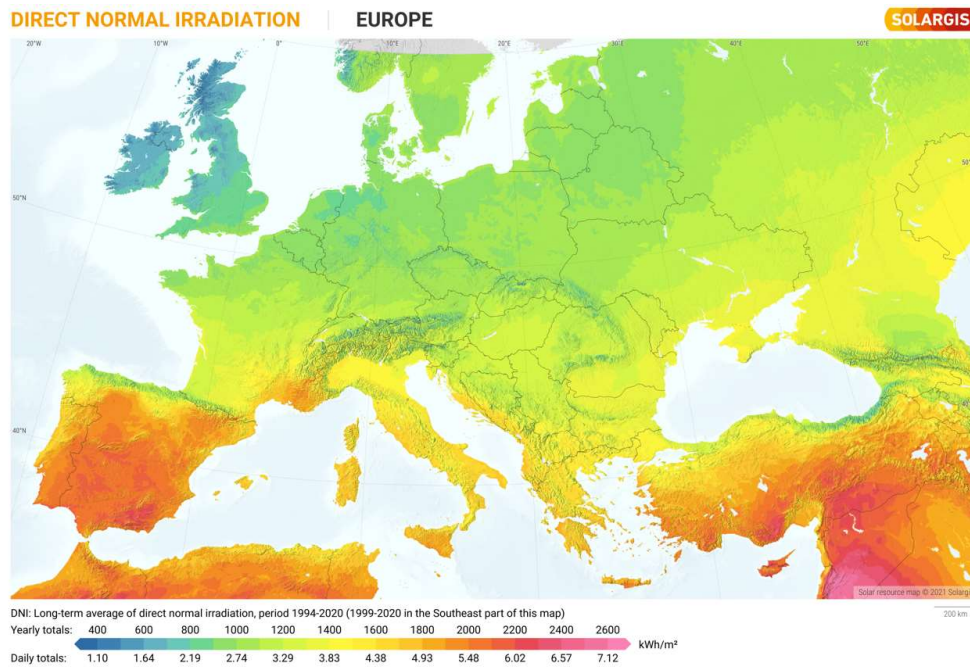


Figura 1.5. Distribuição da DNI na Europa [13].

Em Portugal, as zonas do Alto e Baixo Alentejo, Algarve e Beira Baixa apresentam valores de DNI superiores a 2000 kWh/m².ano, como se pode observar na Figura 1.6, o que indica potencial de viabilidade económica nestas regiões [14].



Figura 1.6. Distribuição da DNI em Portugal [13].

2. CONCENTRATED SOLAR POWER

O princípio de funcionamento da tecnologia CSP baseia-se na geração de eletricidade através de uma máquina (motor) térmica envolvendo a concentração da radiação solar, cujo objetivo é atingir temperaturas elevadas. Ao contrário do que acontece com a tecnologia PV, na tecnologia CSP apenas é aproveitada a fração DNI da radiação que, através de concentradores solares, a faz incidir no recetor, aquecendo o *Heat Transfer Fluid* (HTF), ocorrendo a transformação da radiação solar em energia térmica. A concentração da radiação faz com que o HTF consiga atingir temperaturas bastante elevadas, podendo essa energia térmica ser utilizada para produção de eletricidade através de máquina térmica, normalmente com uma turbina associada a um gerador, ou, por outro lado, ser armazenada com vista a criar um desfaseamento entre a radiação solar e a produção de eletricidade (conceito de despachabilidade).

A existência do *Thermal Energy Storage* (TES) permite a produção de eletricidade mesmo quando o céu se encontra nublado ou até mesmo durante a noite, quando não há radiação disponível. Isto permite criar uma rede de distribuição de energia mais estável, uma vez que grande parte dos sistemas de produção de energia elétrica são não-despacháveis, ou seja, produzem e introduzem eletricidade na rede apenas quando o recurso primário se encontra disponível. Esta característica inerente aos sistemas CSP é umas das suas principais vantagens.

Aliada à característica anteriormente descrita, existe a possibilidade de implementar um sistema redundante, normalmente com base em combustíveis fósseis, que funciona como *backup* de modo a suprir parcialmente as necessidades energéticas durante períodos em que a radiação solar é baixa ou inexistente, tornando o sistema híbrido, sendo que este tipo de configuração é observado em vários sistemas.

Dado o objetivo referido na secção 1.1, atingir a neutralidade carbónica até 2050, existe a necessidade de implementar sistemas com base renovável com capacidade de serem despacháveis. Estes sistemas permitem criar um desfaseamento entre a disponibilidade do recurso renovável e a produção de eletricidade, podendo substituir os sistemas convencionais à base de combustíveis fósseis.

O princípio de funcionamento desta tecnologia está representado na Figura 2.1.

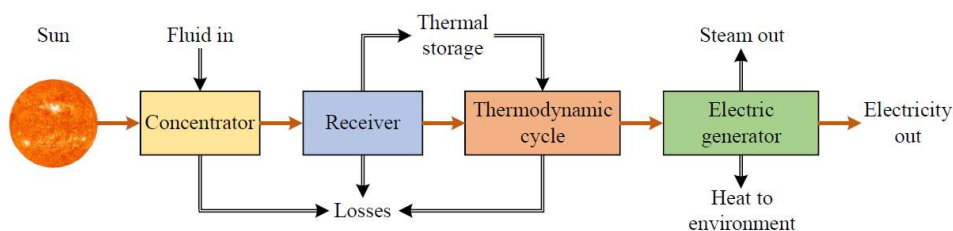


Figura 2.1. Esquema de princípio de um sistema CSP [7].

De acordo com o estudo realizado por Islam et al. [6], os sistemas CSP terão uma contribuição de 7% na produção da eletricidade global em 2030 e de 25% em 2050.

2.1. Tecnologias CSP

O objetivo do campo solar é concentrar a radiação solar num recetor, utilizando de um modo geral espelhos concentradores, convertendo-a em energia térmica o que faz com que a densidade radiativa absorvida seja superior àquela que incide na superfície terrestre, para que se atinjam temperaturas elevadas que permitam fazer operar uma máquina térmica.

Por cada metro quadrado de coletores podem ser produzidos 400 kWh de energia elétrica por ano, o que resulta numa poupança de 2,5 toneladas de combustíveis fósseis e 12 toneladas de emissões de CO₂ em 25 anos de vida útil de operação [15].

As tecnologias de concentração da radiação solar que existem neste momento são quatro que, apesar de apresentarem o mesmo objetivo, conversão da radiação solar em energia térmica, apresentam formas e características que as distinguem e que fazem com que a sua aplicação seja diferenciada. As tecnologias utilizadas para o processo da concentração da radiação solar podem ser divididas da forma apresentada na Figura 2.2.

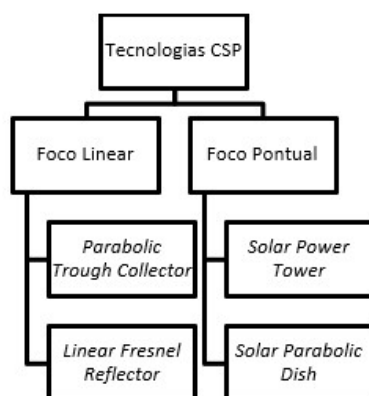


Figura 2.2. Tecnologias CSP.

Em cada um dos sistemas é implementado um sistema de rastreamento com o objetivo de fazer maior aproveitamento da radiação solar, para que a mesma incida no recetor à medida que se dá o movimento do sol. São utilizados sistemas de rastreamento de eixo único e sistemas de dois eixos que acompanham todo o movimento do sol, mantendo a superfície do concentrador normal aos raios incidentes. Os sistemas de foco linear utilizam sistemas de rastreamento de eixo único, enquanto os sistemas de foco pontual são implementados com sistemas de rastreamento de dois eixos.

A orientação dos coletores é normalmente feita na direção longitudinal norte-sul com rastreamento este-oeste, uma vez que garantem uma maior quantidade de energia absorvida. Apesar de pouco comum, a orientação dos coletores na direção este-oeste pode ser mais viável, como é o caso do estudo feito por Desideri & Campana [16], em que era necessário garantir uma potência elétrica de base permanente e um funcionamento do *power cycle* mais uniforme.

Um parâmetro típico característico de cada tecnologia é o fator de concentração, que consiste na razão entre a área de abertura do concentrador e a área de absorção do recetor.

Neste momento, a tecnologia mais madura e com mais capacidade instalada a nível mundial é a *Parabolic Trough Collectors* (PTC), porém, a instalação de *Solar Power Towers* (SPT) tem vindo a crescer dada a maior potencialidade desta tecnologia uma vez que a temperatura atingida no campo solar é bastante superior, permitindo obter uma maior eficiência do *power cycle*.

2.1.1. Parabolic Trough Collector - PTC

Os PTCs são a tecnologia mais comprovada, madura e utilizada dos sistemas CSP, sendo que o primeiro foi desenvolvido em 1912 no Cairo, Egipto [6, 17].

Esta tecnologia consiste em coletores constituídos por espelhos refletores em forma de uma calha parabólica onde a radiação solar incide e é focada num recetor, aquecendo o HTF. A sua configuração alinhada com o eixo norte-sul permite um melhor aproveitamento da energia solar, porém, para se obter uma maior eficiência é necessário que seja aplicado um sistema de rastreamento solar de eixo único, no sentido este-oeste ao longo do dia, que, apesar de se traduzir num acréscimo no investimento (agravado em sistemas de pequena escala) [18], garante que a radiação é continuamente focada no tubo recetor, aumentando a sua eficiência [6].

O tubo recetor é normalmente constituído por aço inoxidável com revestimento com vista a diminuir as perdas por radiação e aumentar a absorção, e encontra-se no interior de um tubo de vácuo em vidro para diminuir as perdas por convecção [19]. O fluido que atravessa o tubo recetor pode ser óleo térmico, com uma temperatura operativa até 400°C, dado que a partir desse valor se começa a verificar uma certa degradação do óleo; água com temperatura até 500°C; ou os *molten salts*, que permitem temperaturas de operação até 550°C [19].

A configuração da tecnologia PTC pode ser observada na Figura 2.3.

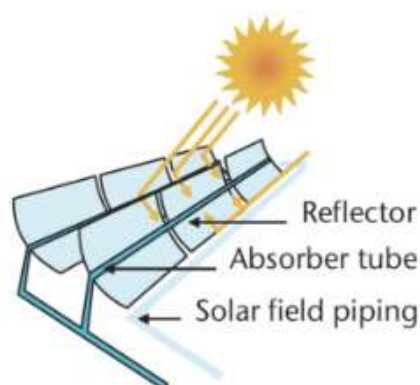


Figura 2.3. Configuração do *Parabolic Trough Collectors* [20].

2.1.2. *Linear Fresnel Reflector-LFR*

Os sistemas *Linear Fresnel Reflector* (LFR) são relativamente mais recentes do que os PTC, o que se reflete na sua menor maturidade, menor grau de desenvolvimento e implementação. Esta tecnologia consiste em espelhos refletores lineares de forma retangular com superfície plana ou ligeiramente curva, situados ao nível do solo e dispersos de forma descontínua, ao contrário da tecnologia PTC, cuja superfície parabólica é contínua.

O mecanismo de funcionamento é semelhante ao PTC, no entanto baseia-se nas lentes de *Fresnel*, onde a radiação solar que incide nos concentradores é refletida, com auxílio de um sistema de rastreamento de eixo único, fazendo com que seja concentrada num tubo recetor, fixo e a alguns metros de altura, aquecendo o fluido que o atravessa [6]. O facto de o tubo recetor se encontrar fixo, o que não acontece com a tecnologia PTC, faz com que não seja necessária a utilização de conexões flexíveis, tendo menos custos e necessidade de manutenção [11]. É tipicamente utilizado um concentrador secundário junto ao tubo recetor

com o objetivo de fazer com que a radiação que não atinja diretamente o tubo recetor devido a erros óticos, seja novamente refletida, havendo um maior aproveitamento da radiação solar incidente, o que não acontece nos PTC dado que esses erros não se verificam de forma significativa [19]. Nestes sistemas o HTF utilizado é geralmente água ou óleo térmico com temperaturas operativas típicas de 250-390°C [6].

O sistema LFR apresenta eficiências e temperaturas operativas inferiores aos sistemas PTC, porém, tem um custo de investimento, de operação e manutenção inferiores, fatores a ter em conta no processo de seleção da tecnologia a utilizar [6].

A configuração da tecnologia LFR pode ser observada na Figura 2.4.

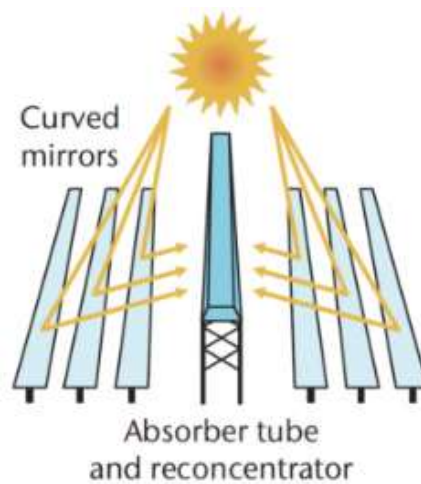


Figura 2.4. Configuração do *Linear Fresnel Reflector* [20].

2.1.3. Solar Power Tower-SPT

A tecnologia SPT, também designada por *Central Receiver*, consiste num grande campo de helióstatos com configuração circular ou semi-circular dependendo do tipo de configuração implementada, que fazem incidir a radiação solar num recetor que se encontra no topo de uma torre solar que, posteriormente, é convertida em energia térmica. Devido à elevada concentração da radiação solar, de 200 kW/m² a 1000 kW/m², o HTF atinge temperaturas bastante elevadas, pelo que o material do recetor necessita de ser estável a essas mesmas temperaturas, sendo normalmente constituído por materiais cerâmicos ou metálicos [6].

A disposição e configuração do campo de helióstatos é feita com vista a otimizar a eficiência do campo [12], evitando possíveis sombreamentos, resultando na tecnologia com mais área utilizada por unidade de potência e, por sua vez, numa menor eficiência de terreno.

Os HTFs mais utilizado nestes sistemas são a água e os *molten salts* devido às elevadas temperaturas operativas, o que impede a utilização de óleos térmicos pela sua degradação. Neste momento, a utilização dos *molten salts* tem sido bastante desenvolvida e mais utilizada uma vez que é um fluido não inflamável, não tóxico e com melhor capacidade de armazenamento de energia térmica do que a água. Existem ainda sistemas sob estudo e desenvolvimento em que o HTF é sódio ou ar [6].

Nestes sistemas, os helióstatos possuem um sistema de rastreamento de dois eixos individual para permitir que a radiação seja focada num ponto, sendo este o principal custo nos campos SPT.

As características desta tecnologia tornam-na indicada para sistemas de grande escala, dada a sua viabilidade económica a partir de uma gama 50-100 MW [6], uma vez que necessita de grande área, tem custos relativos elevados, opera com temperaturas elevadas que levam a um *power cycle* de maior capacidade, tem grande capacidade de armazenamento e uma maior eficiência quando comparada com as restantes tecnologias. Quando comparada com a tecnologia PTC, a SPT é ainda considerada relativamente recente e com um grande potencial de crescimento, porém já se encontra bastante implementada [11]. Os principais parâmetros que influenciam a eficiência do campo solar são as características óticas e limpeza dos helióstatos e a precisão do sistema de rastreamento.

A configuração da tecnologia SPT pode ser observada na Figura 2.5.

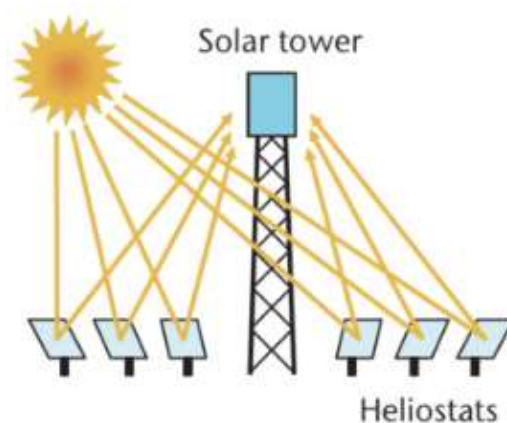


Figura 2.5. Configuração do *Solar Power Tower* [20].

2.1.4. Solar Parabolic Dish-SPD

Esta tecnologia consiste num refletor parabólico em forma de disco, idêntico a uma antena parabólica, onde a radiação solar é focada num ponto através de um sistema de rastreamento de dois eixos. O diâmetro do SPD pode variar entre 5-10m com uma área de superfície de 40-120m² [6].

Em comparação com as outras tecnologias apresentadas, a tecnologia SPD tem uma maior eficiência solar-elétrica, não necessita do terreno nivelado e com baixo declive, podendo ser uma zona com piso irregular, e é facilmente implementado em sistemas de pequena escala para regiões remotas, uma das aplicabilidades desta tecnologia. Por outro lado, é recente, pouco implementada, com limitações ao nível do armazenamento e com características que a tornam bastante diferente das restantes, com restrições na sua aplicação [6, 12, 19].

O SPD tem um fator de concentração de aproximadamente 2000 e tipicamente atinge temperaturas de cerca de 750°C. Uma das particularidades desta tecnologia é ser feita por módulos individuais, em que cada um deles tem um potencial de geração de eletricidade na gama de 0,01-0,5MW, sendo geralmente utilizado um ciclo de *Stirling* ou um ciclo de *Brayton* com microturbina para produção de eletricidade, com o primeiro a ser o mais utilizado. O HTF utilizado nestes sistemas é o hélio ou o hidrogénio [6, 11, 12].

A configuração da tecnologia SPT pode ser observada na Figura 2.6.



Figura 2.6. Configuração do Solar Parabolic Dish [20].

2.2. Thermal Energy Storage – TES

A produção de eletricidade a partir de energias renováveis é não-determinística devido à variação dos próprios recursos naturais, assim como a variação das necessidades de consumo elétrico. A descontinuação da utilização dos combustíveis fósseis em detrimento da utilização de recursos renováveis para a produção de energia traz, intrinsecamente associada, a necessidade de implementação de mecanismos de armazenamento de energia, independentemente do tipo. Dada a intermitência da disponibilidade, variabilidade e limitação de certos recursos naturais, torna-se fundamental a existência de meios de armazenamento para competir com a despachabilidade que os sistemas de produção elétrica com base fóssil oferecem, o que levou ao desenvolvimento de diferentes formas de armazenamento de energia, tornando-os eficientes e sustentáveis [21]. De uma forma geral, o TES permite, não só o armazenamento temporário de energia térmica para posterior utilização dessa mesma energia, compensando a intermitência do recurso solar ou assegurando a despachabilidade do sistema, como também lhe confere inércia térmica, garantindo uma maior estabilidade de funcionamento.

Segundo Sarbu & Sebarchievici [21], é estimado que na Europa se poupem 1,4 milhões de GWh/ano e 400 milhões de toneladas de emissões de CO₂ possam ser evitadas pela utilização do TES em edifícios e setores industriais.

No caso da tecnologia CSP, um dos seus principais objetivos é tornar a produção da energia elétrica despachável, ou seja, garantir que haja um desfasamento entre a captação da energia solar e a produção de eletricidade. Esse desfasamento é garantido através da utilização do TES, que permite atenuar a intermitência do recurso solar, cujo objetivo é armazenar a energia térmica que contém o HTF a fim de ser utilizada quando a radiação solar disponível não conseguir satisfazer as necessidades térmicas exigidas pelo *power cycle* ou para ajustar a produção com base nas tarifas horárias de eletricidade, dando prioridade aos períodos onde o seu custo é mais elevado e assim tornar o sistema economicamente mais rentável. Algumas das vantagens da sua utilização são: aumentar o fator de capacidade (FC) de 20-25%, sem TES, até 60-85% com TES; reduzir o funcionamento do *power cycle* a carga parcial; e ajustar a produção para horários de ponta [22]. Entenda-se por fator de capacidade o rácio entre a energia produzida durante um certo período e produção teórica máxima nesse mesmo período, ou seja, é uma fração entre a energia produzida anual (E_{anual}) e a potência

instalada (P), representando o quão despachável é o sistema. O fator de capacidade pode ser calculado através de

$$FC = \frac{E_{\text{anual}}}{P \times 8760} \quad (2.1)$$

O TES associado a sistemas CSP pode ser dividido em: sistemas de média escala com capacidade térmica de aproximadamente 5 horas, o que permite fazer face à intermitência e produzir em períodos de pico durante a noite; ou sistemas de grande escala com capacidade entre 8 e 16 horas que permitem uma produção elétrica estável à capacidade nominal, tendo capacidade de produzir durante toda a noite. No sistema TES a energia térmica é armazenada antes de ser convertida em energia elétrica, o que permite obter uma eficiência de TES próxima dos 100% [23], dadas as tecnologias com excelente isolamento térmico, superior quando comparada com o armazenamento em baterias, cuja degradação leva a um decréscimo acentuado na sua eficiência, perto dos 80% ao fim de 10 anos. Aliada à eficiência, o TES apresenta ainda uma fiabilidade bastante superior, custos mais reduzidos e menor impacto ambiental comparativamente com o armazenamento de energia elétrica em baterias. Por outro lado, a utilização de TES limita o tipo de armazenamento à energia térmica do recurso em questão, enquanto a utilização de baterias permite armazenar eletricidade de qualquer fonte. A utilização do TES para além de permitir produzir mais eletricidade, tem benefícios económicos pelo facto da operação do *power cycle* ser mais estável, o que reduz os riscos de fadiga térmica e mecânica dos seus componentes [4].

A capacidade instalada de TES, maioritariamente em sistemas CSP, representa cerca de 40% da total capacidade instalada de armazenamento de energia, sem contabilizar com o armazenamento hídrico [24], sendo que a sua evolução pode ser observada na Figura 2.7.

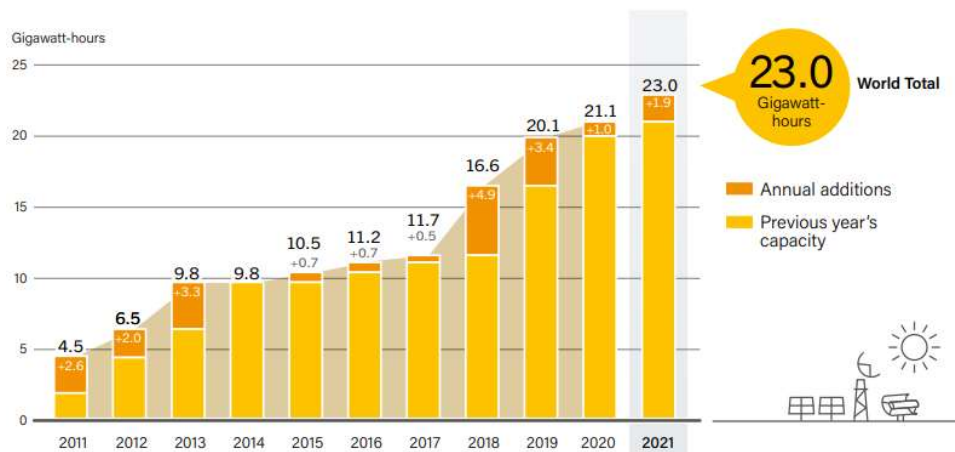


Figura 2.7. Evolução da capacidade instalada de TES [24].

O dimensionamento e escolha do sistema TES requer a utilização de ferramentas de simulação com vista a torná-lo rentável e garantir que a sua implementação vai de encontro aos objetivos tecno-económicos que se pretendem no projeto. A escolha do sistema de TES assenta em três critérios essenciais que se encontram listados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1. Critérios de projeto de um sistema de TES. Adaptado de [25].

Critérios	Fatores
Propriedades técnicas	Elevada capacidade/densidade de armazenamento de energia térmica para reduzir o volume ocupado e aumentar a eficiência; Elevada condutividade térmica para uma transferência de calor mais rápida (maiores potências) nos processos de carga e descarga; Boa estabilidade mecânica, térmica e química; Compatibilidade entre HTF, permutador de calor e/ou material de armazenamento (quando aplicável); Reversibilidade num elevado número de ciclos de cargas e descargas; Baixa pressão de vapor; Perdas térmicas reduzidas.
Económico	Custo do meio de armazenamento; Custo do permutador de calor; Custo da área/espço para o TES.
Operacional e ambiental	Estratégia operacional; Impacto ambiental e segurança; Integração no <i>power cycle</i> .

2.2.1. Classificação do TES

O TES pode ser classificado segundo se mostra na Figura 2.8. Dentro de cada sistema de TES podemos fazer a sua descrição consoante as seguintes características: capacidade, potência de carga e descarga, eficiência, tempo de armazenamento e custo [21].

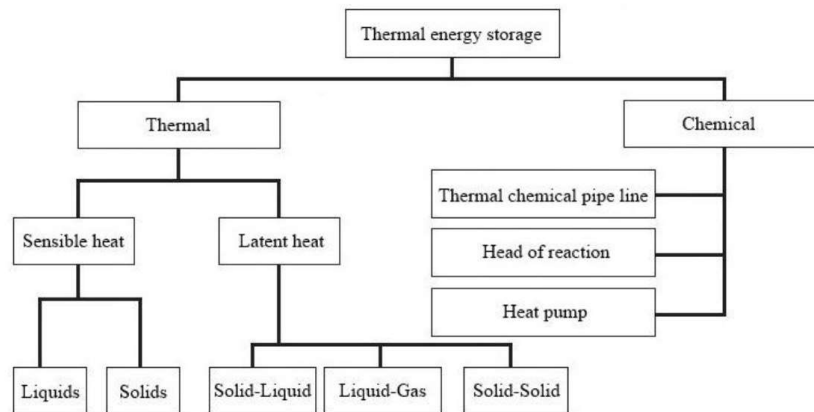


Figura 2.8. Classificação do TES [21].

2.2.1.1. Sensible Heat Storage - SHS

Este tipo de armazenamento de energia tira partido da capacidade calorífica do material e implica o aumento ou diminuição da temperatura do meio de armazenamento, ou seja, aquecimento ou arrefecimento, podendo o material estar tanto no estado sólido como estado líquido, sem que ocorra mudança de fase [25]. Esta é a forma de armazenamento mais simples, mais barata, a mais desenvolvida e a mais aplicada em sistemas CSP, porém apresenta a menor capacidade de armazenamento relativamente aos outros tipos de armazenamento, o que resulta num aumento do volume do TES. Tem como meios de armazenamento mais utilizados a água, óleos térmicos, *molten salts*, materiais rochosos e areia.

Dentro dos materiais que operam no estado líquido, a água, devido à sua disponibilidade e elevado calor específico, é bastante utilizada, no entanto, acima de 100°C a sua utilização é tipicamente descontinuada em detrimento de outros materiais, tais como os óleos térmicos e *molten salts* [21]. Este é o sistema de armazenamento mais utilizado em sistemas CSP, sendo a maior parte deles de estado líquido com os materiais referidos.

Uma das principais vantagens do armazenamento de calor sensível relativamente ao latente são os custos do material de armazenamento que variam na gama de 0,05 \$/kg-5\$/kg

face a 4,28\$/kg-334\$/kg, respetivamente [25]. A quantidade de energia armazenada neste tipo de materiais pode ser calculada através da equação:

$$Q_s = \int_{t_i}^{t_f} mc_p dt \quad (2.2)$$

onde m corresponde à massa do meio de armazenamento térmico em kg, c_p corresponde ao seu calor específico em J/(kg.°C), t_f é a temperatura final e t_i é a temperatura inicial em °C.

2.2.1.2. *Latent Heat Storage- LHS*

Este tipo de armazenamento tira partido da energia associada à mudança de fase do material, ou seja, a energia é armazenada e posteriormente libertada por meio da mudança do estado físico do material, quer esta seja de transição sólido-líquido, sólido-sólido, sólido-gasoso ou líquido-gasoso. Nos processos com transição sólido-sólido, o armazenamento deve-se à transição de diferentes formas de cristalização, sem que haja variação de volume significativa, porém apresentam entalpias de mudança de fase relativamente pequenas; nos de transição sólido-gasoso ou líquido-gasoso, apesar de terem uma entalpia de mudança de fase bastante elevada, existem problemas de controlo devido às elevadas variações de volume; nos de transição sólido-líquido que apresentam variações de volume relativamente reduzidas e elevados valores de entalpia de mudança de fase, o que faz com que sejam os sistemas mais simples e mais utilizados [21, 25].

Ao contrário do que acontece no armazenamento de calor sensível, neste caso o processo ocorre a temperatura sensivelmente constante, o que poderá ser um fator importante quando se pretende que o armazenamento ou o funcionamento do *power cycle* seja feito a uma temperatura específica, como acontece em alguns sistemas CSP. O material utilizado neste tipo de armazenamento designa-se de *Phase Change Material* (PCM) e caracteriza-se por ter uma elevada densidade de armazenamento, 0,3-0,5 GJ/m³ [27], superior aos materiais utilizados no armazenamento sensível, porém são materiais de baixa condutibilidade térmica e podem apresentar degradação após um determinado número de ciclos, o que implica uma redução na sua vida útil. Nos sistemas de armazenamento com PCMs, apesar da principal parte do processo ocorrer a temperatura constante, poderá haver uma pequena quantidade de calor sensível associada à variação de temperatura antes e depois da mudança de fase [21].

A quantidade de energia armazenada neste tipo de armazenamento pode ser calculada através da equação:

$$Q_s = \int_{t_i}^{t_m} mc_p dt + mf\Delta h_m + \int_{t_m}^{t_f} mc_p dt \quad (2.3)$$

onde t_m é a temperatura de mudança de fase em °C, c_p é o calor específico médio entre as temperaturas; f é a fração de massa que sofre mudança de fase e Δh_m é a entalpia de mudança de fase do material em J/kg.

2.2.1.3. Chemical Energy Storage- CES

Este tipo de armazenamento tira partido da energia libertada ou consumida numa reação química através de processos exotérmicos ou endotérmicos, respetivamente. A eficiência do processo depende do grau de reversibilidade que existe na reação. O projeto de um sistema de armazenamento deste tipo deve ter em conta os seguintes aspetos: reversibilidade da reação; variação da entalpia e simplicidade das reações. A variação da entalpia neste tipo de processos é bastante mais elevada do que o armazenamento latente, o que resulta numa maior capacidade de armazenamento, porém apresenta problemas a nível de complexidade, durabilidade a longo prazo e estabilidade [25]. A densidade de armazenamento é bastante elevada com valores de 0,5-3 GJ/m³. Relativamente às outras formas de armazenamento, a sua utilização é mais viável em sistemas onde se pretende fazer armazenamento de energia de longa duração, como por exemplo o armazenamento de energia térmica no verão para poder ser utilizada no inverno.

A reação química entre hidróxido de cálcio com óxido de cálcio e vapor de água destaca-se pelo seu custo reduzido, disponibilidade e sem impacto ambiental [27].

A quantidade de energia armazenada neste tipo de armazenamento pode ser calculada através da equação:

$$Q_s = f_r m \Delta h_r \quad (2.4)$$

onde f_r é a fração da massa em reação e Δh_r é a entalpia de reação em J/kg.

2.2.1.4. Comparação entre sistemas TES

A comparação entre os sistemas apresentados anteriormente pode ser observada na Tabela 2.2. Os termos aplicados a cada sistema dizem respeito à sua comparação com os outros sistemas.

Tabela 2.2. Comparação dos diferentes sistemas TES, adaptado de [27].

	SES	LES	CES
Aplicação	Complexidade reduzida	Complexidade média	Complexidade elevada
Densidade de armazenamento	Baixa	Média	Elevada
Perdas térmicas	Elevadas	Médias	Nulas
Maturidade	Elevada	Média	Baixa
Tempo de armazenamento	Horas/dias	Horas/dias	Meses
Temperatura de armazenamento	Gama de temperaturas	Temperatura de mudança de fase	Temperatura ambiente

2.2.2. Aplicação do TES a sistemas CSP

A aplicação do TES a sistemas CSP, não só reduz o desfasamento que existe entre a disponibilidade da radiação solar e a produção de energia elétrica, contribuindo assim para uma maior estabilidade na rede elétrica, como também aumenta a sua performance, rendimento e fiabilidade. Para além disso, o TES permite controlar a produção da energia elétrica, priorizando a produção nos horários de ponta, em que o preço da eletricidade é mais elevado, e armazenando energia nos horários de vazio, onde o preço é mais reduzido [28].

O desenvolvimento e escolha do sistema de TES a implementar necessita do conhecimento dos fluxos de calor entre o HTF e o sistema TES durante o processo de carga e entre o sistema TES e a máquina térmica no processo de descarga [22].

Tendo sido já apresentados os tipos de TES existentes, nomeadamente, *Sensible Heat Storage*, *Latent Heat Storage* e *Chemical Energy Storage*, é importante verificar que aplicabilidade têm no caso dos sistemas CSP, ou seja, quais as configurações predominantes que o TES tem neste tipo de sistemas. A maioria dos sistemas CSP apresentam dois tipos de configurações de TES: dois tanques e tanque único.

2.2.2.1. Sistema de dois tanques

Neste tipo de sistemas, é feito um armazenamento de calor sensível sendo o HTF armazenado em dois tanques com temperaturas diferentes, um de alta temperatura e outro de baixa temperatura, designados de tanque quente e tanque frio, respetivamente. Dentro deste tipo de sistemas distinguem-se ainda os sistemas diretos e os sistemas indiretos.

No caso dos sistemas diretos de dois tanques, o próprio HTF do campo solar é utilizado como fluido de armazenamento. Neste caso, o HTF que se encontra no tanque frio segue para o campo solar, onde absorve energia e é aquecido, e vai para o tanque quente para ser armazenado. Posteriormente, o HTF segue para o permutador de calor, onde evapora o fluido de trabalho do *power cycle*, cedendo parte da sua energia térmica, e regressa ao tanque frio.

Em sistemas indiretos de dois tanques, o HTF é diferente do fluido de armazenamento, o que requer a utilização de um permutador de calor que promova a troca de energia entre os dois fluidos, o que aumenta os custos e complexidade do sistema [29]. O fluido de armazenamento que se encontra no tanque frio segue para o permutador de calor, onde é aquecido pelo HTF, e dirige-se para o tanque quente. O HTF sai do permutador de calor a baixa temperatura e segue para o campo solar onde é aquecido novamente.

A Figura 2.9 e Figura 2.10 representam a configuração de um sistema com armazenamento direto e indireto de dois tanques, respetivamente.

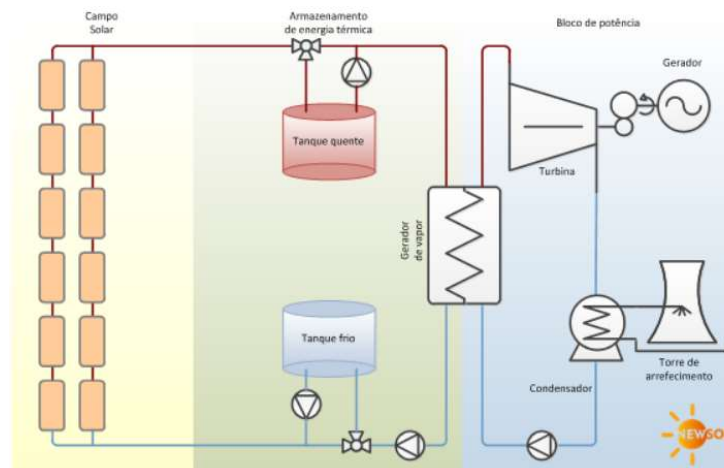


Figura 2.9. Sistema de armazenamento direto de dois tanques [29].

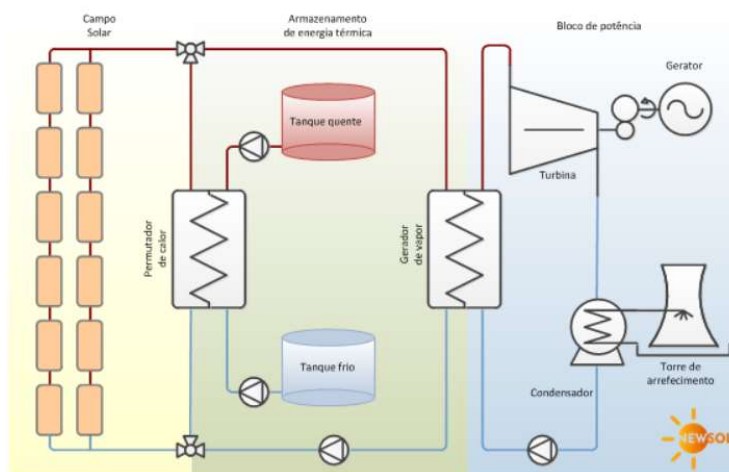


Figura 2.10. Sistema de armazenamento indireto de dois tanques [29].

2.2.2.2. Sistema de tanque único

Neste tipo de sistemas destacam-se a utilização de armazenamento de calor latente através de PCMs (pouco comum) e a utilização da tecnologia *thermocline*.

O armazenamento através de PCMs, como explicado em 2.2.1.2, é feita através do armazenamento de energia térmica a temperatura constante baseada no calor latente de mudança de fase do material utilizado no armazenamento.

No caso do armazenamento do tipo *thermocline*, o meio de armazenamento pode ser o próprio HTF ou ser um meio sólido, como rocha ou sílica. No primeiro caso, o HTF quente permanece no topo do tanque enquanto o HTF frio está na parte inferior, havendo uma linha divisora designada de gradiente *thermocline*. A distribuição de temperaturas é garantida graças à diferença de densidade do material a diferentes temperaturas. O carregamento térmico do tanque é efetuado através da saída do HTF frio da zona inferior em direção ao campo solar que, depois de aquecido, é depositado na zona superior do tanque, fazendo o gradiente mover-se para baixo até o tanque estar totalmente carregado. O processo de descarga é efetuado de forma semelhante, sendo que o HTF quente se dirige ao permutador de calor do *power cycle* e é posteriormente depositado na zona inferior do tanque, fazendo com que o gradiente se mova para cima até estar totalmente descarregado. No topo do tanque encontra-se a área de expansão do HTF que está conectada a um tanque de expansão, cujo objetivo é manter o tanque pressurizado e inerte [28]. No segundo caso, no processo de carga, o HTF quente entra na zona superior do tanque e sai na zona inferior a baixa de temperatura, adicionando energia térmica ao tanque e o contrário acontece no processo de descarga [21].

Este tipo de armazenamento é indicado para aplicações de pequena escala uma vez que permite uma redução de custos relativamente a um sistema de dois tanques [23]. A utilização do *thermocline* pode representar uma redução de 35% no custo do TES relativamente a um sistema de dois tanques com *molten salts* [30].

A Figura 2.11 representa um sistema com armazenamento *thermocline*.

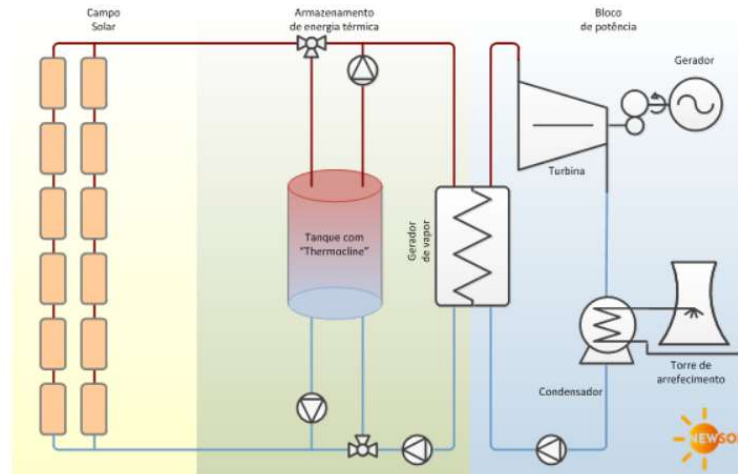


Figura 2.11. Sistema de armazenamento *thermocline* [29].

2.3. Heat Transfer Fluid - HTF

O HTF é um dos principais componentes de um sistema CSP com influência direta na sua performance e eficiência [31]. Segundo Benoit et al. [32], o HTF deve ser compatível com os materiais utilizados e com o meio de armazenamento e ser capaz de operar na gama de temperaturas necessárias, receber e transferir calor facilmente e circular bem em espaços confinados. Dadas as elevadas quantidades de HTF necessárias no sistema, uma vez que o mesmo pode ser utilizado como meio recetor e de armazenamento, é necessário minimizar o seu custo enquanto se aumenta a performance [31]. Para além de ter influência direta na eficiência global do sistema, a escolha do HTF determina o tipo de TES e o *power cycle* a implementar, bem como a performance que pode atingir [15].

As principais características a ter em conta na escolha do HTF são [30, 31]:

1. Ampla gama de temperaturas de funcionamento e elevada estabilidade térmica: baixo ponto de solidificação diretamente relacionado com os custos operacionais devido às necessidades térmicas de proteção de congelamento do HTF, enquanto uma elevada temperatura de ebulição permite operar a elevadas temperaturas com uma maior eficiência do *power cycle*;

2. Boas propriedades termofísicas: elevada condutividade térmica permite maior transferência térmica, baixa viscosidade dinâmica permite um melhor escoamento uma vez que reduz as perdas de carga e a potência de bombagem, elevado calor específico que permite controlar o aumento de temperatura que pode ser transferida ou armazenada e definir a aptidão do HTF como meio de armazenamento;
3. Baixa pressão de trabalho: permite utilizar uma menor espessura na tubagem e conseqüentemente reduzir as tensões mecânicas devido à expansão e contração do material, dado que o gradiente térmico é menor.
4. Aspectos operacionais: segurança, corrosão, ignição, impacto ambiental, custos e manutenção.

A Tabela 2.3 elenca as principais propriedades a ter em conta na escolha do HTF e qual a sua influência no sistema.

Tabela 2.3. Influência das propriedades do HTF no sistema CSP, adaptado de [22].

Propriedades	Influência
Temperatura de solidificação	Temperatura mínima de operação; necessidades térmicas de proteção
Limite de estabilidade térmica	Temperatura máxima de operação
Viscosidade	Sistema de bombagem
Condutividade térmica	Transferência de calor; permutador de calor
Calor Específico	Capacidade de TES
Densidade	Volume de TES

As melhorias nas propriedades térmicas do HTF são uma das formas mais eficazes de melhorar a eficiência dos sistemas CSP, já que melhorias no sistema físico têm pouco potencial uma vez que as perdas térmicas são reduzidas [33]. A gama de temperaturas de operação imposta pelo HTF e a sua estabilidade térmica são os fatores limitantes na performance global do sistema.

Os HTFs mais utilizados nos sistemas CSP são: água, gases, óleos térmicos e *molten salts*, que serão apresentados de seguida.

2.3.1. Água

A água é utilizada como HTF em vários sistemas CSP devido principalmente ao seu elevado calor específico, disponibilidade e preço reduzido. Para além disso, apresenta uma temperatura de solidificação baixa, o que permite diminuir as necessidades térmicas de proteção, a fim de essa temperatura não ser atingida.

Apesar da água ser estável a alta temperatura, a transição de fase água-vapor não é desejável na sua aplicação no campo solar dado que tem como consequência a alteração das suas propriedades, sendo que, para evitar essa transição, é necessário ser mantida a uma pressão mais elevada para se manter no estado líquido. Algumas das principais desvantagens da utilização da água prendem-se com o desenvolvimento de incrustações no tubo recetor, prejudicando o seu fluxo, a sua instabilidade e dificuldade de operar a temperaturas e pressões elevadas devido à mudança de fase, a necessidade de tubos recetores com maior espessura devido à pressão e a sua aplicação ao TES [31, 32].

Uma das principais aplicações da água como HTF é em sistemas *Direct Steam Generation* (DSG), onde é eliminado o permutador de calor entre o campo solar e o *power cycle*, sendo que o vapor à saída do campo solar entra diretamente na turbina sem qualquer intermediário, o que simplifica o sistema, diminuindo o seu custo, aumenta a sua eficiência e consecutivamente reduz o LCOE [30, 31].

2.3.2. Gases

A utilização dos gases pressurizados, como por exemplo ar, dióxido de carbono, hélio e azoto deve-se a algumas limitações apresentadas pelos outros HTFs, tais como: elevada pressão em sistemas com água, má estabilidade térmica a elevada temperatura em sistemas com óleo térmico, elevado ponto de solidificação em sistemas com *molten salts*, elevado nível de corrosão em sistemas com óleo térmico ou *molten salts*, impacto ambiental e rentabilidade [33]. A utilização deste tipo de gases tem como características intrínsecas: ampla gama de temperatura de trabalho, boa eficiência, viscosidade reduzida, custo reduzido ou até nulo, abundância, baixo impacto ambiental e fácil de utilização, porém apresenta condutibilidade térmica inferior quando comparada com outros tipos de HTF e baixa densidade, o que resulta num aumento das perdas de carga [31, 33].

2.3.3. Óleos Térmicos

Os óleos térmicos são amplamente utilizados em sistemas CSP, sendo o HTF mais desenvolvido e maduro. Inicialmente, os sistemas CSP utilizavam óleos térmicos com o objetivo de evitar as elevadas pressões de trabalho e transições de fase com utilização de água. As marcas mais conhecidas são: *Therminol VP-1* e *Dowtherm A* que consistem numa mistura eutética de óxido de difenilo e bifenilo com temperaturas operativas de 12-400°C e 15-400°C, respetivamente. As suas principais características são: elevado período de vida útil, boa estabilidade e condutibilidade térmica e baixa pressão de vapor. As principais desvantagens deste tipo de HTF prendem-se pelo seu custo relativo elevado, impacto ambiental, perigo de inflamação após derrame e temperatura de trabalho limitada [34].

Os óleos térmicos têm elevada estabilidade térmica até cerca de 400°C, o que faz com que não tenha aplicabilidade em sistemas com temperatura de trabalho e eficiência térmica mais elevada, tais como sistemas SPT [31]. Acima dessa temperatura, os hidrocarbonetos decompõem-se formando hidrogénio, o que provoca a degradação do fluido, reduz a sua eficiência térmica, aumenta os custos de manutenção e diminui o seu tempo de vida útil [33].

2.3.4. Molten Salts

Os *molten salts* têm sido cada vez mais utilizados em sistemas CSP pela sua elevada performance como HTF e capacidade para TES. Consistem numa mistura de nitratos com boas propriedades térmicas a altas temperaturas, nomeadamente, elevada densidade, calor específico, estabilidade térmica e baixa pressão de vapor. Comparativamente aos óleos térmicos, apresentam menores custos e impacto ambiental, são não inflamáveis e não poluentes e têm a capacidade de reduzir o tamanho do TES devido ao seu elevado calor específico e densidade [33]. A principal desvantagem deste tipo de HTF é o elevado valor da temperatura de solidificação, que varia entre 120 e 220°C, exigindo um sistema redundante de fornecimento de energia que implica um maior custo de operação e manutenção para ser mantida a fase líquida durante a noite ou períodos nublados [31, 32].

Os projetos pioneiros com *molten salts* foram implementados em 1984 em França e Estados Unidos da América com potências instaladas de 2,5MW_e 1MW_e, respetivamente. Em 1996 foi implementado o primeiro sistema CSP com *molten salts* como HTF e meio de TES nos Estados Unidos da América [31]. Em certos sistemas CSP, devido ao facto de os

óleos térmicos terem uma eficiência térmica superior aos *molten salts*, é escolhido o óleo térmico como HTF e *molten salts* como meio de TES para reduzir os custos com o HTF [33].

Os três tipos de *molten salts* mais conhecidos são: *Hitec Solar Salt* (60 wt% NaNO₃+40 wt%KNO₃), *Hitec* (53 wt% KNO₃ + 40 wt% NaNO₂ + 7 wt% NaNO₃) e *Hitec XL* (43 wt% KNO₃ + 42 wt% Ca(NO₃)₂ + 15 wt% NaNO₃) [32].

2.3.5. Comparação dos HTF

A Tabela 2.4 apresenta as principais propriedades de alguns HTFs abordados.

Tabela 2.4. Comparação dos principais HTF, adaptado de [25], [31].

HTF	Ar	Água	<i>Therminol VP-1</i>	<i>Solar Salt</i>	<i>Hitec</i>	<i>Hitec XL</i>
Temperatura de solidificação [°C]	-	0	12	220	142	120
Limite de Estabilidade [°C]	-	-	400	600	535	500
Viscosidade [Pa.s]	0,00003 (600°C)	0,00133 (600°C)	0,00059 (300°C)	0,00326 (300°C)	0,00316 (300°C)	0,00637 (300°C)
Condutividade Térmica [Wm ⁻¹ °C ⁻¹]	0,06 (600°C)	0,08 (600°C)	0,01 (300°C)	0,55 (400°C)	0,2 (300°C)	0,52 (300°C)
Calor Específico [kJkg ⁻¹ °C ⁻¹]	1,12 (600°C)	2,42 (600°C)	1,93 (300°C)	1,1 (600°C)	1,56 (300°C)	1,45 (300°C)
Custo HTF [\$ /kg]	0	~ 0	3	0,5	0,93	1,1
Custo HTF [\$ /kWh]	0	~ 0	43	-	10,7	13,1

3. CSP VS PV

3.1. Tecnologia CSP vs PV

O crescimento da popularidade da energia solar, devido à necessidade da redução das emissões de GEE, originou competitividade entre as tecnologias existentes com vista na sua otimização em termos de eficiência, custos, fiabilidade e facilidade de instalação [7].

A energia solar é um recurso que pode ser explorado para produção de eletricidade através de duas principais tecnologias: PV e CSP. Em ambos os casos a quantidade de energia solar disponível varia ao longo do dia, o que provoca uma descontinuidade na produção, sendo por isso associados a sistemas de armazenamento de energia. O armazenamento da energia elétrica em sistemas PV torna-se tecno-economicamente inviável a grande escala, sendo uma das grandes vantagens do sistema CSP o facto de o armazenamento ter custos relativos reduzidos e menor impacto ambiental [16].

Nos sistemas PV, a eletricidade é produzida diretamente através da radiação solar. Esta radiação, quando incide nas células fotovoltaicas, provoca a excitação dos eletrões aí presentes (efeito fotoelétrico) gerando-se uma corrente elétrica contínua (DC) que posteriormente é convertida em corrente elétrica alternada (AC) através da utilização de inversores [35]. A tecnologia PV faz o aproveitamento da GHI, o que resulta na produção mesmo quando o céu se encontra nublado ou com poeiras, traduzindo-se numa vantagem face à tecnologia CSP. A eficiência de conversão da energia depende do material construtivo das células dos módulos fotovoltaicos, uma vez que existem materiais com maior sensibilidade para um tipo de radiação do que outro, sendo bastante utilizados os módulos monocristalinos com eficiências de cerca de 17% [35].

Nos sistemas CSP, a eletricidade é produzida através da captação da energia solar com recurso à utilização de concentradores solares que focam a radiação solar no recetor, aquecendo o fluido que o atravessa, que posteriormente é convertida em eletricidade, através de um motor térmico. Na captação da energia solar com recurso a concentradores apenas é utilizada a DNI, uma particularidade que se traduz numa limitação uma vez que é inadequado em determinadas regiões. Um sistema CSP pode ser dividido em 3 partes diferentes:

- Campo solar: captação da energia solar e transferência para um fluido térmico; tem como principais constituintes os concentradores solares, o recetor, HTF e tubagem;
- Sistema de armazenamento;
- *Power Cycle*: Motor térmico que faz a conversão da energia térmica em energia elétrica.

3.2. Mercado CSP vs PV

Até 1995, a nível global, o mercado CSP dominava o PV, uma vez que este apresentava elevados custos, era uma tecnologia ainda embrionária e pouco desenvolvida. Nesse momento, ocorreu a inversão desta tendência, passando a tecnologia PV a ter um crescimento da capacidade instalada bastante acentuado. A estagnação da tecnologia CSP durante vários anos deveu-se, entre outras razões, à queda do preço do petróleo, ao congelamento dos incentivos ao desenvolvimento do CSP e aos progressos na tecnologia PV. Em 2006 várias iniciativas ao desenvolvimento de sistemas CSP foram implementadas em Espanha e nos Estados Unidos e a sua capacidade instalada começou a aumentar [7].

Por outro lado, a tecnologia PV teve um crescimento exponencial devido à redução que ocorreu nos custos da tecnologia, à facilidade de implementação e controlo e ao facto de ser modular, ou seja, o sistema não sofrer com a diminuição de escala, fator bastante importante quando se pretende a sua implementação a nível residencial ou comercial. Neste momento apresenta um grau de desenvolvimento e maturidade bastante elevado, com um grau de degradação bem definido e estudado.

O desenvolvimento das duas tecnologias pode ser observado na Figura 3.1:

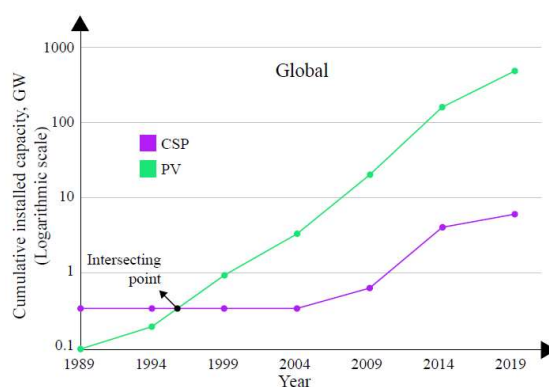


Figura 3.1. Evolução da potência instalada de CSP vs PV [7].

Neste momento, Espanha e Estados Unidos da América apresentam-se como os dois grandes líderes no mercado CSP a nível global, sendo que no final de 2021 tinham uma capacidade instalada de 2,3 GW e 1,3 GW, respetivamente. Tanto Espanha como os Estados Unidos da América não têm aumentado a sua capacidade instalada há oito e seis anos, respetivamente, devido a alteração de políticas, falhas de projetos e competição do PV [24].

A evolução da potência instalada global está representada na Figura 3.2. Em 2021 verifica-se uma redução na capacidade instalada que se deve ao facto de terem tornado inativas alguns sistemas CSP em fim de período de vida, como por exemplo o *Solar Energy Generating Systems I* (SEGS I), que foi o primeiro sistema comercial de grande escala, implementado em 1984 [24].

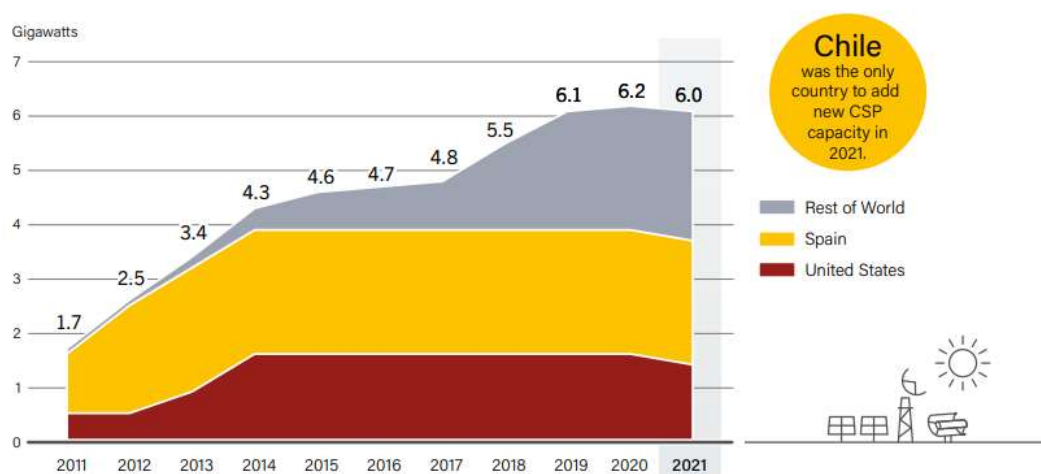


Figura 3.2. Evolução da potência instalada de CSP [24]

3.3. Características CSP vs PV

Um dos principais fatores que provoca a diminuição de eficiência na tecnologia PV é o aumento da temperatura ambiente, uma vez que provoca a degradação das células fotovoltaicas [16].

Das várias características de cada tecnologia destacam-se 2 fatores que têm vindo a contribuir para o domínio do PV em relação ao CSP:

1. Dimensão do mercado: o sistema PV pode ser implementado em quase todos os locais onde o CSP pode, porém, o contrário não se verifica. A viabilidade na implementação de um sistema CSP depende de elevados níveis de radiação, do acesso a água e da escala do sistema. A tecnologia PV, por ser modular, não sofre com os efeitos da diminuição de escala, o que faz com que seja facilmente

aplicável numa escala reduzida, o que não acontece com o CSP dado que a redução na escala provoca um aumento de custos relativos.

2. Simplicidade tecnológica: enquanto a tecnologia PV tem como principais componentes os módulos fotovoltaicos e os inversores, a tecnologia CSP é uma combinação de vários componentes críticos, o que fez com que a indústria PV se focasse na otimização de dois componentes, diminuindo o LCOE, enquanto a indústria CSP necessita otimizar todos os componentes (coletores, recetores, HTF, TES, turbina, condensador, etc). A criticidade destes componentes leva a que a falha num deles possa provocar a falha em todo o sistema, enquanto a falha num módulo PV não tem influência no funcionamento global.

A Tabela 3.1 apresenta algumas características de cada uma das tecnologias, sendo que os parâmetros económicos dizem respeito a sistemas de grande escala.

Tabela 3.1. Características PV vs CSP+TES, adaptado de [7, 36].

Característica	PV	CSP+TES
Eficiência	Diminui com o aumento da temperatura ambiente	Aumenta com o aumento da temperatura do HTF
Fator de Capacidade	10-35%	29-55% com TES
Componentes principais	Módulos PV Inversores DC-AC	Coletores; Recetores; HTF; TES; <i>power cycle</i>
Eficiência de terreno	10000-20000 m ² /MW	20000-40000 m ² /MW
Geometria do terreno	Tolera facilmente inclinações de 5-10°	Mais sensível à inclinação 1,5-3°
Radiação solar	Utiliza a GHI	Apenas utiliza DNI que varia entre 65-85% da GHI
Investimento relativo	\$1000/kW	\$5000/kW (PTC)
LCOE	\$0,03-\$0,05/kWh	\$0,10-\$0,20/kWh
Período de retorno	Aprox. 5 anos	Aprox. 18 anos

3.4. Análises comparativas CSP vs PV

A comparação entre a tecnologia CSP e PV é feita devido ao facto de ambas fazerem aproveitamento da energia solar para produção elétrica, porém o princípio da tecnologia em que se baseiam não tem qualquer semelhança, o que pode inviabilizar certas comparações. Grande parte das análises comparativas são feitas entre CSP+TES e PV, sem a inclusão de baterias, o que faz com que se comparem as duas tecnologias sem que estas tenham os mesmos requisitos.

De forma a retirar conclusões viáveis de qualquer comparação entre os dois sistemas é necessário ter em conta todos os pormenores envolvidos, nomeadamente: orientação dos coletores/painéis, comparação em termos de potência nominal ou área total, critérios de despachabilidade do sistema, existência de armazenamento. No caso do sistema PV, a produção elétrica faz-se de forma direta, não havendo desfasamento entre a disponibilidade solar e a produção, porém, no caso do sistema CSP tem de ser definido um objetivo principal, como por exemplo: suprir uma potência base permanente, priorizar o funcionamento do *power cycle* em condições nominais, atenuando a sua flutuação na operação, como é o caso do estudo feito em [16], períodos de produção seletivos com base na tarifa horária, etc.

A comparação entre as duas tecnologias tem sido feita por vários autores, sendo algumas delas apresentadas na Tabela 3.2. Nota para o facto de cada comparação ter por base as mesmas condições ambientais, podendo ser feita em termos da mesma potência nominal ou da mesma área. De seguida são apresentadas algumas análises comparativas entre as duas tecnologias através dos principais parâmetros.

Tabela 3.2. Compilação de várias comparações entre CSP e PV.

Parâmetros/Referência	[35]	[16]	[16]	[16]
Capacidade nominal PV [MW_e]	40	7	4	47
Capacidade nominal CSP [MW_e]	40	7	4	7
Área total PV [m²]	600000	92000	48000	568000
Área total CSP [m²]	900000	568000	154000	568000
Armazenamento PV [MWh]				
Armazenamento CSP [MWh]	3000	200	115	200
Produção elétrica PV [GWh/ano]	56	10,6	6,8	70,5
Produção elétrica CSP [GWh/ano]	168	40,7	28,1	40,7

Eficiência global PV	-	11,4	10,8	11,2
Eficiência global CSP	-	13,8	17,7	13,8
Outros			Orientação PV – NS	
			Orientação CSP - EO	

As principais conclusões a retirar das comparações feitas entre sistemas CSP e PV de grande escala são:

1. Para a mesma capacidade nominal, o sistema CSP apresenta uma produção elétrica superior à PV, no entanto tem maior área ocupada.
2. Para a mesma área instalada, o sistema PV tem uma maior potência elétrica e uma maior produção de eletricidade anual. Apesar do CSP ter sistema TES, o facto de o sistema PV, para a mesma área total, ter uma maior produção elétrica pode ser explicado por aproveitar a fração refletida e difusa, o que resulta numa maior energia solar coletada por unidade de área.
3. A eficiência global do sistema CSP é superior à do PV, o que evidencia uma melhor performance técnica.

3.5. Custos CSP vs PV

A análise económica entre as diferentes tecnologias de produção de eletricidade é feita, maioritariamente, com base no LCOE. Este indicador é útil para otimizar o sistema dado que tem em conta a quantidade de eletricidade produzida, os custos de instalação do sistema e os custos da sua operação e manutenção durante o período de vida útil.

Apesar de várias décadas de implementação, os custos de instalação do sistema CSP continuam bastante elevados quando comparados com os sistemas PV, que sofreram uma substancial redução de custos. O campo solar é o principal custo destes sistemas, seguido pelo custo do armazenamento e do motor térmico. Nas instalações já implementadas em todo o mundo, o custo do campo solar de PTCs ascende a uma percentagem que varia entre 30-50% do custo total de investimento inicial [16]. O facto de o motor térmico utilizado nos sistemas CSP ter um nível de desenvolvimento e maturidade bastante elevado, por ser também implementado noutros contextos, faz do custo do campo solar e TES aqueles que têm maior potencial de redução.

Apesar dos custos do CSP serem superiores, os custos do TES (\$62/kWh) são inferiores quando comparados com o armazenamento em baterias (cerca de \$240/kWh), o que favorece o sistema CSP+TES em detrimento do PV+bateria em termos de LCOE [37].

Na avaliação do potencial económico de implementação de um sistema PV ou CSP é necessário definir quais os modelos de tarifa energética que existem nesse país, alterando completamente a viabilidade económica de uma tecnologia. O sistema PV apenas produz eletricidade durante o dia, quando o preço de venda é mais elevado, porém o CSP produz tanto durante o dia como durante a noite, quando o preço de venda é mais baixo, o que permite ter uma elevada despachabilidade e flexibilidade do sistema, priorizando os períodos de pico de procura, quando o preço de eletricidade é máximo, de modo a tornar-se mais rentável. Essa característica do sistema CSP permite ter uma maior segurança em termos de energia de um país, uma vez que diminui tanto a dependência da importação de combustíveis como a exposição à sua variabilidade de custos.

A Tabela 3.3 e Tabela 3.4 representam os parâmetros económicos típicos de um sistema de grande escala PV e CSP, respetivamente, utilizados pelo SAM para um modelo financeiro de *Power Purchase Agreement* (PPA) com base nos dados da NREL. É necessário ter em conta na sua comparação que a tecnologia PV não incorpora o armazenamento em baterias.

Tabela 3.3. Custos típicos de um sistema PV [38].

	<i>Cost</i>
<i>Module</i>	\$410/kW _{dc}
<i>Inverter</i>	\$50/kW _{dc}
<i>Balance of System Equipment</i>	\$200/kW _{dc}
<i>Labor cost</i>	\$110/kW _{dc}
<i>Installer Margin and Overhead</i>	\$60/kW _{dc}
<i>Land cost</i>	\$20/kW _{dc}
<i>Sales tax</i>	5%
<i>Annual Operation and Maintenance cost</i>	\$15/kW
<i>Total installed cost per capacity</i>	\$1030/kW _{dc}

Tabela 3.4. Custos típicos de um sistema CSP [38].

	<i>Cost</i>
<i>Site improvements</i>	\$25/m ²
<i>Solar field</i>	\$150/m ²
<i>HTF system</i>	\$60/m ²
<i>Storage</i>	\$62/kWh _t
<i>Power plant</i>	\$910/kW _e
<i>Balance of plant</i>	\$90/kW _e
<i>EPC and Owner cost</i>	11% of direct costs
<i>Land cost</i>	\$10000/acre
<i>Operation and Maintenance cost:</i>	
<i>Annual fixed cost by capacity</i>	\$66/kW
<i>Variable cost by generation</i>	\$4/MWh
<i>Sales tax</i>	5%
<i>Total installed cost per capacity</i>	\$5627,64/kW

Conclui-se que, em grande escala, o custo de investimento num sistema CSP é cerca de 5 vezes superior ao PV, sendo que só a parte do *power cycle* do CSP quase supera os custos totais do sistema PV.

3.6. Perspetivas CSP vs PV

A transição energética para 100% renovável é um processo complexo e faseado. A procura pela tecnologia renovável mais barata pode não ser a melhor solução, é necessário implementar diferentes formas de produção de eletricidade a partir dos recursos renováveis existentes para garantir a fiabilidade da rede, dado que a intermitência da produção pode levar a flutuações na rede que põem em causa a sua estabilidade.

O estudo feito Kennedy et al. [37] foca na ambição de diferentes estados dos Estados Unidos da América em atingir a meta 100% renovável e terem a necessidade de implementar sistemas eletroprodutores com base em diferentes tipos de energia renovável. A análise feita com base nos dados históricos meteorológicos conclui que as tecnologias dominantes, PV e eólica, apenas podem atingir uma produção de 80% das necessidades elétricas sem

tecnologias auxiliares. A total descarbonização torna-se, assim, desafiante uma vez que a despachabilidade não pode ser garantida pela utilização de combustíveis fósseis. As estratégias a implementar têm por base a conexão e gestão entre os diferentes sistemas de forma a tornar a produção flexível e implementação de sistemas de armazenamento de energia.

Dado que a tecnologia CSP apresenta custos mais elevados do que a tecnologia PV, o seu crescimento exigirá incentivos que beneficiem as suas características, implicando reestruturar políticas e planeamentos que compensem os investimentos mais elevados em tecnologias que contribuam para uma transição energética fiável e que permitam aumentar a participação do setor privado através da redução do risco de investimento [39, 40].

O facto de as duas tecnologias contribuírem para a inserção da energia solar na produção elétrica não significa que tenham obrigatoriamente de competir entre si dado que têm características distintas com modos de funcionamento completamente diferentes. Isto leva a que existam sistemas hibridizados que aproveitam as vantagens cumulativas de cada uma destas tecnologias, onde a parte PV providencia energia elétrica durante o dia enquanto o CSP acumula energia térmica para ser convertida em eletricidade durante a noite, sendo também verificado que o excesso de eletricidade produzida pelo PV pode ser utilizado como sistema de *backup* e fornecer energia térmica ao HTF do CSP [41].

A Figura 3.3 e Figura 3.4 representam, respetivamente, o historial e metas de custo da tecnologia CSP e PV em termos do LCOE. É de notar a queda abrupta do preço dos sistemas PV, motivo pelo qual se deu o aumento exponencial de potência instalada deste sistema. Ao longo dos últimos anos o preço da eletricidade produzida por sistemas CSP tem vindo a reduzir principalmente devido ao aumento da eficiência e à utilização de TES, porém o preço da tecnologia não verificou uma descida como a tecnologia PV.

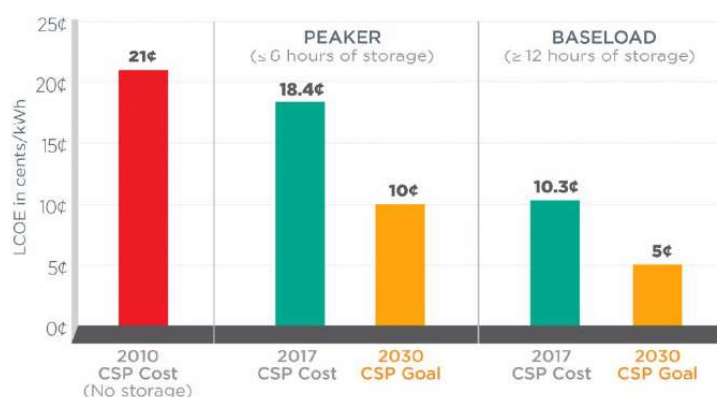


Figura 3.3. Evolução do LCOE da tecnologia CSP [42].

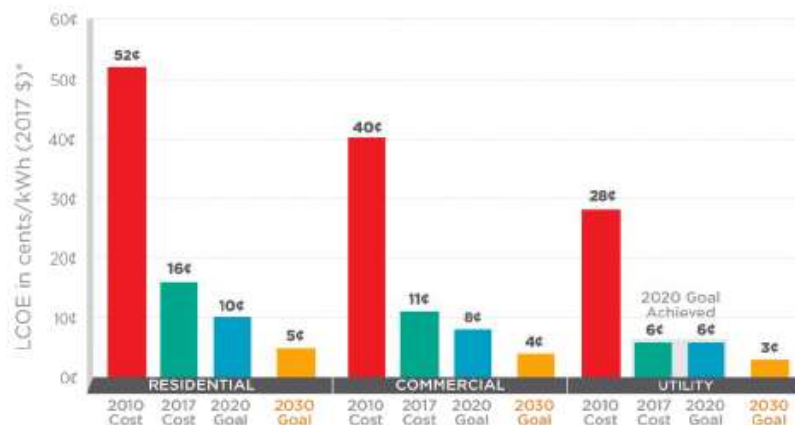


Figura 3.4. Evolução do LCOE da tecnologia PV [42].

O futuro do mercado da energia solar não é algo objetivo devido às incertezas relacionadas com políticas, incentivos, evolução de preços e modelos de tarifas de eletricidade. A saturação da produção elétrica diária por tecnologias renováveis não despacháveis poderá levar a uma mudança radical nos atuais modelos implementados, resultando na alteração de medidas que apoiem sistemas despacháveis, podendo ocorrer uma grande ascensão da tecnologia CSP com o TES a revelar-se um fator crítico para atingir a total descarbonização. Os resultados de um estudo feito em 2021 sugerem que o LCOE dos sistemas CSP pode vir a cair para uma gama de \$0,06-0,10/kWh nos 4 anos seguintes, resultando na emergência do CSP como grande competidor do PV no mercado solar [7].

Existem ainda algumas oportunidades a ter em conta como por exemplo: as zonas e países com maior potencial de implementação da tecnologia CSP servirem como hospedeiros de outros países, ou seja, países com baixos níveis de radiação poderão implementar sistemas CSP noutros países e fazer o transporte de eletricidade quando a mesma for mais valorizada através de linhas de transmissão apropriadas dadas as novas regras que visam a existência de um mercado transfronteiriço; utilizar sistemas CSP em regiões com grande potencial solar para produzir hidrogénio para posteriormente ser transportado para os consumidores. Alguns entraves podem impedir a emergência destas oportunidades, como por exemplo o facto de os governos preferirem investir internamente para fomentar o desenvolvimento nacional, porém, face ao visível impacto que as alterações climáticas têm vindo a ter, será urgente encontrar soluções efetivas para atingir a total descarbonização [41].

4. SISTEMAS CSP DE PEQUENA ESCALA

A tecnologia CSP de pequena escala tem vindo a ser considerada como uma alternativa à tecnologia PV, dado que pode ser configurada como unidade autónoma para produção interrupta de eletricidade. através do TES, especialmente para pequenas comunidades sem acesso à rede energética em países em desenvolvimento. Por outro lado, a aplicação da tecnologia PV nestes locais implicaria a utilização de baterias que, devido ao seu elevado custo, menor eficiência de armazenamento e impacto ambiental, tornam o CSP potencialmente mais viável [43].

Apesar da tecnologia CSP ser economicamente mais viável em sistemas com potências instaladas mais elevadas, dada a redução de custos por efeitos de economia escala, os sistemas de pequena escala podem tornar-se um nicho de mercado e uma solução a ter em conta, por exemplo, na eletrificação de zonas rurais e remotas, mas também em aplicações residenciais, comerciais ou industriais [40, 41]. A eletrificação de zonas rurais e remotas têm enfrentado algumas restrições, tais como: custos elevados de implementação de sistemas eletroprodutores e integração na rede, combustíveis fósseis limitados ou inexistentes nessas zonas e o facto de a população ser reduzida [46].

No caso do sistema CSP não estar conectado à rede elétrica, quer por estar implementado numa região remota ou por ter como objetivo apenas autoconsumo, o funcionamento do *power cycle* depende diretamente das necessidades energéticas [43].

O funcionamento do *power cycle* a cargas parciais, quer por imposição das necessidades energéticas quer por insuficiência térmica do campo solar, resulta da diminuição da potência térmica que entra no *power cycle* com respetiva diminuição do caudal mássico do fluido de trabalho com o objetivo de ser mantida sua temperatura. Neste caso, o funcionamento da turbina será adaptado às condições de fluxo com uma diminuição da pressão de entrada no evaporador com a consequente redução na queda de entalpia e redução de eficiência do ciclo [47].

Os sistemas CSP de pequena escala operam geralmente em gamas baixas de temperatura, inferiores a 300°C, o que inviabiliza a utilização do Ciclo de *Rankine* a água/vapor, dado que o mesmo necessita de uma fonte com elevada temperatura e entalpia para obter níveis de eficiência elevados. A utilização do Ciclo de *Rankine* nestes sistemas,

devido ao facto da temperatura da fonte quente ser reduzida e ser ajustada a pressão do evaporador leva a que o funcionamento da turbina seja ineficiente com uma pressão tão reduzida, podendo também ocorrer condensação no interior da turbina, provocando danos irreversíveis [43]. Para ultrapassar este problema é utilizado um fluido orgânico com baixo ponto de ebulição como alternativa à água/vapor e que não requer um grau de sobreaquecimento tão elevado no evaporador, passando o ciclo a designar-se Ciclo Orgânico de Rankine (ORC). Nos sistemas CSP de pequena escala é geralmente utilizado o ORC como *power cycle*, uma vez que permite obter uma maior eficiência face à baixa temperatura da fonte quente, sendo também aplicado a processos de recuperação de calor residual, geotermia e energia solar, podendo ser reduzido para uma escala na gama dos kW's [48].

O estudo realizado em [44] analisa 35 sistemas de pequena escala com gamas entre 1-500 kW_e e destaca duas configurações típicas de sistemas CSP de pequena escala. A primeira, utilizada nos países desenvolvidos, com o objetivo de apenas produzir apenas eletricidade, otimizando o sistema, sendo que parte deles utilizam uma configuração DGS. A segunda, utilizada no sudeste asiático e regiões mediterrâneas, tem o objetivo de fazer produção simultânea de eletricidade, calor e frio, sendo também hibridizada através de um sistema de *backup* para garantir a produção contínua de eletricidade. A utilização de sistemas de foco linear supera os 50% dos sistemas analisados, com os PTC a serem utilizados em 45% deles. Os sistemas de foco linear revelam-se mais indicados nestes sistemas uma vez que, para além de serem uma tecnologia de fácil controlo e gestão, apresentam custos de investimento, operação e manutenção inferior aos sistemas de foco pontual. Apenas um número limitado de sistemas está a operar no abastecimento de uma zona rural, o que evidencia a falta de tecnologia de pequena escala comprovada e otimizada para o efeito. O desenvolvimento destes sistemas tem que ter por base um compromisso rigoroso entre aspetos financeiros e técnicos para atingirem uma produção acessível, constituindo-se um desafio tornar estes sistemas economicamente viáveis.

A Tabela 4.1 apresenta alguns sistemas de pequena escala com os dados de cada um.

Tabela 4.1. Compilação de sistemas CSP de pequena escala.

	[49]	[50]	[48]	[47]	[51]
DNI de projeto [kW/m ²]	-	-	1000	900	-
Coletores	PTC	PTC	PTC	LFR	PTC

Campo solar [m ²]	1051,2	979	979	8592	1051,2
HTF/Temperaturas operativas [°C]	Água/93-118	Água/140-170	Therminol 55/200 (max)	Downtherm -T/165-275	Água/93-121
TES/ fluido TES	-	-	Dois tanques/The rminol 55	Dois tanques/Downtherm-T	-
Capacidade/volume TES	-	-	20,65 m ³	15,2 MWh _t	-
Tempo TES	-	-	11h	4,92h	-
<i>Power cycle</i> / eficiência nominal [%]	ORC/8	ORC/10,5	ORC/8,02	ORC/20,3	ORC/8
Fluido do ciclo	R245fa	-	R245fa	-	R245fa
Potência elétrica nominal [kW _e]	50	60	10,4	630	50
Produção elétrica anual [MWh]	60,271	76,5	-	941	-
<i>Status</i>	Implementado	Implementado	Estudo	Implementado	Implementado

Vários esforços têm vindo a ser feitos com vista a reduzir os custos dos sistemas CSP de forma a torná-los atrativos economicamente. Para os sistemas CSP de pequena escala, a otimização de custos torna-se ainda mais importante dada a influência do efeito das económicas de escala. Sendo o campo solar e o TES dos principais custos do sistema CSP, são aqueles que têm maior potencial na redução de custos. No que diz respeito ao campo solar, já foi atingida a meta dos \$100/m² para os PTCs [52]. No caso do TES, a utilização de *molten salts*, dadas as temperaturas do sistema, torna-se inviável do ponto de vista operacional, sendo uma das alternativas os óleos térmicos que, apesar de tecnicamente viáveis, apresentam custos elevados. A escolha do TES para sistemas de pequena escala revela-se desafiante, sendo a utilização de sistemas *thermocline* com materiais rochosos (*packed-bed rock TES*) uma das soluções com maior potencial dado os custos reduzidos, cerca de \$30/kWh [53].

5. ANÁLISE DE UM SISTEMA CSP DE PEQUENA ESCALA ATRAVÉS DO SYSTEM ADVISOR MODEL - SAM

A modelação de sistemas CSP é bastante complexa devido às flutuações temporais existentes, resultando em efeitos transientes para o sistema, ao contrário do que acontece nos sistemas convencionais de produção de energia que operam grande parte do tempo em condições próximas às nominais sob um regime maioritariamente estacionário [54].

O *System Advisor Model* (SAM) é um programa desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) a partir de fundos da *U.S. Department of Energy*, tendo sido inicialmente (em 2005) feito em parceria com a *Sandia National Laboratories* apenas para utilização interna do *Solar Energy Technologies Program*. Em 2007 foi feita a primeira versão pública com o nome *Solar Advisor Model Version 1*, cujo objetivo era analisar sistemas PV e CSP com PTC. Em 2010 o nome foi alterado para o que apresenta atualmente, com vista a englobar também tecnologias não-solares. Neste momento o SAM é apresentado como: “modelo de *software* tecno-económico gratuito que facilita a tomada de decisões para pessoas no setor da energia renovável”, nomeadamente, energia solar, hídrica, eólica, geotérmica e biomassa. Cada ano é lançada uma nova versão final do SAM com várias atualizações e existe a possibilidade de serem feitas versões Beta, de teste, com atualizações intermédias [55].

O programa SAM é feito com base em várias séries do modelo *Transient System Simulation Program* (TRNSYS) que utiliza os *inputs* da interface do programa como dados para fazer a simulação anual com resolução horária do sistema.

O SAM é, neste momento, um dos *softwares* mais utilizados para a análise tecno-económica de sistemas CSP por todo o mundo, sendo também bastante utilizado para modelar sistemas já implementados com o objetivo de ser feita a comparação dos resultados obtidos com os atuais dados do sistema e de verificar a influência que certos parâmetros têm no seu desempenho global. Um dos principais benefícios da utilização do SAM, para além da elevada fiabilidade de resultados, é a possibilidade de serem feitas análises probabilísticas, estocásticas e paramétricas, com especial incidência nesta última, uma vez que permite fazer a otimização dos sistemas baseando-se na alteração de certos parâmetros

com vista a seleccionar a combinação que melhor satisfaz o objetivo do sistema, como por exemplo o LCOE. A escolha da utilização do SAM para fazer o dimensionamento e análise de um sistema CSP deveu-se à sua versatilidade na modelação e à qualidade dos resultados obtidos, fatores que justificam o crescimento exponencial da sua utilização para análise deste tipo de sistemas a nível mundial.

O SAM vem preenchido com valores de defeito para a simulação de sistemas de grande escala, na ordem dos 100 MW_e, o que tornou difícil a aplicação do programa para modelos de pequena escala. Cabe ao utilizador a modificação dos *inputs* necessários para retratar realisticamente o modelo que pretende analisar. Dada a discrepância entre os valores de *design* inseridos e os valores padrão que estão por defeito no SAM, resultaram alguns erros em determinadas simulações. Estes erros devem-se, principalmente, pelo facto de certos *inputs* serem bastante reduzidos quando comparados com os valores padrão, o que resulta em que não haja convergência de certos algoritmos iterativos durante a análise, nomeadamente: cálculo da temperatura do HTF no campo solar, funcionamento do TES e no controlo da despachabilidade do sistema.

A versão utilizada foi a *SAM Beta Version 2022.5.5* com alteração do ficheiro *sec.dll* para correção de alguns erros que o programa foi apresentando na simulação de sistemas de pequena escala. Esta alteração foi feita pela equipa de suporte do fórum do SAM depois de expostos os erros detetados. De seguida será feita uma breve análise do programa, com foco nos principais pontos e respetiva justificação das escolhas tomadas, das principais equações que estão na base do dimensionamento e indicando as limitações que foram encontradas na análise de sistemas de pequena escala.

Todos os termos utilizados relativos ao SAM serão apresentados no idioma do programa, inglês, para uma melhor identificação e utilização das siglas correspondentes.

5.1. Modelo físico e económico

Para a simulação de um modelo no SAM é necessário, em primeira instância, escolher o modelo físico e posteriormente o modelo económico que se pretende utilizar para realizar a análise. Dadas as condições de funcionamento do ORC desenvolvido no DEM da FCTUC, nomeadamente temperaturas operativas, foi escolhida a utilização da tecnologia de foco

linear PTC, dado que permite operar na gama de temperaturas impostas, que é a tecnologia mais madura e um dos modelos mais desenvolvidos no SAM.

Dentro da opção PTC, o SAM apresenta dois modelos distintos: físico e empírico. O modelo empírico baseia-se em correlações de ajuste retiradas da análise de dados obtidos em sistemas já implementados, principalmente dos sistemas SEGS dos Estados Unidos da América, o que torna a análise de sistemas com condições distintas mais discutível e incerta. Por outro lado, o sistema físico utiliza conceitos de transferência de calor, termodinâmica e mecânica dos fluidos para caracterizar o sistema e, portanto, foi o modelo considerado [56].

Uma vez que os modelos CSP do SAM são adaptados, por defeito, para sistemas de grande escala, os modelos económicos disponíveis restringem a escolha dos mesmos para sistemas de pequena escala. A impossibilidade de escolher o modelo financeiro residencial ou comercial, levou à escolha do *LCOE Calculator* que é apropriado para análises preliminares de viabilidade de projetos. Neste caso, o LCOE é calculado através do método de *Fixed Charge Rate*, que é baseado nos seguintes parâmetros:

- *Total Capital Costs* – TCC [\$];
- *Fixed annual Operating Costs* – FOC [\$];
- *Variable Operating Costs* – VOC [\$/kWh];
- *Fixed Charge Rate* – FCR;
- *Annual Electricity Production* – AEP [kWh].

O cálculo do LCOE é feito da seguinte forma:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{FCR} \times \text{TCC} + \text{FOC}}{\text{AEP}} + \text{VOC} \quad (5.1)$$

A otimização de um sistema CSP implica a escolha de vários parâmetros que resultam num valor de LCOE mínimo. Quando o sistema tem TES, é necessário descobrir a combinação ótima entre o campo solar e o TES que minimiza o LCOE.

Se por um lado, o aumento do campo solar aumenta a produção elétrica do sistema, reduzindo o LCOE, por outro lado, nos períodos em que a disponibilidade solar excede as necessidades ditadas pela procura de energia elétrica, ou seja, quando o *power cycle* opera à capacidade máxima e o TES está na capacidade máxima, o desperdício de energia aumenta, bem como os custos de instalação, operação e manutenção. Existe um ponto inversão em que os benefícios de produção elétrica são superados pelos restantes custos, o que leva a que o sistema deva:

1. Maximizar a quantidade de tempo em que o campo gera energia suficiente para fazer operar o *power cycle* à potência nominal;
2. Minimizar os custos de instalação e operação;
3. Utilizar o sistema TES de forma eficiente e custo-eficaz.

5.2. Implementação do sistema no SAM

A interface apresentada pelo SAM para os modelos escolhidos é dividida em várias abas que consistem num subsistema ou numa subcategoria de parâmetros necessários para a definição do sistema. Em cada uma dessas abas será feita referência aos principais *inputs* e qual a influência nos *outputs*. O programa vem com valores de defeito típicos de sistemas CSP, sendo necessário alterar parte destes para retratar o sistema que se pretende analisar. Será feita também referência às principais limitações do programa à implementação de projetos de pequena escala. O modelo a implementar será um PTC com modelo físico e LCOE *Calculator* como modelo económico e tem uma capacidade nominal de 50 kW_e.

5.2.1. Location and Resource

O SAM utiliza os dados meteorológicos em formato *Typical Meteorological Year* (TMY), retirados da base de dados da *National Solar Resource Data Base* (NSRDB) desenvolvida pela NREL com uma resolução de 4 km x 4 km. Os principais valores retirados da base de dados com aplicabilidade em sistemas CSP são: DNI, temperatura média e velocidade média do vento.

Com base no potencial solar abordado em 1.3.1, considerando que localidades com DNI médios superiores a 2000 kWh/m²/ano ou 5,5 kWh/m²/dia são potencialmente favoráveis e viáveis, foi escolhida a localidade de Faro para análise do sistema, uma vez que é a sul de Portugal que se encontra a região com maior potencialidade à implementação de sistemas CSP, superando os valores acima apresentados. Através da ferramenta *D-VIEW* é possível observar o perfil em resolução horária, diária e mensal de todos os dados meteorológicos.

Os dados meteorológicos de Faro são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1. Dados meteorológicos de Faro.

Principais dados do ficheiro meteorológico	
Latitude	37,01 °N
Longitude	-7,94 ° E
Fuso horário	GMT 0
DNI	5,56 kWh/m ² /dia
Temperatura média	18,5°C
Velocidade média do vento	4,0 m/s

5.2.2. System Design

Os principais parâmetros do ponto de projeto que determinam a capacidade nominal do sistema são definidos nesta aba, nomeadamente, campo solar, *power cycle* e TES.

No que diz respeito ao campo solar é necessário definir o *Solar Multiple* (SM), DNI de projeto, e temperatura de entrada/saída do HTF no campo solar sob condições de *design*.

O SM consiste no múltiplo da área do campo solar necessária para fazer operar o *power cycle* na sua capacidade nominal, ou seja, sem qualquer tipo de perdas, um SM=1 representa a área de abertura dos coletores que, quando exposta à DNI de projeto, gera uma quantidade de energia térmica necessária para fazer operar o *power cycle* à capacidade nominal. Como num dado local, o número de horas no ano, em que o recurso solar disponível é igual à DNI de projeto é reduzido, um SM=1 raramente faria operar o *power cycle* à sua capacidade nominal. Para que opere durante um intervalo de tempo maior e para que haja possibilidade de ser implementado um sistema TES, o valor do SM é superior a 1, sendo que, como primeira abordagem, foi assumido um valor de 2.

O valor da DNI de projeto é utilizado para o cálculo da área de abertura dos coletores solares, que permite que o *power cycle* opere à capacidade nominal e para o cálculo do fluxo mássico de *design* do HTF para o dimensionamento das tubagens. Uma vez que a DNI varia tanto ao longo do dia como do ano, é necessário definir um valor fixo para o dimensionamento do campo solar, sabendo que o seu valor depende da localização geográfica e que deve ser próximo, mas inferior, ao valor máximo de DNI anual. Quanto menor o valor da DNI de projeto, maior a área de abertura necessária, ou seja, maior energia térmica disponível, o que resulta num funcionamento do *power cycle* a condições nominais

durante mais tempo e com maior capacidade de implementar um sistema TES. Foi definido um valor de 800 W/m^2 , adequado para análise de sistemas no sul de Portugal e Espanha.

Os valores de temperatura de entrada/saída do HTF do campo solar sob condições de projeto foi de 100°C e 150°C , respetivamente. Durante a operação do sistema, o valor da temperatura do HTF vai diferir destes valores, sendo que o valor da temperatura de saída do HTF do campo solar servirá como meta para o controlo do fluxo mássico do HTF e será mantido sempre que possível.

Em termos de valores do *power cycle* é definida a potência bruta da turbina à capacidade nominal, o respetivo fator de conversão em energia elétrica e a eficiência do *power cycle* (calculada a partir dos dados do ORC implementado no DEM) cujos valores foram de 50 kW_e, 0,9 e 0,15, respetivamente.

O dimensionamento do TES é feito através do número de horas de armazenamento em condições de projeto. Este valor representa o tempo que, sob condições de projeto, o *power cycle* pode operar à capacidade nominal apenas com a energia térmica do TES.

Tanto o número de horas de armazenamento como o valor do SM são parâmetros determinantes no dimensionamento dos sistemas CSP, influenciando diretamente os custos do campo solar e do TES. Dessa forma, é necessário encontrar a combinação destes dois valores que otimize o sistema, sendo feito através de análises paramétricas.

5.2.3. Solar Field

Nesta aba são definidos *inputs* ao nível do campo solar com destaque aos dados relativos ao HTF e à configuração do campo solar. O algoritmo de controlo do campo solar baseia-se em vários dados, como por exemplo o perfil da DNI, temperatura ambiente e TES, com vista a fazer a monitorizar o fluxo mássico de HTF para atingir a temperatura de *design*.

Desse modo é imposto um valor mínimo e máximo do fluxo mássico de HTF. Se num dado *time step* do algoritmo, o fluxo mássico calculado for inferior ao limite mínimo imposto, esse mesmo valor é ajustado ao valor do fluxo mínimo com respetivo ajuste da temperatura do HTF, ou seja, sempre que o limite mínimo é atingido, a temperatura de saída do campo solar será inferior à temperatura de *design*. Quando o fluxo mássico calculado é superior ao limite máximo, devido ao elevado nível de DNI, o campo solar desfoca com vista a reduzir a energia absorvida, para que a temperatura à saída do campo solar não supere o valor de *design*, sendo que o valor do fluxo mássico é ajustado ao valor máximo imposto.

A configuração que é feita no campo solar é baseada em *loops* que consistem na implementação de vários *Solar Collector Assembly* (SCA) em série que se encontram em paralelo com os restantes *loops*, sendo que o HTF é distribuído em partes iguais por cada um dos *loops* do sistema. Computacionalmente, cada SCA num *loop* corresponde a um nó na simulação, em que cada SCA é composto por uma série de coletores com respetivos recetores que compartilham um sistema de rastreamento comum. O esquema de configuração do campo solar pode ser observado na Figura 5.1.

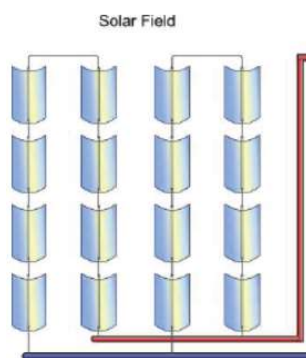


Figura 5.1. Configuração do campo solar [54].

Relativamente ao HTF é necessário definir qual será o fluido a utilizar, a temperatura de proteção contra congelamento e o fluxo mássico mínimo e máximo de cada *loop*. Como HTF foi escolhido Água Pressurizada dada a sua boa performance, aplicabilidade em sistemas de pequena escala e devido ao facto de as temperaturas operativas serem reduzidas.

Um dos pontos críticos da implementação do sistema no SAM foi a escolha dos valores de fluxo mássico mínimo e máximo, dado que na versão original sem alteração do ficheiro *scc.dll*, o programa apresentava erros devido a uma suposição feita numa equação que fazia parte do processo iterativo para o cálculo da temperatura do HTF no campo solar.

Outro aspeto fundamental é a definição da configuração de cada *loop* uma vez que é a mesma que, juntamente com a escolha do tipo de coletor, determina o valor da *Total Aperture Reflective Area* e, consecutivamente, o valor da *Actual Field Thermal output*.

As necessidades térmicas exigidas pelo *power cycle* são calculadas a partir de

$$\text{Cycle Thermal Power (MWt)} = \frac{\dot{W}_{gross,des}}{\eta_{cycle,des}} \quad (5.2)$$

onde $\dot{W}_{gross,des}$ é a potência bruta da turbina em MW e $\eta_{cycle,des}$ é a eficiência do *power cycle*, ambos em condições de *design*.

A potência térmica produzida pelo campo solar é afetada pelo valor escolhido do SM, sendo calculada através de

$$\text{Field Thermal Power (MWt)} = \text{SM} \times \frac{\dot{W}_{gross,des}}{\eta_{cycle,des}} \quad (5.3)$$

Durante o funcionamento do sistema, a potência térmica produzida excedente, ou seja, que não é utilizada pelo *power cycle*, vai servir para o carregamento térmico do TES.

O valor do *Actual Field Thermal output* deve suprir o valor acima apresentado e foi ajustado com base na escolha do tipo de SCA e número de SCA por *loop*, sendo que o seu valor é calculado através de

$$\text{Actual Field Thermal Output (MWt)} = \frac{I_{DNI,des} \times A_{ap,tot} \times TLCE}{1E6} \quad (5.4)$$

onde I_{DNI} é o valor *design* da DNI, $A_{ap,tot}$ a área de abertura total dos coletores e TLCE corresponde ao *Total Loop Conversion Efficiency*, que é calculado com base nas características do coletor e recetor escolhido.

A Tabela 5.2 representa os valores principais desta aba na interface do SAM.

Tabela 5.2. Principais parâmetros do *Solar Field*.

Principais parâmetros do <i>solar field</i>	
<i>Total Loop Conversion Efficiency</i>	0,717
Número de <i>loops</i>	1
Número de SCA/<i>loop</i>	5
Área de abertura total	1175 m ²
<i>Actual Field Thermal output</i>	0,67 MWt
Principais parâmetros do HTF	
HTF	Água Pressurizada
Temperaturas min/max de operação	10-220 °C
Temperatura de proteção de solidificação	50 °C
Fluxo mássico mínimo no <i>loop</i>	1 kg/s
Fluxo mássico máximo no <i>loop</i>	6 kg/s

5.2.4. Collectors

Tal como abordado anteriormente, apenas a fração DNI da radiação é utilizada na tecnologia CSP. O processo de concentração da radiação solar sofre algumas perdas que têm de ser tidas em conta na performance do coletor, podendo ser função da posição solar ou perdas fixas. A definição das perdas fixas pode ser observada na Tabela 5.3, enquanto as perdas em função da posição solar podem ser observadas na Tabela 5.4.

Tabela 5.3. Perdas óticas fixas [54].

Perdas	Definição
Erro de rastreamento η_{track}	Incapacidade do coletor se orientar perfeitamente ao longo do painel de rastreamento; torção do coletor sobre o eixo longitudinal.
Defeitos de geometria η_{geo}	Mau alinhamento dos módulos do espelho; desvio na posição do tubo recetor do foco ótico; deformação ou descontinuidades ao longo da superfície refletora.
Reflexão do espelho ρ_m	Reflexão especular dentro de um ângulo de cone definido pela geometria do coletor e do recetor.
Sujidade do espelho η_{soil}	Sujidade na superfície refletora que evita que a radiação reflita para o recetor.
Erro geral η_{gen}	Qualquer efeito não enquadrado nas categorias anteriores.

Tabela 5.4. Perdas em função da posição solar [54].

Perdas	Definição
Perdas <i>end spillage</i> $\eta_{endLoss}$	Perdas quando a radiação é refletida para lá da extremidade do recetor e que não é recebida pelo recetor adjacente.
Sombreamento entre filas η_{shadow}	Perdas pelo sombreamento parcial de coletores entre filas (geralmente ocorre em posições solares extremas).
Modificador de ângulo incidente η_{IAM}	Perdas que têm em conta por exemplo: transmissão no recetor, superfície de absorção seletiva, etc.

A eficiência ótica total é calculada por

$$\eta_{opt}(\theta, \omega_{col}) = \eta_{endLoss}(\theta)\eta_{shadow}(\omega_{col})\eta_{IAM}(\theta)\eta_{track}\eta_{geo}\rho_m\eta_{soil}\eta_{gen} \quad (5.5)$$

onde θ é o ângulo de incidência da radiação solar e ω_{col} o ângulo de rastreamento.

A potência térmica concentrada no campo solar é dependente da radiação solar, área de abertura dos coletores e dos fatores de correção, sendo calculada através de

$$\dot{q}_{inc,sf} = I_{DNI}A_{ap,tot}\eta_{opt}(\theta, \omega_{col}) \quad (5.6)$$

O SAM tem uma livreria de SCA de vários fabricantes e com uma gama alargada de tamanhos que permite que o utilizador faça a sua escolha de acordo com a configuração que pretende. Uma vez que cada SCA corresponde a um nó independente na simulação, o SAM permite uma escolha de 1-4 diferentes tipos de SCA, sendo que posteriormente é especificado de que forma se distribuem em cada *loop*. Foi escolhido o coletor *Luz LS-2* para a modelação do sistema por ser o SCA disponível de menor escala.

5.2.5. Receivers

O recetor, designado por *Heat Collection Element* (HCE), é composto por um tubo recetor de metal, por onde flui o HTF, contido em vácuo dentro de um tubo de vidro. O tubo de metal tem revestimento de absorção de radiação solar seletiva e o tubo de vidro tem revestimento antirreflexo para maximizar a radiação solar transmitida. O vácuo criado entre os dois tubos tem o objetivo de diminuir as perdas por convecção.

A modelação da performance do recetor é feita através de equações implícitas associadas a um processo iterativo com substituições sucessivas até convergência de resultados, uma vez que a utilização de equações explícitas simples não tem precisão. O modelo é resolvido iterativamente para determinar o fluxo mássico de HTF necessário para atingir a temperatura de saída definida. A modelação do recetor depende da sua geometria, da temperatura do HTF, condições ambientais e radiação, sendo que a temperatura do HTF é calculada com base na energia absorvida e no fluxo mássico de HTF [54]. As equações utilizadas no modelo seguem os princípios básicos de transferência de calor, retratando a relação entre a temperatura atingida e as perdas térmicas, uma vez que a temperatura de superfície do tubo recetor é função da potência térmica absorvida e as perdas convectivas e radiativas são função dessa temperatura de superfície. O recetor é modelado como um sistema unidimensional, onde apenas se assume o gradiente na direção radial do tubo [54].

A Figura 5.2 consiste numa representação esquemática dos processos de transferência de calor existentes no recetor.

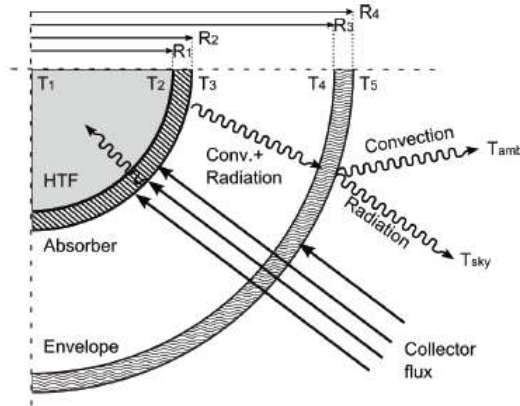


Figura 5.2. Trocas de calor no tubo recetor [54].

O análogo elétrico para um tubo de vidro intacto pode ser observado na Figura 5.3.

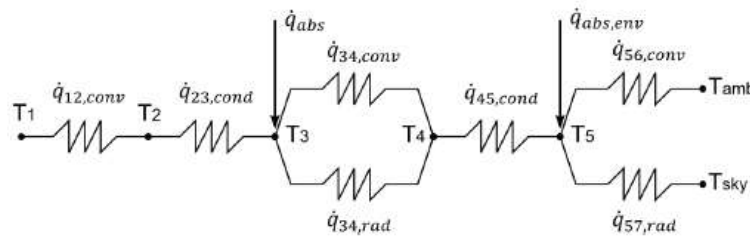


Figura 5.3. Análogo elétrico da transferência de calor no tubo recetor [54].

A energia absorvida por cada tubo recetor i é então calculada por

$$\dot{q}_{abs,i} = \dot{q}_{inc,i} \eta_{opt,i} \tau_{env} \alpha_{abs} \quad (5.7)$$

onde $\dot{q}_{inc,i}$ é a potência térmica concentrada no coletor i , $\eta_{opt,i}$ a eficiência ótica do coletor i , τ_{env} é o coeficiente de transmissão do tubo de vidro e α_{abs} é o coeficiente de absorção do tubo recetor.

A absorção de energia no tubo de vidro é uma das perdas, associando-se às perdas por reflexão e às perdas por refração dos raios que não chegam a atingir o tubo recetor.

Dado que a performance do recetor pode variar dentro do mesmo *loop*, o modelo é também aplicado a cada nó, tal como acontece nos coletores, o que permite também a escolha de 1-4 HCE diferentes. Existe ainda a possibilidade de ter em conta tubos invólucros de vidro danificados e da escolha de ar, árgon ou hidrogénio como os gases entre os dois tubos.

Foi escolhido o modelo *Schott PTR70* como HCE.

5.2.6. Power cycle

O sistema CSP que vem implementado no SAM por defeito é o ciclo de Rankine convencional. O SAM permite modelar um *power cycle* customizado, designado por *User-Defined Power Cycle* (UDPC), que permite que o utilizador possa utilizar os dados do seu próprio ciclo, pelo que tem de ter os dados da sua performance numa certa gama de condições de operação, sendo que neste caso foi implementado um ORC. O UDPC requer como *inputs* os seguintes valores: temperatura quente do HTF ($T_{HTF,hot}$), valor do fluxo mássico do HTF normalizado em relação ao valor de *design* (\bar{m}) e temperatura ambiente (T_{amb}). O valor dos *outputs* deve ser apresentado como função dos *inputs* acima definidas e deve ser normalizado relativamente aos valores de *design*.

$$Y = f(\bar{m}, T_{HTF,hot}, T_{amb}) \quad (5.8)$$

onde Y representa qualquer *output* normalizado.

O valor de *design* do fluxo mássico é calculado através de

$$\dot{m}_{design} = \frac{\text{Cycle Thermal Power}}{c_p \times (T_{HTF,hot} - T_{HTF,cold})} \quad (5.9)$$

onde $T_{HTF,cold}$ é a temperatura fria do HTF e o c_p é o calor específico médio entre $T_{HTF,hot}$ e $T_{HTF,cold}$.

Os *outputs* necessários inserir são a potência elétrica gerada (\bar{W}_{cycle}) e a potência térmica normalizada que entra no ciclo (\bar{q}_{HTF}), sendo opcional a inserção dos dados relativos ao sistema de condensação. O cálculo da temperatura fria do HTF à saída do *power cycle* é feito da seguinte forma:

$$T_{HTF,cold} = T_{HTF,hot} - \frac{\bar{q}_{HTF} \times \dot{q}_{HTF,des}}{\bar{m} \times \dot{m}_{des} \times c_p} \quad (5.10)$$

onde $\dot{q}_{HTF,design}$ é a potência térmica do HTF em condições de *design*.

O SAM espera que, estando os três *inputs* definidos sob condições de *design*, o valor dos *outputs* normalizados seja 1,0, porém não impõe esse resultado, salvaguardando algumas inconsistências entre o comportamento do campo solar/*power cycle* e medidas do ponto de *design* [57].

O SAM implementa o UDPC fazendo uma malha de combinações entre cada um dos três *inputs*, variando cada um deles entre intervalos práticos. A aplicação de n valores em

cada propriedade resultaria em n^3 combinações, o que se traduz num elevado esforço computacional e o modelo de regressão seria mais complexo. Para limitar o número de combinações, o SAM utiliza uma abordagem baseada na modelação dos efeitos de uma única variável e interação entre duas variáveis que consiste na definição de um valor mínimo e máximo para cada *input*: o valor mínimo deve ser inferior ao valor de *design* e superior ou igual ao valor mínimo desse parâmetro; o valor máximo deve ser superior ao valor de *design* e inferior ao valor máximo desse parâmetro [57]. A abordagem do SAM para representar o UDPC requer nove simulações paramétricas, uma para cada *input*, resultando numa diminuição para $n \times 9$ combinações. O processo pode ser observado na Tabela 5.5.

Tabela 5.5. Simulações do UDPC [57].

Parametric Analysis #	Number of Simulations	Custom Model Inputs		
		HTF Hot Temp	HTF Mass Flow Rate	Ambient Temperature
1	$N_{T_{HTF,hot}}$	$T_{HTF,hot}^i$ for $i = 1..N_{T_{HTF,hot}}$	\bar{m}^-	T_{amb}^+
2			\bar{m}^+	
3			\bar{m}^*	
4	$N_{\dot{m}}$	$T_{HTF,hot}^+$	\bar{m}^-	T_{amb}^-
5			\bar{m}^i for $i = 1..N_{\dot{m}}$	T_{amb}^+
6				T_{amb}^*
7	$N_{T_{HTF,amb}}$	$T_{HTF,hot}^-$	\bar{m}^+	T_{amb}^i for $i = 1..N_{T_{amb}}$
8		$T_{HTF,hot}^+$		
9		$T_{HTF,hot}^*$		

Com base na tabela com as combinações definidas e dados do ORC, é feito um modelo de regressão representativo do *power cycle* em questão. Os valores utilizados na conceção da tabela encontram-se na Figura 5.4

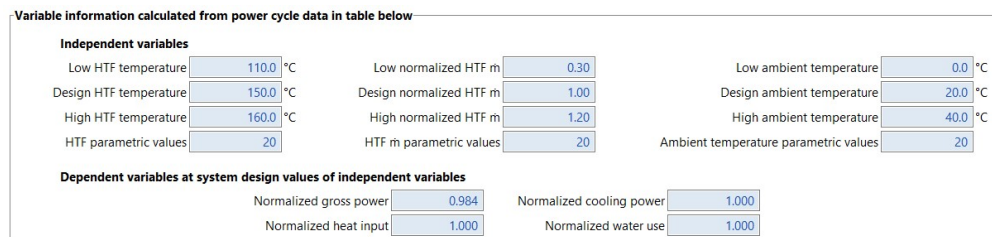


Figura 5.4. Inputs para a definição da tabela do UDPC [38].

Uma das principais limitações do SAM é o facto de assumir que o fluido de trabalho do *power cycle* é o mesmo do HTF do campo solar. A única influência desta suposição é no cálculo do valor do fluxo mássico de *design*, dado que o valor do c_p é obtido das propriedades do HTF. Isto levou a que o valor do fluxo mássico de *design*, que é calculado de forma automática pelo SAM, tivesse de ser alterado com vista a retratar realisticamente o fluxo mássico do próprio ORC em condições de design. A única forma de ser feita a alteração é através da escolha do HTF, sendo que foi escolhida Água Pressurizada para este ajuste.

5.2.7. Thermal Storage

O SAM apenas permite definir as configurações de sistema de armazenamento direto e indireto de dois tanques, caso o HTF seja igual ou diferente do fluido de armazenamento, respetivamente. O dimensionamento do TES é feito com base no número de horas de armazenamento de energia térmica com capacidade de fazer operar o *power cycle* à potência nominal definida. Na realidade, esse valor nunca chega a ser atingido dadas as perdas térmicas existentes e o facto de a capacidade térmica do TES não ser totalmente atingida, por não ser atingida a temperatura quente de *design*, por exemplo. A capacidade térmica de TES (C), é calculada a partir de

$$C = \frac{\dot{W}_{gross,des}}{\eta_{cycle,des}} \times t_{TES} \quad (5.11)$$

onde t_{TES} é o número de horas de armazenamento em condições de *design*.

Por sua vez, o volume de armazenamento, V_{TES} , é calculado a partir de

$$V_{TES} = \frac{C \times 1e6 \times 3600}{\rho_{TES} \times c_{p,TES} \times 1000 \times \mu_{hx} \times ((T_{sf,out} - T_{hx,hot}) - (T_{sf,in} - T_{hx,cold}))} \quad (5.12)$$

onde ρ_{TES} e $c_{p,TES}$ são a densidade e calor específico médio do fluido de armazenamento, respetivamente; $T_{sf,out}$ e $T_{sf,in}$ são as temperaturas de *design* à saída e entrada no campo solar; μ_{hx} , é a eficiência do permutador de calor devido ao HTF ser diferente do fluido de armazenamento; e $T_{hx,hot}$ e $T_{hx,cold}$ são as diferenças de temperaturas entre o lado quente e frio do permutador de calor, respetivamente.

O fluido de armazenamento escolhido para a simulação foi o Therminol VP-1. Neste momento a utilização dos *molten salts* para TES é a mais indicada em termos tecnocómicos, porém, dadas as temperaturas operativas deste sistema de pequena escala, a sua aplicação não é viável porque a sua temperatura de solidificação é bastante elevada. Em pequena escala, a utilização de um tanque *thermocline* com materiais sólidos tem grande potencial, dado que permite reduzir os custos e ter elevada performance. Segundo Rodríguez et al. [23], a utilização do *thermocline* pode representar uma diminuição de 33% dos custos de TES quando comparado com um sistema de dois tanques com a mesma capacidade térmica de armazenamento.

Não estando esta hipótese contemplada no SAM, foi utilizado um sistema de dois tanques com Therminol VP-1.

Os principais dados da aba *Thermal Storage* podem ser observados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6. Principais parâmetros *Thermal Storage*.

Tipo de armazenamento	Indireto de dois tanques
Fluido de armazenamento	<i>Therminol VP-1</i>
Número de horas de armazenamento	6 h
Capacidade térmica TES	2 MWh _t
Volume de TES	109,04 m ³

5.2.8. Financial Parameters

A escolha do modelo económico *LCOE Calculator* leva a que seja necessário introduzir os custos de instalação relativos, bem como os custos fixos e variáveis de operação. Os custos instalação relativos foram calculados com base no modelo económico PPA dado que permite detalhar cada um dos custos do sistema, como demonstra a Figura 5.5. Os valores que o SAM apresenta por defeito são uma estimativa da NREL que melhor refletem os custos representativos de sistemas CSP, porém têm uma perspectiva conservadora em relação aos mesmos, sendo que os valores são revistos e atualizados a cada versão que é lançada. Todos os valores de padrão foram mantidos à exceção do custo relativo do *power cycle* que foi ajustado a \$1000/kWh de forma a melhor representar o ORC em estudo.

Direct Capital Costs				
Site improvements	1,175.0 m ²	25.00 \$/m ²		\$ 29,375.00
Solar field	1,175.0 m ²	150.00 \$/m ²		\$ 176,250.00
HTF system	1,175.0 m ²	60.00 \$/m ²		\$ 70,500.00
Storage	2.0 MWh _t	62.00 \$/kWh _t		\$ 124,000.00
Fossil backup	0.1 MWe, Gross	0.00 \$/kWe		\$ 0.00
Power plant	0.1 MWe, Gross	1,000.00 \$/kWe		\$ 50,000.00
Balance of plant	0.1 MWe, Gross	90.00 \$/kWe		\$ 4,500.00
Subtotal				\$ 454,625.00
Contingency				
			Contingency	7 % of subtotal
				\$ 31,823.75
Total direct cost				\$ 486,448.75
Indirect Capital Costs				
Total land area	1 acres	Nameplate	0 MWe	
	\$/acre	% of direct cost	\$/Wac	\$
EPC and owner cost	\$ 0.00	11 %	\$ 0.00	\$ 0.00
Total land cost	\$ 0.00	0 %	\$ 0.00	\$ 0.00
Total indirect cost				\$ 53,509.36
Group box				
Sales tax basis, percent of total direct cost		80 %	Sales tax rate	5 %
				\$ 19,457.95
Total Installed Costs				
Total installed cost excludes any financing costs from the Financial Parameters page.				Total installed cost
				\$ 559,416.06
				Estimated total installed cost per net capacity
				\$ 12,431.47/kW

Figura 5.5. Parâmetros financeiros do SAM [38].

O valor de custo de investimento relativo obtido foi de \$12431,47/kW que, quando comparado com o valor padrão de \$5627,64/kW, fica notório o efeito da economia de escala.

No que diz respeito aos custos fixos e variáveis de operação os valores são de \$66/kW/ano e \$4/MWh.

Na Figura 5.6 estão representados os custos de instalação do sistema CSP, o que permite concluir e comprovar os principais custos de investimento no sistema apresentados anteriormente, nomeadamente o campo solar e o sistema de TES, cujas participações são de 31,5% e 22,2% do custo total de investimento do caso em estudo.

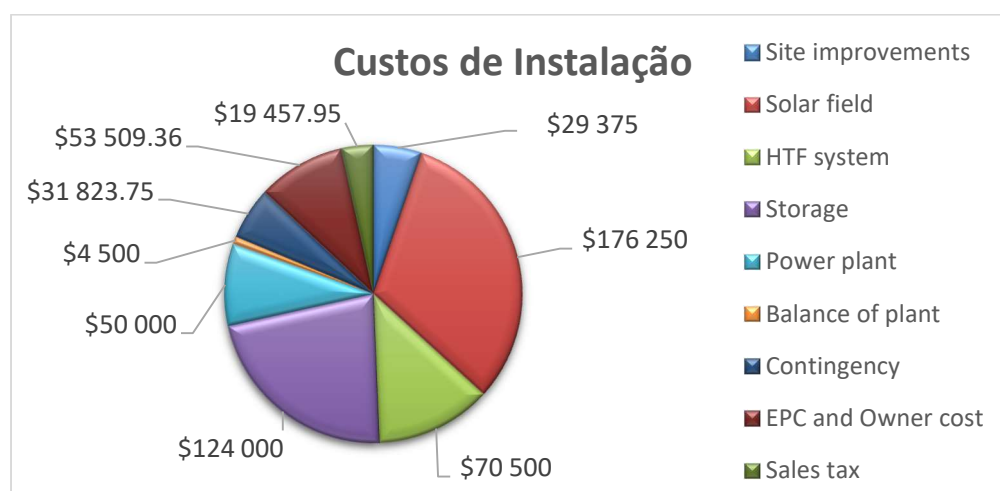


Figura 5.6. Custos de instalação do sistema CSP.

5.3. Resultados

Nesta secção serão apresentados os resultados obtidos através da simulação no SAM.

O modelo base implementado no SAM tem como principais *inputs* os apresentados na Tabela 5.7, sendo que todos os valores apresentados surgem sob condições de projeto.

Tabela 5.7. Principais parâmetros SAM.

SM	2
DNI de projeto	800 W/m ²
Temperatura de entrada e saída do campo solar	100-150°C
Potência bruta da turbina	50 kW _e
Eficiência do <i>power cycle</i>	0,15
Número de horas de armazenamento	6 h

Depois de ser feita a simulação, o SAM apresenta uma série de opções que permitem fazer manipulação dos dados obtidos, como por exemplo pela criação de gráficos que possibilitam fazer a comparação entre certos dados através de resoluções horárias e visualizar de que modo o sistema funciona e de que forma reage a certas flutuações.

Os principais resultados da simulação são sumarizados e é apresentado um *heat map* que permite uma fazer uma análise visual da performance do sistema ao longo do primeiro ano de funcionamento, sendo que os mesmos estão apresentados na Tabela 5.8 e Figura 5.7.

Tabela 5.8. Principais resultados do SAM [38]

Metric	Value
Annual Net Electrical Energy Production	145,529 kWh-e
Annual Freeze Protection	618 kWh-e
Annual TES Freeze Protection	0 kWh-e
Annual Field Freeze Protection	618 kWh-e
Capacity factor	36.9%
Power cycle gross electrical output	163,673 kWh-e
First year kWh/kW	3,234 -
Gross-to-net conversion	88.9 %
Annual Water Usage	52 m ³
LCOE Levelized cost of energy	30.09 ¢/kWh

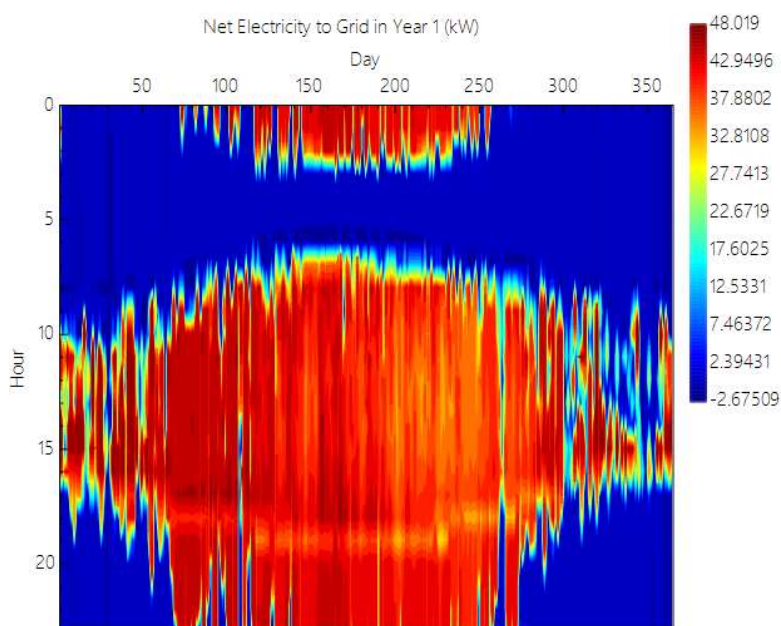


Figura 5.7. Heat map da produção elétrica do sistema [38].

Como é possível verificar a partir da Tabela 5.8, o modelo implementado tem uma produção elétrica anual de 145529 kWh para a potência instalada líquida de 45 kW_e, considerando o fator de conversão elétrica de 0,9, o que revela uma produção relativa de 3234 kWh/kW. O fator de capacidade de 36,9% é representativo da despachabilidade que o sistema apresenta. O indicador económico obtido é o LCOE com um valor de \$0,3009/kWh. Este valor é o retrato do elevado custo de investimento inicial que o sistema apresenta, sendo necessário ter em conta os valores conservadores dos custos aplicados. O valor do LCOE pode sofrer, relativamente aos valores apresentados para sistemas de grande escala, um aumento de 25-50% pela redução de escala [23], o que vai de encontro ao valor apresentado acima.

O *heat map* apresenta a produção elétrica do sistema ao longo do primeiro ano de funcionamento, o que permite identificar a influência do TES na performance global do sistema. O principal período onde se verifica maior continuidade de produção é entre os dias 70 e 260 do ano, ou seja, entre março e setembro, tal como esperado.

É possível verificar a forma não linear como o sistema começa a operar nas primeiras horas da manhã, o que está de acordo com o movimento relativo do sol durante o ano, sendo que no inverno começa a operar mais tarde do que no verão devido ao facto da radiação solar estar disponível mais tarde. Da mesma forma, apesar do TES não permitir visualizar, o sistema também apresentaria uma forma arredondada no período da tarde, com o pico a ser atingido no solstício de verão, a 21 de junho.

É de notar ainda que existem períodos em que o sistema apresenta valores de potência negativa, o que é explicado pela potência necessária para o sistema funcionar superar a potência produzida, como por exemplo pelo funcionamento de bombas de circulação ou sistema de rastreamento.

Uma das analogias que podem ser feitas é a apresentada na Figura 5.8, onde pode ser verificado a grande influência da DNI na potência produzida pelo sistema. Esta comparação foi feita sem a influência do TES de forma a não enviesar a análise, dado que o TES tende a atenuar as flutuações na produção. A não utilização do período do solstício de inverno foi devido ao facto de não haver qualquer produção.

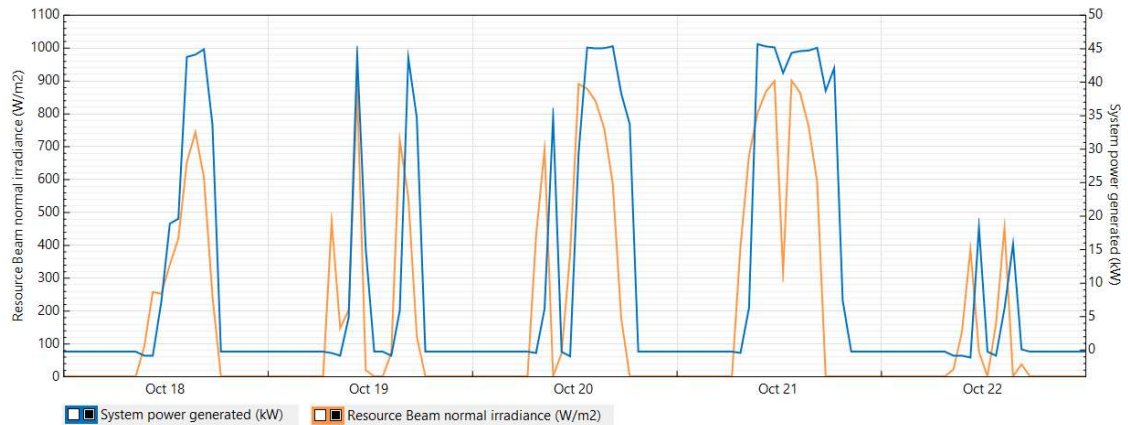


Figura 5.8. Análise comparativa entre perfil DNI e potência produzida pelo sistema [38].

Se a potência térmica absorvida no campo solar excede as necessidades térmicas do *power cycle*, o respetivo fluxo mássico é utilizado para carregamento do TES, ou seja, o fluxo mássico que atravessa os coletores é equivalente à soma do fluxo mássico que vai para o *power cycle* e o que vai para o tanque quente, como pode ser observado pela Figura 5.9.

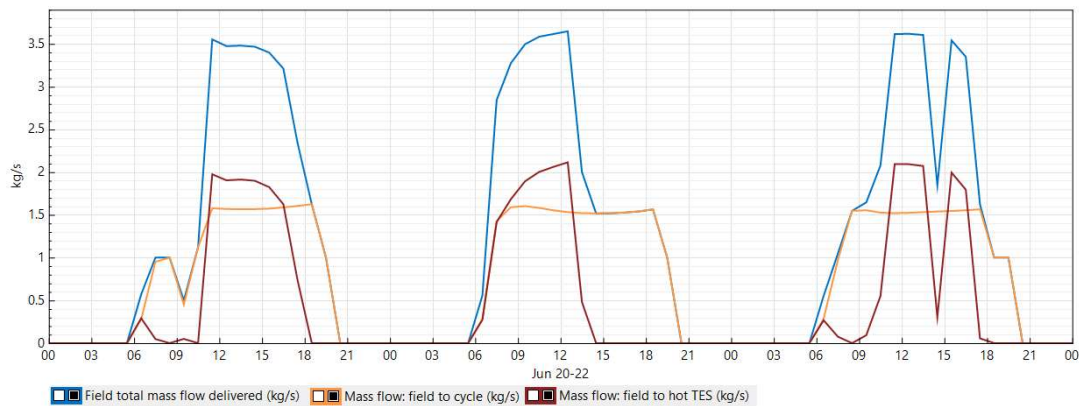


Figura 5.9. Fluxos mássicos no campo solar [38].

Do mesmo modo, estando o TES carregado, o mesmo atua com vista a mitigar as flutuações que existem no sistema. Sempre que haja disponibilidade de TES e a temperatura à saída do campo solar é inferior à temperatura de *design*, o mesmo atua com vista a compensar o sistema para manter a temperatura à entrada do *power cycle* até que o próprio TES fique descarregado, ou seja, o fluxo mássico do campo solar é substituído pelo que vem do tanque quente do TES, como é possível verificar na Figura 5.10.

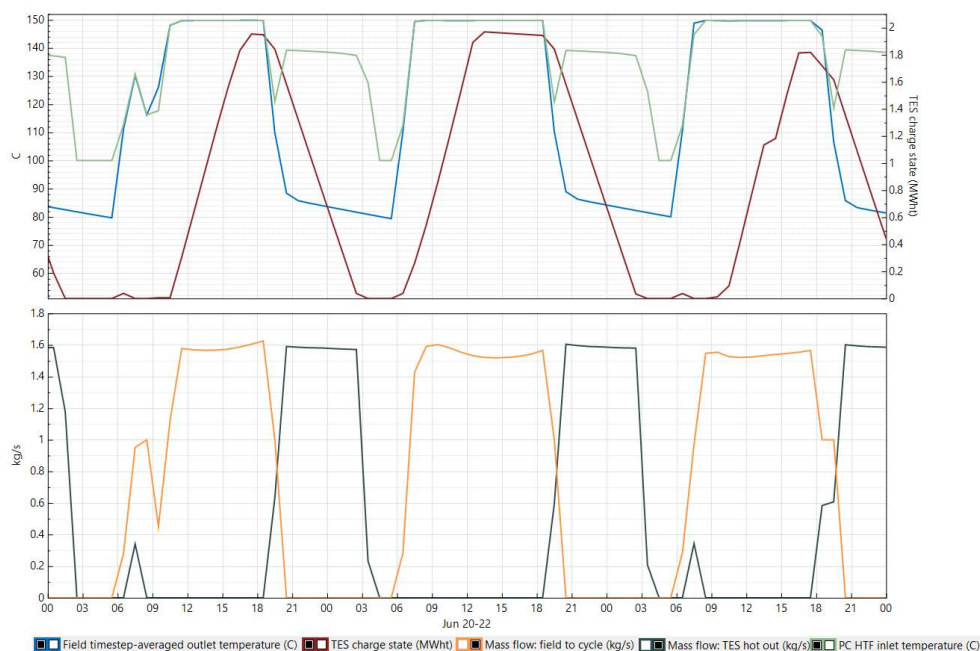


Figura 5.10. Influência do TES no funcionamento do sistema [38].

Quanto ao sistema de desfoque do campo solar o SAM apresenta duas opções de funcionamento: sequencial, onde cada SCA desfoca pela ordem imposta na configuração do campo solar; simultânea, todos os SCA desfocam ao mesmo tempo. Este sistema é acionado nas seguintes situações:

- O *power cycle* encontra-se a operar na máxima capacidade e o TES está totalmente carregado. Neste caso o campo solar, para não absorver excesso de energia, desfoca, com o objetivo da temperatura de saída se mantenha igual ao valor de *design*;
- Se o valor do fluxo mássico exceder o valor máximo imposto, o campo solar desfoca para que esse valor seja ajustado ao valor máximo e a temperatura de saída não aumente;
- A velocidade do vento é superior ao limite imposto (questões de segurança).

A Figura 5.11 é um exemplo da primeira situação de desfoque apresentada acima. Tanto no dia 20 de junho por volta das 17h como no dia 21 de junho entre 12h e as 19h, o campo solar é obrigado a desfocar dado que a energia absorvida não pode ser utilizada nem pelo TES nem pelo *power cycle*.

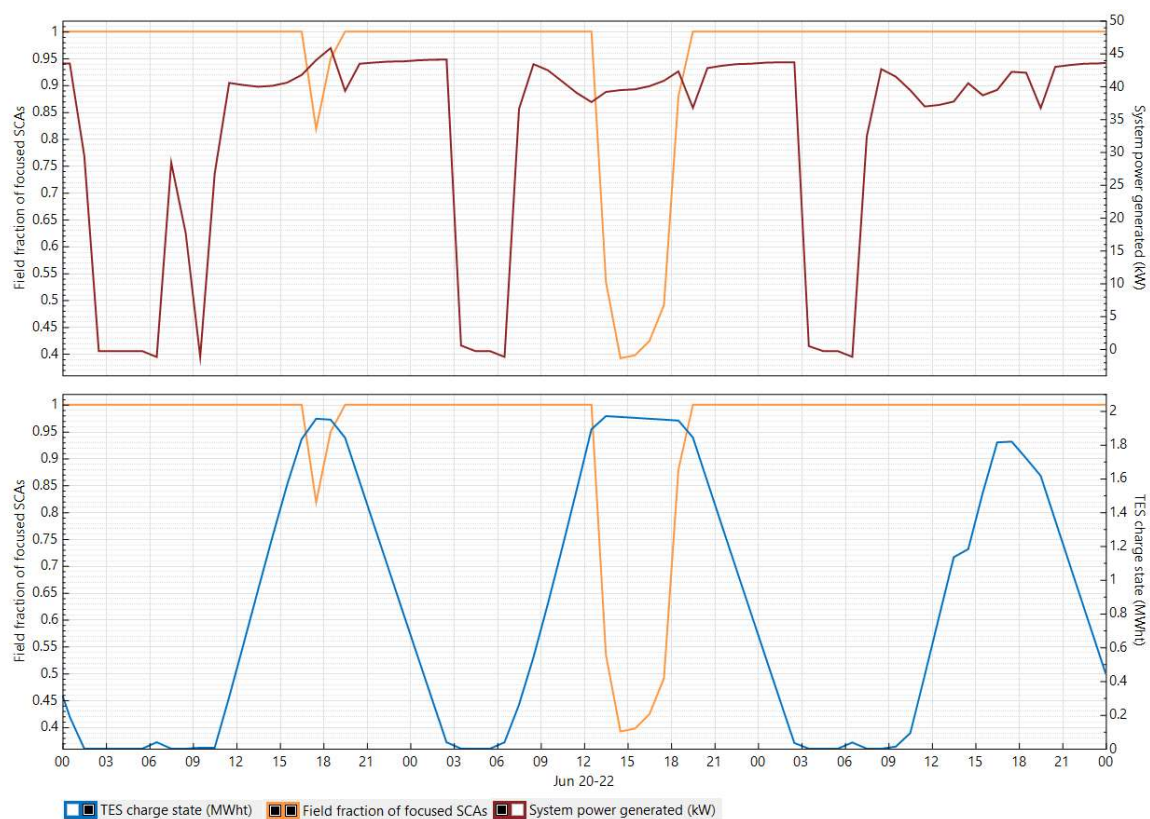


Figura 5.11. Funcionamento do sistema de desfoque [38].

O *power cycle* tem uma potência instalada de 50 kW_e com uma eficiência de 0,15 no ponto de *design*, o que corresponde a uma necessidade térmica de 333 kW_t . Como pode ser observado pela Figura 5.12., o perfil de produção é totalmente dependente da potência térmica que entra no ciclo. A quebra que existe na produção ocorre no momento em que o *power cycle* deixa de ser alimentado pelo TES.

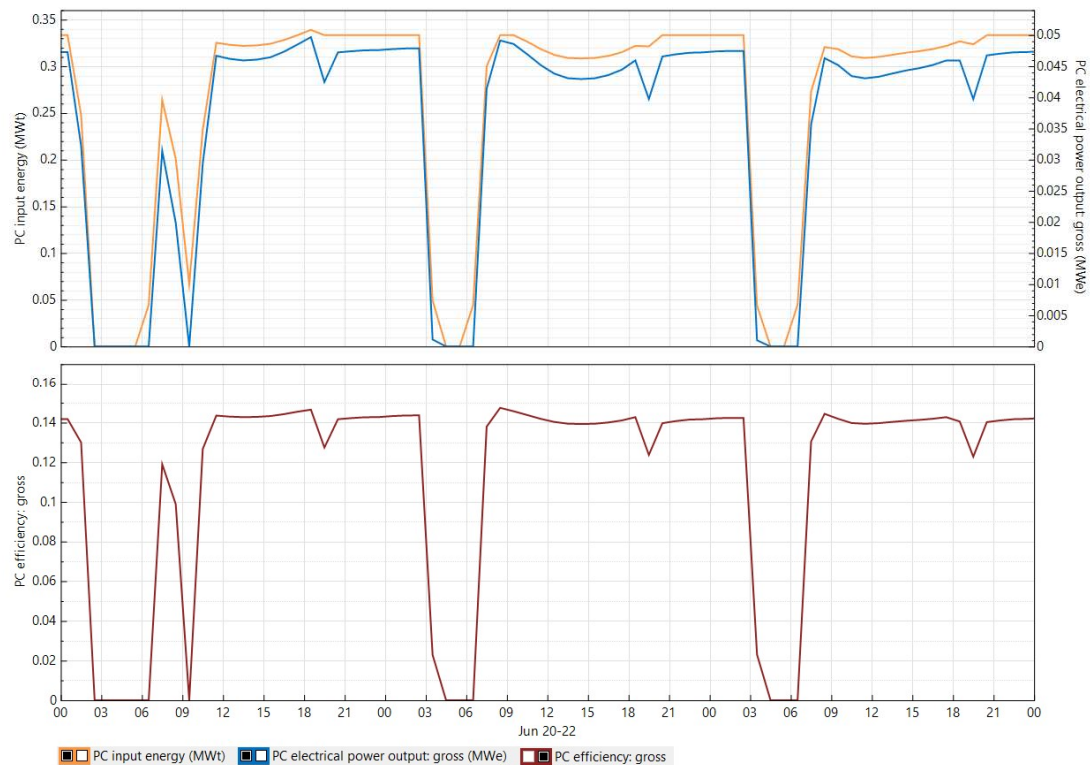


Figura 5.12. Potência térmica vs Potência elétrica do *power cycle* [38].

De seguida será apresentada uma comparação entre o funcionamento típico do sistema num dia de verão comparativamente a um dia de inverno. É possível verificar pela análise da Figura 5.13 que o sistema raramente opera no ponto de *design* dado que a DNI disponível é bastante reduzida e muito afetada pela meteorologia. Toda a energia que é captada no campo solar é utilizada no *power cycle*, não havendo carregamento do TES. Por outro lado, a Figura 5.14 é representativa de um dia típico de verão. O perfil da DNI do dia 21 de junho é perfeito, o que indica que durante esse dia a radiação não enfrenta qualquer obstáculo à sua passagem, como por exemplo as nuvens. Nos dois primeiros dias o TES é carregado totalmente, o que faz com que o perfil de produção elétrica se mantenha mesmo quando a DNI já não está disponível.

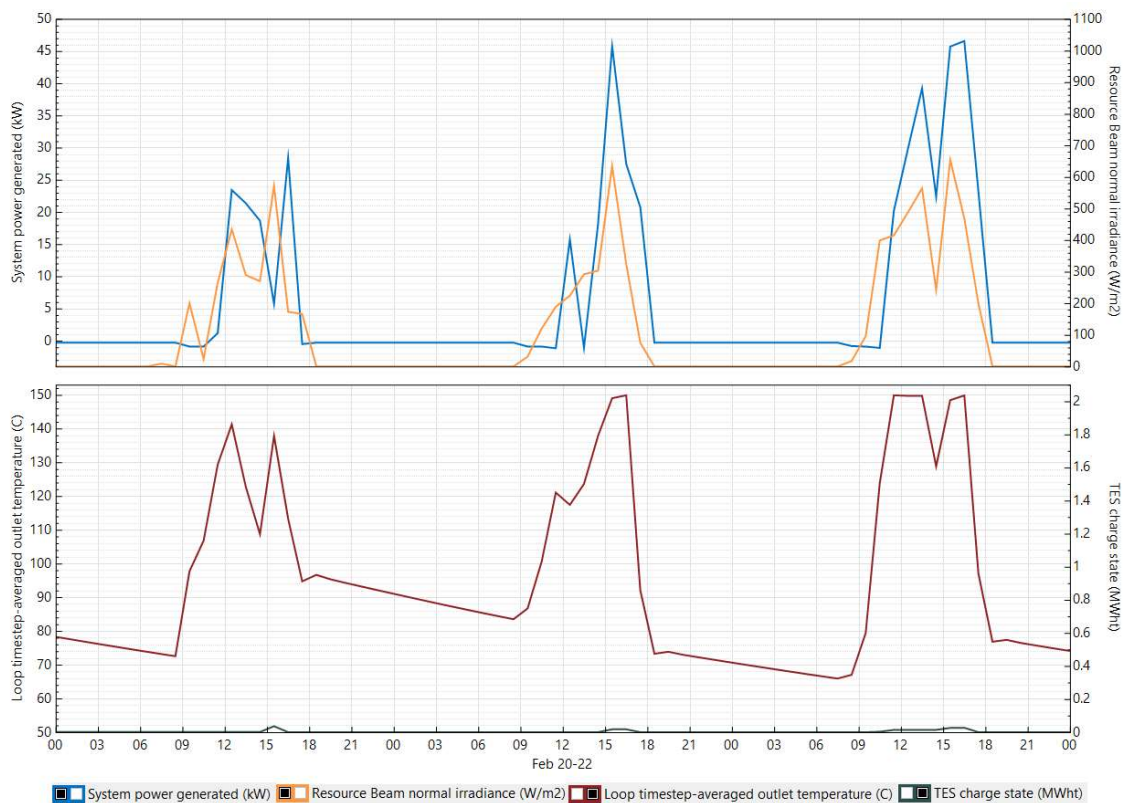


Figura 5.13. Funcionamento do sistema num dia típico de inverno [38].

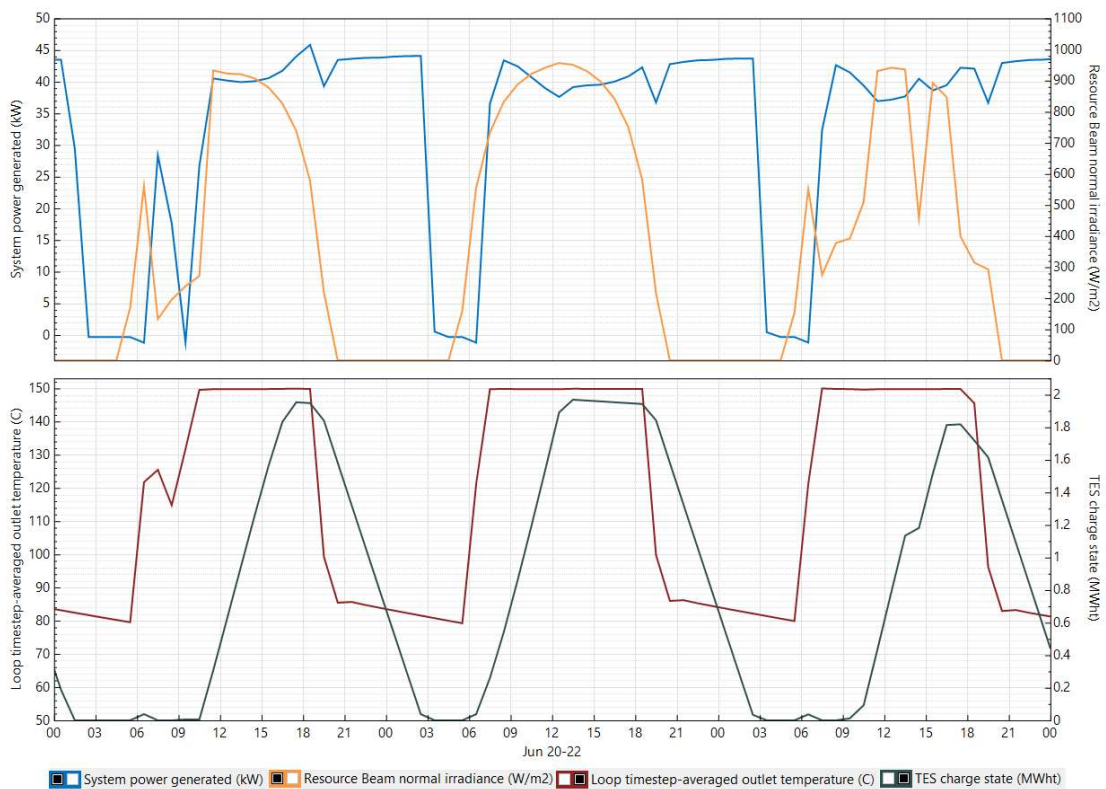


Figura 5.14. Funcionamento do sistema num dia típico de verão [38].

É de esperar que durante os períodos mais quentes, que a produção elétrica seja bastante superior quando comparada aos meses mais frios. A Figura 5.15 representa a produção mensal de energia ao longo do ano, onde é possível comprovar que a maior parte da produção ocorre entre março e setembro. O perfil de valores ao longo do ano resulta da discrepância do clima entre as estações do ano em Portugal.

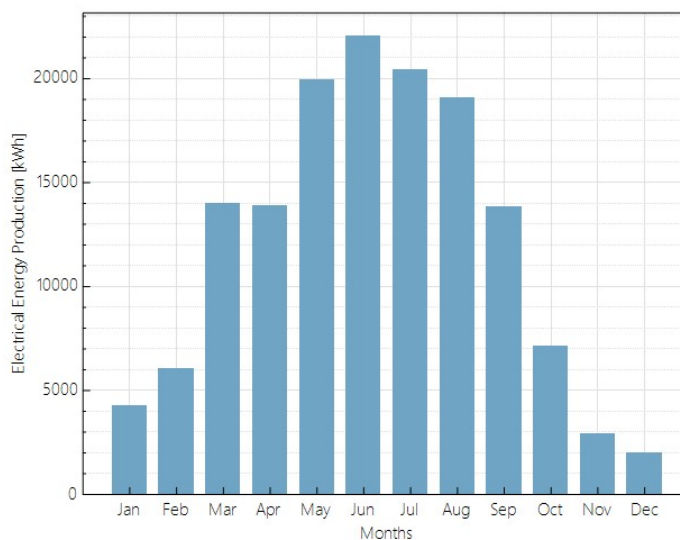


Figura 5.15. Produção mensal de energia elétrica [38].

5.4. Análises paramétricas

Os dois principais parâmetros utilizados para otimizar o sistema são o valor do SM e o número de horas de armazenamento, o que está relacionado com o facto de serem os dois principais custos do sistema. A otimização do sistema é feita com base no LCOE dado que tem o mesmo tem em conta a quantidade de eletricidade produzida, os custos de instalação do sistema e os custos da sua operação e manutenção durante o período de vida útil.

Uma das limitações encontradas no SAM relativamente à análise paramétrica do SM é o facto do mesmo não representar de forma realista os sistemas de pequena escala. O que acontece nos sistemas de grande escala é que, sempre que se aumenta o valor do SM e, por sua vez, é aumentado o valor do *Field Thermal Power*, é adicionado um certo número de *loops* correspondente, com o aumento de área de coletores respetivo ($A_{ap,tot}$), que permite suprir essa necessidade térmica. Isto significa que, sempre que se altera o valor do SM, o valor da $A_{ap,tot}$ e do *Actual Field Thermal Output* também altera. O que acontece nos sistemas de pequena escala é que o número de *loops* do sistema é bastante reduzido, como

por exemplo neste modelo que apenas tem 1 *loop*, e, dado que o valor da $A_{ap,tot}$ e do *Actual Field Thermal Output* apenas alteram com a variação do número de *loops*, resulta em que existam intervalos de valores do SM que não tenham influencia nenhuma nos resultados, tal como pode ser observado na Tabela 5.9.

Tabela 5.9. Análise paramétrica do SM.

SM	1,8	2	2,2	4
<i>Field Thermal Power</i> [MWt]	0,6	0,67	0,73	1,33
Nº loops	1	1	2	2
$A_{ap,tot}$ [m²]	1175	1175	2350	2350
<i>Actual Field Thermal Output</i> [MWt]	0,67	0,67	1,35	1,35

É possível verificar que até que o *Actual Field Thermal Output* consiga suprir o valor do *Field Thermal Power*, o valor do SM não tem influência nos resultados, como é exemplo do intervalo 2,2-4. Isto pode ser explicado pela grande influência do valor do nº de *loops* nos sistemas de pequena escala, o que resulta na inviabilidade das análises paramétricas ao valor do SM.

No que diz respeito à análise paramétrica do número de horas de armazenamento, é de esperar que o seu aumento resulte numa maior quantidade de energia produzida até que esse valor se fixe num máximo, quando o sistema absorve toda a quantidade de energia disponível e o aumento do TES já não tem influência na produção elétrica, como se pode observar na Figura 5.16, cujos tempos de armazenamento superiores a 9h não têm qualquer influência na produção.

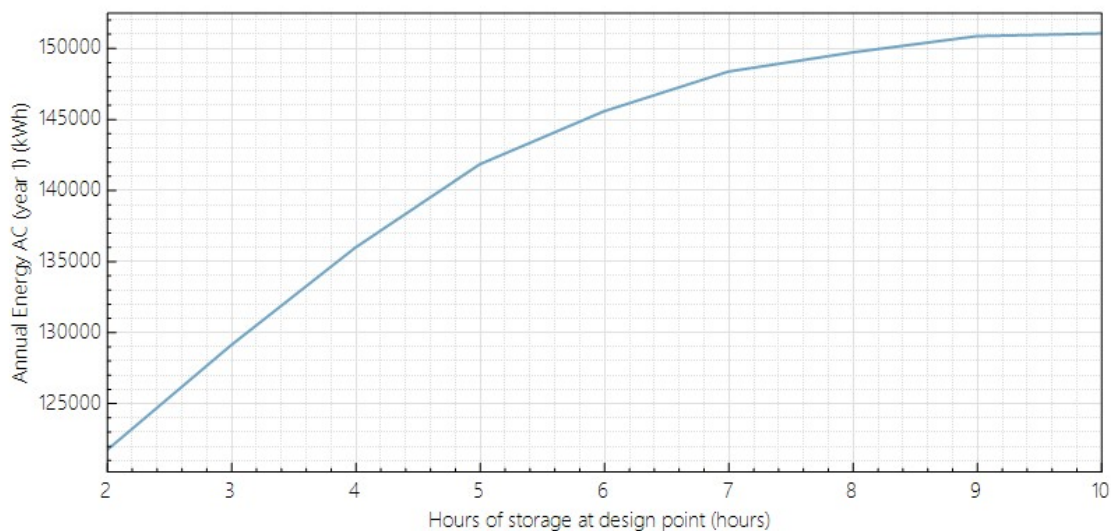


Figura 5.16. Influência do TES na produção anual do sistema [38].

A Figura 5.17 representa a evolução do número de horas de armazenamento em função do LCOE. Foi atingido um valor ótimo de 4h de armazenamento, com capacidade de 1,33 MWh_t, para um LCOE de \$0,295/kWh.

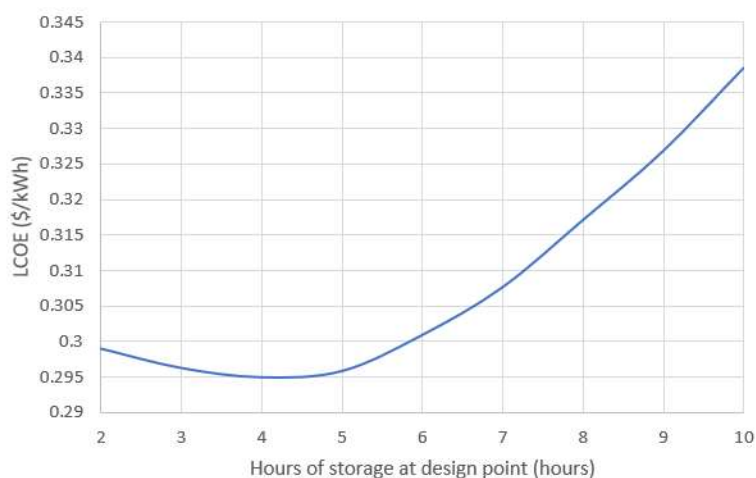


Figura 5.17. Influência do TES no LCOE.

De forma a verificar a grande influência da escolha do local e de comprovar a grande variabilidade que Portugal apresenta em termos de distribuição da DNI, foi feita a comparação do sistema entre Faro e Coimbra.

Os principais dados obtidos, bem como os dados climáticos, estão apresentados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10. Comparação de resultados entre Faro e Coimbra.

	Faro	Coimbra
DNI [kWh/m²/dia]	5,56	4,77
Temperatura média [°C]	18,5	16,2
Velocidade média do vento [m/s]	4	0,8
Produção elétrica anual [kWh]	145529	114026
Fator de capacidade [%]	36,9	28,9
LCOE [\$/kWh]	0,3009	0,3829

É possível verificar a grande diferença de resultados que existe entre Faro e Coimbra e fica fortemente comprovada a necessidade de cada projeto ser avaliado para uma dada localidade específica.

5.5. Industrial Process Heat Model

Um dos restantes modelos físicos que o SAM apresenta é o *Industrial Process Heat Model* que permite fazer a modelação do campo solar e do TES independente do *power cycle*, ou seja, é assumido que a energia captada no campo solar é aplicada a um qualquer processo térmico em vez de um ciclo para produção de eletricidade.

O facto de poderem ser obtidos todos os dados/resultados do campo solar e TES, e ser possível exportá-los leva a que seja possível fazer toda a análise de integração e modelação do *power cycle* fora do SAM, o que permite fazer a sua monitorização e controlo do modo de funcionamento com um maior grau de liberdade.

6. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

6.1. Conclusão

A mudança do paradigma energético com vista a diminuir as emissões dos GEE traz consigo a necessidade substituir o uso de combustíveis fósseis por energias renováveis. No sistema electroprodutor, a transição para 100% renovável acarreta alguns desafios com vista a garantir a segurança, fiabilidade e despachabilidade do sistema de rede elétrica, características essas que os combustíveis fósseis garantem. Após o desenvolvimento e investimento em tecnologias eletroprodutoras não despacháveis tais como hídrica, eólica e PV, surge a necessidade de criar formas de armazenamento que permitam criar um desfaseamento entre a disponibilidade e a produção.

A tecnologia CSP surge como uma das potenciais soluções para garantir esse desfaseamento. A sua principal vantagem consiste na possibilidade de incorporar um sistema TES cujos custos associados, bem como eficiência de armazenamento e impacto ambiental, tornam a tecnologia favorável quando comparada aos sistemas de armazenamento elétrico a baterias.

O nicho de mercado dos sistemas CSP de pequena escala surge como uma oportunidade de aproveitar a tecnologia, através das suas características inerentes, em certos ambientes onde a despachabilidade do sistema supere os interesses económicos associados, como por exemplo, na eletrificação de zonas rurais e remotas.

O SAM é uma das principais ferramentas de análise tecno-económica de sistemas a energias renováveis, porém, a sua utilização para análise de sistemas CSP de pequena escala revelou-se desafiante. Apesar disso foi possível implementar um caso de estudo de CSP de pequena escala que permitiu integrar o ORC do DEM, com os principais resultados a serem: a produção elétrica anual (145529 kWh), custo do sistema (\$559416), fator de capacidade (36,9%) e LCOE (\$0,3009/kWh). Como foi abordado no capítulo 5, vários foram os obstáculos encontrados ao longo de toda a análise e implementação do modelo. Mesmo que o SAM tenha várias opções que permitem criar modelos com diferentes características e funcionamentos, verificou-se que não está totalmente adaptado para sistemas com uma escala tão reduzida e que alguns dos pressupostos admitidos levam à divergência dos

algoritmos iterativos que o SAM utiliza para modelar os efeitos transientes do sistema, o que impediu e dificultou a realização de análises paramétricas dos principais *inputs* que definem o sistema. Outras limitações encontradas no programa são: própria definição do SM que torna as análises paramétricas desse valor irrealistas; considerar que o fluido de trabalho do UDPC é o mesmo do campo solar, o que leva a que o fluxo mássico do *power cycle* seja dependente do HTF, sendo necessário a alteração do mesmo para obter o valor pretendido.

Apesar de todos os obstáculos, o SAM revelou-se uma ferramenta bastante útil na análise de sistemas CSP, tendo permitido a compreensão do funcionamento dos sistemas bem como dos parâmetros típicos que devem ser considerados.

6.2. Trabalhos Futuros

De forma a dar continuidade ao tema abordado na presente dissertação seguem-se algumas sugestões de interesse que possam ser realizadas em trabalhos futuros:

- Desenvolvimento de um modelo de análise de sistemas de armazenamento *thermocline*;
- Análise da viabilidade da utilização de coletores não concentradores *Evacuated Tube Collector* (ETC);
- Exportação dos dados do campo solar e TES a partir do SAM e análise da integração do ORC.

Apesar da fiabilidade comprovada dos resultados obtidos no SAM, seria interessante comparar e comprovar esses mesmos resultados com diferentes *softwares*.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Direção Geral de Energia e Geologia, Agência Portuguesa do Ambiente, ADENE, and LNEG, “PLANO NACIONAL ENERGIA-CLIMA,” 2019.
- [2] “ROTEIRO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA 2050 (RNC2050),” 2019.
- [3] Observatório de Energia, DGEG, and ADENE, “Energia em Números - Edição 2022,” 2022.
- [4] J. J. C. S. Santos, J. C. E. Palacio, A. M. M. Reyes, M. Carvalho, A. J. R. Freire, and M. A. Barone, “Concentrating Solar Power,” in *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*, vol. 1, Elsevier, 2018, pp. 373–402. doi: 10.1016/B978-0-12-812959-3.00012-5.
- [5] “ENERGIA EM PORTUGAL - Principais Números,” 2020. Accessed: May 03, 2022. [Online]. Available: www.dgeg.gov.pt
- [6] M. T. Islam, N. Huda, A. B. Abdullah, and R. Saidur, “A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91. Elsevier Ltd, pp. 987–1018, Aug. 01, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2018.04.097.
- [7] S. Tabassum *et al.*, “Solar Energy in the United States: Development, Challenges and Future Prospects,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 23, Dec. 2021, doi: 10.3390/en14238142.
- [8] LNEG, “Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020,” Jul. 2020.
- [9] “Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region.” [Online]. Available: <http://www.dlr.de/tt/med-csp>
- [10] A. A. Merrouni, R. Conceição, A. Mouaky, H. G. Silva, and A. Ghennioui, “CSP performance and yield analysis including soiling measurements for Morocco and Portugal,” *Renew Energy*, vol. 162, pp. 1777–1792, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.10.014.
- [11] A. C. R. Gonçalves, “Potencial da energia solar concentrada para a produção de eletricidade em Portugal,” Dissertação de Mestrado, Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, Vila Real, 2018.
- [12] S. Ferreira, “Análise dos sistemas termo-solares de produção de energia eléctrica ,” Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2012.
- [13] “Weather data and software for solar power investments | Solargis.” <https://solargis.com/> (accessed Sep. 16, 2022).
- [14] D. Loureiro *et al.*, “POTENCIAL DE INTEGRAÇÃO DE ENERGIA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRAÇÃO EM PROCESSOS DE SECAGEM DE RESÍDUOS,” *XVII Congreso Ibérico y XIII Congreso Iberoamericano de Energía Solar*, no. 1, 2020, doi: 10.34637/cies2020.1.2066.
- [15] W. Fuqiang, C. Ziming, T. Jianyu, Y. Yuan, S. Yong, and L. Linhua, “Progress in concentrated solar power technology with parabolic trough collector system: A comprehensive review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 1314–1328, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.174.
- [16] U. Desideri and P. E. Campana, “Analysis and comparison between a concentrating solar and a photovoltaic power plant,” *Appl Energy*, vol. 113, pp. 422–433, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.07.046.

- [17] N. Hagumimana *et al.*, “Concentrated Solar Power and Photovoltaic Systems: A New Approach to Boost Sustainable Energy for All (Se4all) in Rwanda,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2021, 2021, doi: 10.1155/2021/5515513.
- [18] F. Muhammad-Sukki, R. Ramirez-Iniguez, S. McMeekin, B. Stewart, and B. Clive, “Solar Concentrators,” 2010. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/228348640>
- [19] T. R. Eusébio, “Produção combinada de calor, frio e eletricidade com energia solar concentrada em edifícios de serviços,” Dissertação de Mestrado, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2017.
- [20] Newsol, “Energia Solar de Concentração (CSP Concentrated Solar Power).” <http://www.newsol.uevora.pt/pt-pt/tecnologia-csp/> (accessed May 11, 2022).
- [21] I. Sarbu and C. Sebarchievici, “A Comprehensive Review of Thermal Energy Storage,” *Sustainability*, vol. 10, no. 1, Jan. 2018, doi: 10.3390/su10010191.
- [22] A. Bonk, S. Sau, N. Uranga, M. Hernaiz, and T. Bauer, “Advanced heat transfer fluids for direct molten salt line-focusing CSP plants,” *Prog Energy Combust Sci*, vol. 67, pp. 69–87, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.pecs.2018.02.002.
- [23] J. M. Rodríguez, D. Sánchez, G. S. Martínez, E. G. Bennouna, and B. Ikken, “Techno-economic assessment of thermal energy storage solutions for a 1 MWe CSP-ORC power plant,” *Solar Energy*, vol. 140, pp. 206–218, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.11.007.
- [24] REN21, “Renewables 2022 - Global Status Report,” 2021.
- [25] Y. Tian and C. Y. Zhao, “A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications,” *Appl Energy*, vol. 104, pp. 538–553, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.11.051.
- [26] P. D. R. e Silva, “Estudo de um sistema de armazenamento térmico com transição de fase,” Dissertação de Mestrado, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2015.
- [27] F. Alnaimat and Y. Rashid, “Thermal Energy Storage in Solar Power Plants: A Review of the Materials, Associated Limitations, and Proposed Solutions,” *Energies (Basel)*, vol. 12, 2019, doi: 10.3390/en12214164.
- [28] M. B. Fernandes, “ESTUDO DA TECNOLOGIA DE CONCENTRADOR SOLAR: MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UMA PLANTA PILOTO TERMOSSOLAR DO TIPO CILINDRO-PARABÓLICO,” Universidade Federal de Santa Catarina, 2019.
- [29] Newsol, “Armazenamento de Energia Térmica (TES Thermal Energy Storage).” <http://www.newsol.uevora.pt/pt-pt/tecnologia-tes/> (accessed Jul. 05, 2022).
- [30] O. Achkari and A. el Fadar, “Latest developments on TES and CSP technologies – Energy and environmental issues, applications and research trends,” *Appl Therm Eng*, vol. 167, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114806.
- [31] K. Vignarooban, X. Xu, A. Arvay, K. Hsu, and A. M. Kannan, “Heat transfer fluids for concentrating solar power systems - A review,” *Appl Energy*, vol. 146, pp. 383–396, May 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.01.125.
- [32] H. Benoit, L. Spreafico, D. Gauthier, and G. Flamant, “Review of heat transfer fluids in tube-receivers used in concentrating solar thermal systems: Properties and heat transfer coefficients,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 298–315, Mar. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.10.059.

- [33] Y. Krishna, M. Faizal, R. Saidur, K. C. Ng, and N. Aslfattahi, “State-of-the-art heat transfer fluids for parabolic trough collector,” *Int J Heat Mass Transf*, vol. 152, May 2020, doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2020.119541.
- [34] S. Akbarzadeh and M. S. Valipour, “Heat transfer enhancement in parabolic trough collectors: A comprehensive review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, pp. 198–218, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.093.
- [35] S. Vergura and V. Lameira, “Technical-Financial Comparison Between a PV Plant and a CSP Plant,” *Sistemas & Gestão*, vol. 6, no. 2, pp. 210–220, 2011, doi: 10.7177/sg.2011.v6.n2.a9.
- [36] A. B. Awan, “Comparative analysis of 100 MW concentrated solar power plant and photovoltaic plant,” in *AIP Conference Proceedings*, Jul. 2019, vol. 2119. doi: 10.1063/1.5115363.
- [37] K. M. Kennedy *et al.*, “The role of concentrated solar power with thermal energy storage in least-cost highly reliable electricity systems fully powered by variable renewable energy,” *Advances in Applied Energy*, vol. 6, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.adapen.2022.100091.
- [38] CO. National Renewable Energy Laboratory. Golden, “System Advisor Model Version 2022.5.5 (SAM 2022.5.5).” <https://sam.nrel.gov>.
- [39] H. K. Trabish, “Cheapest is not always best: Concentrated solar power could beat lower price PV with new market rules,” 2020. <https://www.utilitydive.com/news/cheapest-is-not-always-best-concentrated-solar-power-could-beat-lower-pric/574154/> (accessed Aug. 29, 2022).
- [40] M. C. Mukeshimana, Z.-Y. Zhao, and J. P. Nshimiyimana, “Techno-economic analysis and viability assessment of concentrating solar power under climatic conditions of Rwanda,” *International Journal of Energy and Water Resources*, Nov. 2021, doi: 10.1007/s42108-021-00161-1.
- [41] K. Sara, “Why invest in Concentrating Solar Power?,” *HELIOSCSP*, Aug. 11, 2020. <https://helioscsp.com/why-invest-in-concentrating-solar-power/> (accessed Sep. 08, 2022).
- [42] C. Murphy, Y. Sun, W. Cole, G. Maclaurin, C. Turchi, and M. Mehos, “The Potential Role of Concentrating Solar Power within the Context of DOE’s 2030 Solar Cost Targets,” 2019. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [43] A. Singh, S. Khaewhom, and N. Kaistha, “Design and Control of a Small-Scale Isolated Concentrated Solar Power Generation Unit,” *Ind Eng Chem Res*, vol. 57, no. 2, pp. 623–638, Jan. 2018, doi: 10.1021/acs.iecr.7b02748.
- [44] Y. M. Seshie, K. E. N’Tsoukpoe, P. Neveu, Y. Coulibaly, and Y. K. Azoumah, “Small scale concentrating solar plants for rural electrification,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 195–209, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.036.
- [45] A. Giovannelli, “State of the Art on Small-Scale Concentrated Solar Power Plants,” in *Energy Procedia*, 2015, vol. 82, pp. 607–614. doi: 10.1016/j.egypro.2015.12.008.
- [46] G. Pikra, A. Salim, B. Prawara, A. J. Purwanto, T. Admono, and Z. Eddy, “Development of small scale concentrated solar power plant using organic Rankine cycle for isolated region in Indonesia,” in *Energy Procedia*, 2013, vol. 32, pp. 122–128. doi: 10.1016/j.egypro.2013.05.016.
- [47] M. Petrollese, D. Cocco, and G. Cau, “Small-scale CSP plant coupled with an ORC system for providing dispatchable power: The Ottana Solar Facility,” in *Energy Procedia*, 2017, vol. 129, pp. 708–715. doi: 10.1016/j.egypro.2017.09.101.

- [48] U. Caldiño-Herrera, L. Castro, O. A. Jaramillo, J. C. Garcia, G. Urquiza, and F. Flores, “Small Organic Rankine Cycle Coupled to Parabolic Trough Solar Concentrator,” in *Energy Procedia*, 2017, vol. 129, pp. 700–707. doi: 10.1016/j.egypro.2017.09.097.
- [49] E. K. Ezeanya, G. H. Massiha, W. E. Simon, J. R. Raush, and T. L. Chambers, “System advisor model (SAM) simulation modelling of a concentrating solar thermal power plant with comparison to actual performance data,” *Cogent Eng*, vol. 5, no. 1, Jan. 2018, doi: 10.1080/23311916.2018.1524051.
- [50] D. Krüger *et al.*, “Pre-design of a mini CSP plant,” in *Energy Procedia*, 2015, vol. 69, pp. 1613–1622. doi: 10.1016/j.egypro.2015.03.117.
- [51] J. R. Raush, T. L. Chambers, B. Russo, and K. A. Ritter III, “Demonstration of Pilot Scale Large Aperture Parabolic Trough Organic Rankine Cycle Solar Thermal Power Plant in Louisiana,” *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 01, pp. 29–39, 2013, doi: 10.4236/jpee.2013.17006.
- [52] N. Schuknecht, J. McDaniel, and H. Filas, “Achievement of the \$100/m² parabolic trough,” in *AIP Conference Proceedings 2033*, Nov. 2018, vol. 2033. doi: 10.1063/1.5067035.
- [53] M. N. Strasser and R. P. Selvam, “A cost and performance comparison of packed bed and structured thermocline thermal energy storage systems,” *Solar Energy*, vol. 108, pp. 390–402, 2014, doi: 10.1016/j.solener.2014.07.023.
- [54] M. J. Wagner and P. Gilman, “Technical Manual for the SAM Physical Trough Model,” 2011. [Online]. Available: <http://www.osti.gov/bridge>
- [55] “Home - System Advisor Model - SAM.” <https://sam.nrel.gov/> (accessed Aug. 09, 2022).
- [56] R. Soria, “INTRODUÇÃO AO USO DE FERRAMENTA SAM.”
- [57] T. Neises and M. Boyd, “Description of SAM’s CSP User-defined Power Cycle Model,” 2021.

ANEXO A

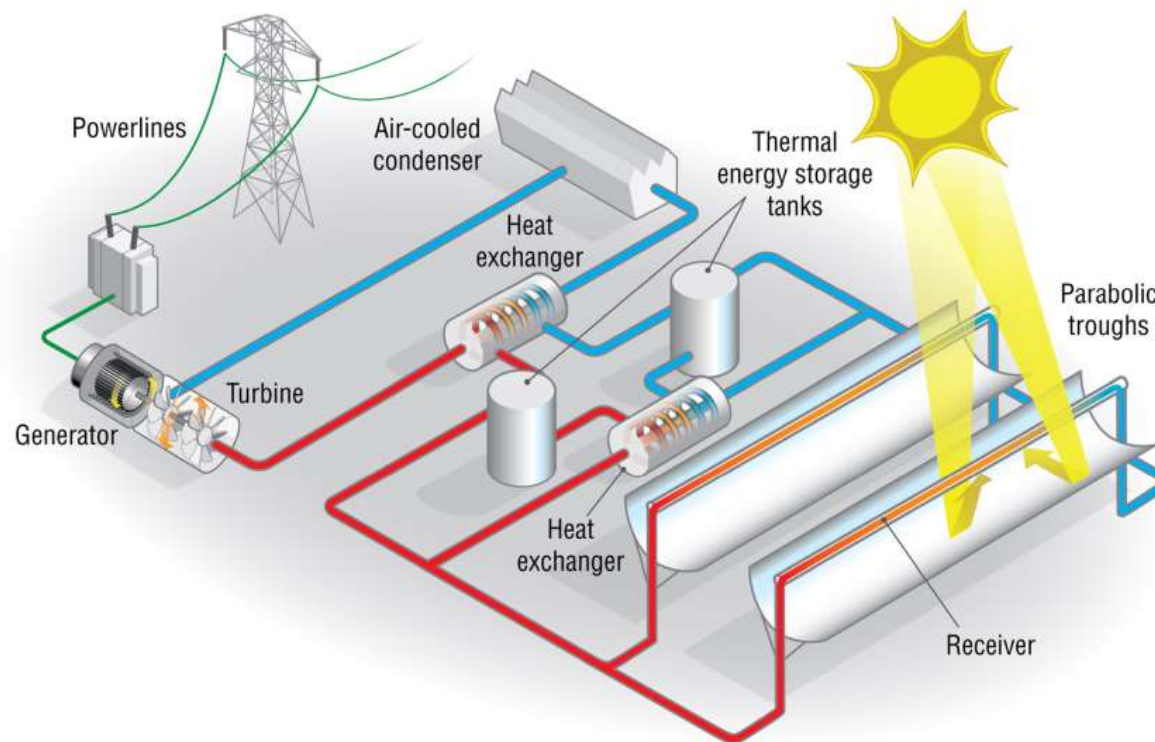


Figura A.1. Exemplo de configuração do sistema CSP [38].

ANEXO B

Tabela B.1. Comparação típica entre as diferentes tecnologias CSP [6].

	PTC	LFR	SPT	SPD
Capacity (MWe)	10–200	10–200	10–150	0.01–0.4
Concentration ratio	25–100	70–80	300–1000	1000–3000
Solar efficiency max.	20% (expected)	21% (demonstrated)	20% (demonstrated) 35% (expected)	29% (demonstrated)
Annual solar-to-electric efficiency	15%	8–10%	20–35% (concepts)	20–35%
Optical efficiency	Medium	Low	Medium	High
Collector concentration	70–80 suns	> 60 suns (depends on secondary reflector)	> 1000 suns	> 1300 suns
Receiver/absorber	Absorber attached to collector, moves with collector, complex design	Fixed absorber, no evacuation, secondary reflector	External surface or cavity receiver, fixed	Absorber attached to collector, moves with collector
Area requirement (m ² /MWh)	4–6	6–8	8–12	30–40
Thermal efficiency (%)	30–40	–	30–40	30–40
Plant peak efficiency (%)	14–20	~ 18	23–35	~ 30
Capital cost (US\$/kW)	3972	–	4000 +	12,578
	3770 Solar field < \$75/m ² ; receiver and HTF(HTF) < \$150/kW; power block < \$1200/kW; thermal energy storage		(TES) < \$15/kWh ^b	
Capital cost (US\$/m ²)	424	234	476	–
Operation and maintenance cost (US \$/kWh)	0.012 – 0.02	low	0.034	0.21
Basic plant cost (US\$/W)	3.22	–	3.62	2.65
Levelized cost of electricity (LCOE) ^a (USD/kWh)	0.26–0.37 (no TES) and 0.22–0.34 (with TES)	0.17–0.37 (6 h TES)	0.2–0.29 (6–7.5 h TES) and 0.17–0.24 (12–15 h TES)	–
	0.06 ^b			
Land use (m ² /MW h/year)	6–8	4–6	8–12	8–12
Specific power (W/m ²)	300	–	300	200
Site solar characteristics/solar radiation required	Generally sites with annual sum of DNI larger than 1800 kWh/m ²			
Land requirement	Large	Medium	Medium	Small
Typical shape of solar plant	Rectangular	Rectangular	Sector of a circle/rectangular	Rectangular
Water requirement (m ³ /MW h)	3 (wet cooling), 0.3 (dry cooling) and 0.4–1.7 (hybrid)	3 (wet cooling) and 0.2 (dry cooling)	2–3 (wet cooling), 0.25 (dry cooling) and 0.3–1 (hybrid)	0.05–0.1 (mirror washing)
Water cooling (L/MW h)	3 000 or dry	3 000 or dry	2 000 or dry	–
Suitability for air cooling	Low to good	Low	Good	Best
Storage with molten salt	Commercially available	Possible, but not proven	Commercially available	Possible, but not proven
Operating temperature of solar field (°C)	290–550	250–390, possible up to 560° C	250–650	800
Annual CF (%)	25–28 (no TES), 29–43 (7 h TES)	22–24	55 (10 h TES)	25–28
Grid stability	Medium to high (TES or hybridization)	Medium (back-up firing possible)	High (large TES)	Low
Power block cycle and fluid conditions	Superheated steam Rankine, steam @380 °C/100 bar	Saturated steam Rankine (steam @ 270 °C/55 bar), superheated steam Rankine (steam @ 380 °C/50 bar)	Superheated steam Rankine, steam @ 540 °C/100–160 bar	Stirling/Brayton
Possible backup/hybrid mode	Yes	Yes	Yes	Yes, but in limited cases
Storage possibility	Yes, but not yet with direct steam generation (DSG)	Yes, but not yet with DSG	Depends on plant configuration	Depends on plant configuration
Storage system	Indirect 2-tank molten salt at 380 °C (ΔT = 100 °C) or Direct 2-tank molten salt at 550 °C (ΔT = 300 °C) 14 h TES ^b	Short-term pressurized steam storage (< 10 min)	Direct 2-tank molten salt at 550 °C (ΔT = 300 °C)	No storage, chemical storage under development
Heat Transfer fluid	Synthetic oil, water/steam (DSG), molten salt (demonstration), air (demonstration)	Water/steam	Water/steam, molten salt, air (demonstration)	Air, hydrogen, helium
Steam conditions (°C/bar)	380 to 540/100	260/50	540/100 to 160	Not applicable
Development status	Most proven	Demonstration	Mature	Demonstration
Technology development risk	Low	Medium	Medium	Medium
Technology providers	Sener, Solar Millennium, Abengoa, ACS-Cobra, Acciona, Soliel	Austria, MAN Ferrostaal	Abengoa, eSolar, Sener, BrightSource, Terresol, Solareserve	Stirling Energy Systems
Solar fuels	No	No	Yes	Yes
Outlook for improvement	Limited	Significant	Very significant	Through mass production

^a Net present value of the unit cost of electricity over the lifetime of a generating asset is known as LCOE.

^b SunShot Initiative is launched in 2011 by the United States Department of Energy that targets levelized cost of CSP-generated electricity to be less than USD 0.06/kWh with cost of thermal storage less than USD 15/kWh, and exergetic efficiency greater than 95% by the year 2020 [38].

ANEXO C

Tabela C.1. Compilação de sistemas CSP de pequena escala de foco linear [44].

Name	HTF/Temperature regime	Storage type / Storage medium	Thermodynamic cycle / Cycle efficiency [%]	Working fluid / Operating conditions	Electrical power [kW _e] / Overall efficiency [%]	Date / Status	Location	
Parabolic trough	ASE demo plant	Molten salt / 290 °C–550 °C	Two-tanks / Molten salt	Rankine / -	Water / -	350	2013 / In operation	Massa Martana, ITALY
	Cleco solar plant	Water / -	No	ORC / -	- / -	15 – 50 / -	- / -	Louisiana, USA
	CSP Biomass plant	-/220 °C	- / -	ORC / -	- / -	256 / -	- / -	Shive, INDIA
	Gansu solar plant	- / -	- / -	- / -	- / -	200 / -	- / -	Gansu, CHINA
	SEC solar plant	Hytherm 500 / 200–300 °C	Thermodcline / Hytherm 500	- / -	-/230 °C, 32 bar	50 / 10	1989 / Aborted	Gurgaon, INDIA
	Middle East Technical University solar plant	Water	No	ORC / -	- / -	18 / -	- / -	Cyprus, TURKEY
	Micosol	Water /60 °C – 350, 30 bar	No	Hirn	Water / 350 °C, 30 bar	3 / -	2014 / Demonstration	La Rochelle, FRANCE
	Microsol	Water / 140–180 °C, 14 bar	One-tank storage / Water	ORC / -	R245fa / 140–180 °C, 15 – 30 bar	2 – 15 / -	2013 / Demonstration	Cadarsache, FRANCE
	STG solar plant	Monoethylene glycol / 160 °C	One-tank storage / Monoethylene glycol	ORC / -	R245fa /	3 / 5	2012 / in operation	Lesotho, SOUTH AFRICA
	Shiraz solar power plant	Thermal oil / 231–265 °C	One-tank storage / Thermal oil	Rankine / -	Water / 250 °C, 20 bar	500 / -	2006 / In operation	Shiraz, IRAN
	Solartrough station in Chonburi	Water /	No storage	DSG / 7 – 8.5	Water / 170–220 °C	10 / -	2006 / In operation	Chonburi, THAILAND
	SSPS (P/T)	Synthetic hydrocarbon Santotherm 55 / 225–295 °C	Two-tanks storage / Synthetic hydrocarbon Santotherm 55	Rankine / 19	Water /	500 / 2.3	1981 / Aborted	Almeria / Spain
	Sun2Power TRESERT	Syltherm XLT / 100–175 °C Water / 217 °C	No Steam drum / Saturated steam	ORC / 8.5 DSG / -	R245fa / 100–175 °C Water / 217 °C, 22 bar	2.5 / 5 50 / -	2014 / In progress 2012 / In operation	Marseille, FRANCE Phitsanulok, THAILAND
	UNAM solar plant	Demineralized water	No	DSG / -	Water / 165 °C, 6.89 bar	2,24 / 3	1998 / Demonstration	Mexico, MEXICO
Linear Fresnel	Xinjiang solar plant	- / -	- / -	- / -	- / -	180-	- / -	Xinjiang, CHINA
	HSPS	Water / 120–150 °C	- / -	ORC / -	R123 / - R134 / -	10 – 25 / -	2000 / Demonstration	Lausanne, SWITZERLAND
	BBEnergy solar plant	- / -	- / -	- / -	- / -	80 / -	2010 / Operational	Johannesburg, SOUTH AFRICA
	Eskom Solar plant	Water, 250 °C	- / -	- / -	- / -	150 / -	2013 / Operational	Johannesburg, SOUTH AFRICA
	Augustin Fresnel 1	Water / 311 °C	One-tank / Pressurized water	DSG / -	Water / 311 °C, 100 bars	- / -	2011 / In operation	Targasonne, FRANCE