



André Rafael Antunes Marinho
Engenharia do Ambiente

Desenvolvimento de um Sistema Híbrido de Concentração Solar com Gaseificação de Biomassa

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia das Energias Renováveis

Orientador: Doutor Stanimir Stoyanov Valtchev, Professor,
FCT-UNL

Presidente: Prof. Doutor Mário Fernando da Silva Ventim Neves - FCT/UNL
Arguente: Prof. Doutora Valentina Borissovna Vassilenko - FCT/UNL
Vogal: Prof. Doutor Stanimir Stoyanov Valtchev - FCT/UNL

Setembro 2018

Desenvolvimento de um Sistema Híbrido de Concentração Solar com Gaseificação de Biomassa

Copyright © André Marinho, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

À minha família e amigos

Resumo

Utilizando a base de dados presente no programa “*System Advisor Model*”, foram obtidos os dados necessários ao estudo da viabilidade de um sistema híbrido de energia concentrada solar com gaseificação de biomassa na região de Alcoutim, Faro, que produz 20MW de energia durante as horas de maior incidência solar e 10MW quando esta incidência não perfaz os 20MW de energia sem recorrer ao back-up. O dimensionamento deste sistema resultou num campo solar composto por 2152 helióstatos, uma área refletida total de 195831,9m² bem como um consumo de 20651135kg de biomassa (madeira seca).

Observando os resultados obtidos do sistema, foi obtida uma incidência no campo solar de 456,86GWh de energia térmica onde, juntando os 83,91GWh provenientes do sistema de backup a gaseificação biomassa, se obtém um total de 98,85GWh de energia elétrica injetada à rede. Este sistema teria um custo total de 222084665€, bem como um Valor Atualizado Líquido de - 3734080,92€, o que demonstra a inviabilidade deste projeto.

Palavras-chave: Irradiação incidente, Sistema de Concentração Solar Incidente, Helióstato, *System Advisor Model* (SAM), Valor Atualizado Líquido (VAL).

Abstract

Using the database found in the "*System Advisor Model*" program, the necessary data for the feasibility study of a hybrid solar concentrated energy system with biomass gasification in the region of Alcoutim, Faro, were obtained, which produces 20MW of energy during the hours of higher solar incidence and 10MW when this incidence does not reach 20MW of energy without resorting to the back up. The design of this system resulted in a solar field composed of 2152 heliostats, a total reflected area of 195831,9m² as well as a consumption of 20651135kg of biomass (dry wood).

Observing the results obtained from the system, an incidence in the solar field of 456,86GWh of thermal energy was obtained which, adding the 83.91GWh from the backup system to the biomass gasification, allowed a grand total of 98,85GWh of electric energy injected to the network. This system would have a total cost of 222084665€, as well as a Net Present Value of -3734080,92€, which demonstrates the impracticability of this project.

Keywords: Incident Irradiation, Concentrated Solar Power System, Heliostat, System Advisor Model (SAM), Net Present Value (NPV).

Índice

1. Introdução	1
1.1. Introdução	2
1.2. Motivação	3
1.3. Objetivo e Contribuições	3
1.4. Organização da dissertação	4
2. Estado de Arte	5
2.1. Energia Solar	6
2.2. Tecnologia solar termoeletrica concentrada	7
2.2.1. Coletor Cilindrico parabólico	8
2.2.2. Fresnel Linear	8
2.2.3. Disco Parabólico Stirling	9
2.2.4. Central Termoeletrica Solar de Torre Central	10
2.3. Principais componentes de uma central CSP de torre central:	11
2.3.1. Campo solar de helióstatos:	11
2.3.1.1. Helióstatos	12
2.3.1.2. Perdas associadas ao campo solar	13
2.3.2. Recetor	16
2.3.2.1. Recetor externo cilíndrico	16
2.3.2.2. Recetor de cavidade	16
2.3.2.3. Fluido de transferencia	16
2.3.3. Armazenamento	17
2.3.4. Bloco de potência	18
2.4. Central de torre com back-up a gaseificação de biomassa	20
2.4.1. Reatores	23
2.4.1.1. Reator de leito fixo	23
2.4.1.2. Reator de leito fluidizado	24
2.4.1.3. Comparação de reatores	25
2.4.2. Agente oxidante	25
2.4.3. Impurezas	26

2.4.4.	Temperatura	27
2.4.5.	Tamanho das partículas	28
2.4.6.	Material do leito	29
2.5.	Estudo económico	30
2.5.1.	CDT	30
2.5.2.	CIT	32
2.5.3.	CTI	33
2.6.	System Advisor Model	35
3.	Dimensionamento de um sistema termoelétrico com back-up a gaseificação de biomassa em Portugal	37
3.1.	Dimensionamento a partir do software SAM	38
3.1.1.	Parâmetros da localidade e recursos climáticos	38
3.1.2.	Parâmetros do campo solar e helióstatos	39
3.1.3.	Parâmetros do recetor e da torre	41
3.1.4.	Parâmetros do bloco de potência	41
3.1.5.	Parâmetros do sistema de armazenamento térmico	42
3.1.6.	Controlo do despacho térmico do sistema	42
3.1.7.	Parâmetros das perdas parasitas	44
3.1.8.	Dimensionamento do sistema de gaseificação	45
3.2.	Estudo financeiro	45
3.2.1.	Parâmetros de entrada dos custos dos componentes do sistema	46
3.2.2.	Indicadores económicos	46
3.2.3.	Parâmetros de entrada	46
3.2.3.1.	Parâmetros de preços	47
3.2.3.2.	Parâmetros do empréstimo	48
3.2.3.3.	Parâmetros da vida útil do sistema e as taxas	48
3.2.4.	Criação de mapas financeiros	49
3.2.4.1.	Mapa de venda de energia	49
3.2.4.2.	Mapa de financiamento	50
3.2.4.3.	Mapa de despesas	51

3.2.4.4. Mapa de cash-flow	53
4. Resultados	57
4.1. Valores obtidos do SAM relativos ao mês de Julho	58
4.1.1. Valores obtidos desde a energia térmica incidente nos helióstatos até á energia de saída do recetor.	58
4.1.2. Valores obtidos desde a saída do recetor até a entrada do bloco de potência	58
4.1.3. Valores obtidos da energia elétrica disponível até a energia elétrica injetada na rede	59
4.1.4. Dados de mês com consumo de biomassa	60
4.1.5. Resultado anual do sistema e perdas decorrentes	61
4.2. Resultado do dimensionamento do sistema back-up	62
4.3. Resultados do estudo de viabilidade económica	63
4.3.1. Indicadores económicos	64
5. Conclusão	65
5.1. Conclusões	65
6. Bibliografia	67

Figuras

Figura 2-1: Captura de Energia Solar através de painéis fotovoltaicos	6
Figura 2-2: Central de Energia Solar Concentrada	7
Figura 2-3: Ilustração de um coletor cilíndrico parabólico	8
Figura 2-4: Ilustração de um colector linear fresnel	9
Figura 2-5: Ilustração de um disco parabólico Stirling	10
Figura 2-6: Ilustração de uma torre solar	11
Figura 2-7: Campo solar de heliostatos	12
Figura 2-8: Diagrama ilustrativo de um helióstato	13
Figura 2-9: Demonstração das perdas por efeito cosseno	14
Figura 2-10: Ciclo de Rankine	19
Figura 2-11: Permutador de calor	20
Figura 2-12: Exemplo de biomassa	21
Figura 2-13: Gaseificação	23
Figura 3-1: Esquema 3D da central CSP com back-up a gaseificação	38
Figura 3-2: Esquema da disposição do campo solar	40
Gráfico 4-1: Representação térmica no campo solar	58
Gráfico 4-2: Representação da energia de saída do receptor e entrada no bloco de potência	59
Gráfico 4-3: Representação da conversão de energia térmica em energia eléctrica	60
Gráfico 4-4: Produção de energia referente ao mês de Setembro	61
Gráfico 4-5: Resumo da produção anual do sistema	62
Gráfico 4-6: Consumo de biomassa por mês num ano	63

Tabelas

Tabela 3-1: Parâmetros da localidade e recursos climáticos	39
Tabela 3-2: Parâmetros do helióstato	39
Tabela 3-3: Parâmetros associados ao traçado do campo solar	40
Tabela 3-4: Parâmetros associados às características do receptor e torre	41
Tabela 3-5: Parâmetros associados às características do bloco de potência	42
Tabela 3-6: Parâmetros associados às características do armazenamento térmico	42
Tabela 3-7: Tabela representativa do controlo do despacho térmico do sistema	43
Tabela 3-8: Número de horas de funcionamento da gaseificação de biomassa por mês	44
Tabela 3-9: Parâmetros associados às características das perdas parasitas do sistema	44
Tabela 3-10: Custos associados aos componentes do sistema	46
Tabela 3-11: Tabela de preços da tarifa bonificada, energia no mercado e biomassa	47
Tabela 3-12: Parâmetros associados ao empréstimo	48
Tabela 3-13: Parâmetros associados à vida útil do sistema	48
Tabela 3-14: Mapa financeiro representativo da venda de energia	49
Tabela 3-15: Mapa financeiro associado ao financiamento do sistema	51
Tabela 3-16: Mapa financeiro associado às despesas do sistema	52
Tabela 3-17: Mapa financeiro associado ao Cash-flow global do sistema	54
Tabela 3-18: Mapa financeiro de Cash-flow atualizado e acumulado do sistema	55
Tabela 4-1: Custos Directos associados ao sistema	63
Tabela 4-2: Custos Indiretos associados ao sistema	64
Tabela 4-3: Custo total da torre central com back-up a gaseificação de biomassa	64
Tabela 4-4: Indicadores Económicos do sistema	64

Acrónimos e Simbologia

• %CD	-	Porcentagem de custos diretos de venda
• %EPC	-	Porcentagem de custos associados ao projeto
• A	-	Amortização
• ACS	-	Área do campo solar
• ARR	-	Área do recetor de referência
• ATT	-	Área total de terra
• A_{hel}	-	Área helióstato
• A_{ref}	-	Área de reflexão
• Armz	-	Armazenamento
• B_{gás}	-	Back-up a gaseificação de biomassa
• B_{pl}	-	Balanço de planta
• BP	-	Bloco de Potência
• CCP	-	Coletor Cilíndrico Parabólico
• CD	-	Capital em Dívida
• CDT	-	Custo Direto Total
• CFA	-	Cash-flow Atualizado
• CFA_c	-	Cash-flow Acumulado
• CFC	-	Custo fixo da torre
• CFG	-	Cash-flow Global
• CF_t	-	Cash-flow do ano t
• CP	-	Campo de helióstatos
• CIT	-	Custo Indireto Total
• CRR	-	Custo do recetor de referência
• CSP	-	Energia Solar Concentrada
• CTA	-	Custo do terreno por acre de terra
• CTI	-	Custo total da instalação
• CTI/C	-	Custo total da instalação por capacidade
• CTR	-	Custo total do recetor
• CTT	.	Custo total da torre
• C_{bio}	-	Custo da biomassa
• C_s	-	Coefficiente de segurança
• D	-	Distância mais curta entre o helióstato e o recetor
• DNI	-	Irradiação Normal Direta
• DOT	-	Despesa Operacional
• E.armz	-	Energia armazenada
• EPC_c	-	EPC e custos de proprietário

• E_{max.armz}	-	Energia máxima admitida
• F_{an}	-	Fator de anuidade
• H_{bio} funcionamento	-	Número de horas em que a gasificação está em
• H_{hel}	-	Altura helióstato
• H_{torre}	-	Altura da torre
• HTF	-	Fluido de Transferência Quente
• IVT	-	Impostos de venda total
• Q_{int}	-	Calor da caldeira
• Q_{madeira}	-	Quantidade de biomassa
• L_{hel}	-	Largura helióstato
• MW_{bio}	-	Mega Watts de energia por kg de biomassa
• N_{facet}	-	Número de facetas
• NREL	-	Laboratório Nacional de Energia Renovável
• O&M	-	Operação e Manutenção
• P_a	-	Parcela ambiental
• P_{armz}	-	Potência de armazenamento
• P_{emp}	-	Prazo de empréstimo
• P_f	-	Parcela fixa
• P_l	-	Preparação do local
• P_{madeira}	-	Preço da biomassa
• P_v	-	Parcela variável
• PCI	-	Poder Calorífico Inferior
• PE	-	Preço de Energia
• Pe_{l.bruta}	-	Potência bruta da central
• Pe_{l.planta}	-	Potência nominal da planta
• P_{med.rec}	-	Potência média recolhida no recetor
• PR	-	Período de Retorno de capital
• P_{ter.ciclo}	-	Potência térmica necessária ao sistema
• P_{term.ciclo}	-	Potência térmica do ciclo
• P_{u.armz}	-	Preço por unidade de armazenamento
• P_{u.bpl}	-	Preço por unidade
• P_{u.gás}	-	Preço por unidade de gás
• P_{u.hel}	-	Preço por helióstato
• P_{u.pl}	-	Preço de unidade
• PV	-	Fotovoltaico
• PVGIS	-	Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaica
• \vec{R}	-	Linha imaginária da normal do helióstato em direção ao

ponto de foco

• R_{liq}	-	Resultado líquido
• RAI	-	Rendimento Antes de Impostos
• RB	-	Receita Bruta
• RD	-	Reembolso da Dívida
• RE_{liq}	-	Receita líquida total
• \vec{S}	-	Vetor unitário que aponta ao centro do Sol
• SAM	-	<i>System Advisor Model</i>
• SD	-	Serviço de Dívida
• TCF	-	Total de custos fixos
• $Ta.IR$	-	Taxa de imposto de renda
• $Tael$	-	Taxa de juro do empréstimo
• T_{al}	-	Taxa de juro
• T_b	-	Tarifa bonificada
• TIR	-	Taxa Interna de Rentabilidade
• $V_{tanque.sal}$	-	Volume do tanque
• VAL	-	Valor Atualizado Líquido
• a_n	-	Ano n
• $expR$	-	Relação não linear entre o custo e a área do recetor
• $expT$	-	Expoente da torre
• f_m	-	Fator de modelação
• f_p	-	Fator de perdas
• i	-	Taxa de atualização
• m_{sal}	-	Massa de sal
• n	-	Tempo de vida útil do projeto
• ρ_{sal}	-	Densidade do sal
• t_{armz}	-	Tempo estimado de armazenamento de energia
• t_{ms}	-	Tempo mensal
• $\eta_{gás}$	-	Rendimento da conversão gasosa
• η_t	-	Rendimento térmico
• τ_a	-	Atenuação atmosférica

1. Introdução

Neste capítulo introdutório é realizada uma abordagem inicial à temática e estrutura a qual esta dissertação foi realizada.

Na secção 1.1 é apresentada a introdução da dissertação, onde se refere a dependência humana na energia elétrica bem como nos combustíveis fósseis, juntamente com a problemática resultante dessa mesma dependência. Nesta secção são referidas as energias renováveis bem como as alternativas de produção energética a partir das mesmas.

Na secção 1.2 deste capítulo são apresentadas as motivações à realização da dissertação, referindo os motivos pela qual é feito o estudo económico e financeiro do sistema CSP com back-up a gaseificação de biomassa.

Na secção 1.3 deste capítulo são apresentados os objetivos a alcançar na realização desta dissertação.

Terminando com a secção 1.4, esta apresenta a organização textual da dissertação.

1.1. Introdução

Atualmente, a qualidade de vida moderna da espécie humana encontra-se totalmente dependente da energia elétrica. Necessitamos de eletricidade para trabalhar, para várias tarefas diárias e mesmo para nos divertirmos e socializar. Encontramo-nos, assim, numa era onde a energia é um dos recursos mais importantes para a nossa sobrevivência, mas, no entanto, essa mesma dependência está lentamente a destruir o nosso planeta, tendo em conta a utilização constante de recursos, como o carvão, em demasia.

Estes recursos para além de se apresentarem em quantidades limitadas no planeta, são prejudiciais à saúde humana quando utilizados em demasia, bem como provocam um aumento constante do aquecimento global.

Como tal, devido à constante necessidade de energia e da necessidade de encontrar fontes alternativas da mesma, é cada vez mais recorrente a utilização de energias renováveis. Estas passam pelo aproveitamento de fontes energéticas como a energia solar, energia hídrica e mesmo a energia eólica, energias estas que não apresentam limitações relativamente à sua utilização constante, tendo em conta a sua presença natural na natureza.

É, assim, cada vez mais feita uma procura a tecnologias focadas em fontes renováveis, bem como feitas investigações de forma a melhorar o rendimento das mesmas, o que tem levado ao aparecimento de resultados bastante positivos como no caso dos sistemas fotovoltaicos. Estes sistemas têm sido foco de várias investigações tendo em conta a quantidade de energia solar à disposição em todo o mundo.

Um sistema fotovoltaico foca-se na conversão de energia solar em energia elétrica. Apesar de existir restrição relativamente à produção de grandes quantidades energéticas, bem como limitações relativamente a horários de funcionamento derivados à inexistência de irradiação solar em períodos noturnos, é uma tecnologia que cada vez mais apresenta menores custos e maiores rendimentos.

Relativamente à tecnologia térmica solar concentrada, CSP, esta foca-se na conversão da irradiação direta normal (DNI) em energia térmica através de refletores e um recetor. Através desta conversão em energia térmica, torna-se possível o armazenamento da energia proveniente do Sol, podendo posteriormente ser convertida em energia elétrica. Apesar de apresentar custos extremamente elevados, a sua viabilidade económica pode ser garantida através de incentivos económicos, como tarifas bonificadas para a venda de energia.

Observando o potencial que Portugal apresenta relativamente a energias renováveis, é plenamente possível a implementação de um sistema CSP no país, visto apresentar a quinta posição relativamente ao potencial energético proveniente de fontes renováveis.

No entanto, somente através de energia solar, não nos é possível garantir um fornecimento constante de energia no sistema, pelo que a combinação de tecnologia CSP com energia proveniente

de biomassa seria uma grande vantagem.

O potencial apresentado pela biomassa como fonte energética é bastante grande e, tendo em conta a quantidade de biomassa disponível em Portugal, é uma fonte energética bastante acessível, visto a sua versatilidade de produtos.

A gaseificação de biomassa é o processo mais efetivo de produção de hidrogénio a partir da biomassa, produzindo um gás sintético que é possível armazenar. Este gás, podendo ser armazenado e posteriormente transformado em energia, possibilita uma excelente forma de garantir o funcionamento da central CSP 24 horas por dia.

Tendo em conta a inexistência de uma central CSP em Portugal, e tendo em conta a análise previamente feita em [1] na adaptação de uma central CSP em Portugal com back-up a biomassa, este trabalho pretende demonstrar a viabilidade económica e técnica deste mesmo sistema em Portugal com, porém, formas diferentes de viabilizar a biomassa como combustível.

1.2. Motivação

Portugal tem apresentado resultados bastante positivos no campo das energias renováveis, tendo como exemplo o facto de em Maio de 2016, Portugal ter apenas utilizado energias renováveis como fonte energética durante 4 dias. Este facto apresenta o potencial energético do país, não só a nível solar, mas como em energia eólica e hídrica. No entanto, existe capacidade para mais, maioritariamente a nível solar. Portugal apresenta-se na União Europeia como um dos países com maior DNI, o que possibilita uma exploração deste recurso bastante grande.

Com tais possibilidades, a criação de uma central que funcione 24 horas por dia torna-se elevada. Através da tecnologia CSP e do seu potencial este trabalho apresenta-se como forma de demonstrar a possibilidade de criação de um sistema com hibridação a gaseificação de biomassa que funciona durante 24 horas por dia, demonstrando as capacidades do território Português e da energia renovável.

1.3. Objetivo e Contribuições

Esta dissertação pretende avaliar a viabilidade da tecnologia CSP em Portugal, em conjunto com a implementação de um back-up de gaseificação de biomassa. Apresenta, assim, como objetivos:

- Estudo económico e técnico dos componentes que constituem a tecnologia CSP de torre central;
- União da tecnologia CSP com a de gaseificação de biomassa de forma a funcionarem como um único sistema;
- Efetuar o dimensionamento de uma central CSP com back-up a gaseificação de biomassa em Portugal;

- Avaliar o desempenho económico da central CSP com back-up a gaseificação de biomassa.

1.4. Organização da dissertação

A dissertação é constituída por 5 diferentes capítulos, sendo eles:

- Capítulo 1 – Introdução

Neste primeiro capítulo é realizada uma introdução ao tema em análise, demonstrando o contexto, motivação e objetivos da dissertação;

- Capítulo 2 – Estado de Arte

Neste capítulo é realizado um estudo aprofundado dos elementos constituintes da dissertação, mais especificamente a tecnologia CSP e a tecnologia de gaseificação de biomassa.

- Capítulo 3 – Dimensionamento da central

Neste capítulo é realizado um dimensionamento da central CSP com back-up a gaseificação de biomassa através do software *System Advisor Model*, SAM.

- Capítulo 4 – Resultados do dimensionamento

Neste capítulo são apresentados os resultados do dimensionamento realizado pelo software SAM e retiradas conclusões do mesmo.

- Capítulo 5 – Conclusões

Neste capítulo final são apresentadas as conclusões finais da dissertação retiradas pelos valores finais obtidos através da simulação de dimensionamento da central.

2. Estado de Arte

Este capítulo divide-se em diversas subpartes, sendo focado no estudo teórico e técnico da tecnologia CSP, na gaseificação da biomassa e na abordagem da avaliação económica do sistema.

Na secção 2.1 é feita uma introdução teórica à energia solar, referindo o potencial energético da mesma.

Na secção 2.2 é feita uma análise à tecnologia solar termoelétrica concentrada, CSP, bem como aos tipos de tecnologia CSP disponíveis.

Na secção 2.3 é realizada uma análise aos principais constituintes de uma central CSP de torre solar.

Na secção 2.4 é realizado um estudo de um sistema CSP com back-up a gaseificação de biomassa, onde é feito um estudo detalhado dos componentes utilizados no sistema back-up da central. Este irá recorrer a biomassa sólida, mais propriamente madeira seca.

Na secção 2.5 é apresentado um estudo económico de uma central CSP com back-up a gaseificação de biomassa.

Na secção 2.6 é realizada uma introdução ao software *System Advisor Model*, utilizado durante o decorrer da dissertação de forma a efetuar o dimensionamento do sistema.

2.1. Energia Solar

Energia solar é o termo utilizado quando se refere à energia proveniente do calor ou luz do Sol. O Sol é uma esfera de matéria gasosa intensamente quente que fornece, anualmente, cerca de 174 petawatts de radiação solar na zona superior da atmosfera, sendo que 30% dessa radiação é refletida para o espaço [2]. A radiação restante não é totalmente absorvida pela massa terrestre, sendo também absorvida pelas nuvens e mares, no entanto apresenta um potencial enorme como fonte de energia.

O total de energia solar absorvida é de aproximadamente 3,85 milhões de exajoules por ano o que, em 2002, equivalia a uma quantidade energética superior à utilizada [2]. Tendo isso em conta, o potencial energético que se pode aproveitar do Sol é extremamente elevado, podendo mesmo ser utilizado como fonte energética para a totalidade dos gastos mundiais.

A energia solar [Figura 2-1] é utilizada para produzir energia através de diferentes tecnologias, como o aquecimento solar ou a energia solar fotovoltaica que, através do calor ou da luz captada, produzem energia calorífica ou elétrica. Apesar destas tecnologias apresentarem de momento rendimentos baixos, encontram-se em constante evolução e o seu potencial como fontes de energia é bastante elevado.



Figura 2-1: Captura de Energia Solar através de painéis fotovoltaicos [3]

A energia solar pode-se subdividir em duas vertentes: a energia térmica e a energia elétrica. A primeira, a energia térmica, foca-se no aquecimento de água, refrigeração e ventilação ou produção de calor. Nestes, os sistemas captam a luz solar e refletem a mesma para caixas coletoras de energia, que por sua vez aquecem a água em circulação.

Já a energia elétrica foca-se na conversão da luz solar em eletricidade, podendo a mesma ser convertida diretamente, energia fotovoltaica, ou indiretamente, energia solar concentrada. A energia fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade através de células fotovoltaicas, dispositivos elétrico capaz de converter a luz proveniente do Sol em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. Este efeito baseia-se na criação de tensão ou corrente elétrica através da transferência dos eletrões gerados entre duas bandas de valência diferentes. Estas células são

usualmente agrupadas em grupos de 36, 60 ou 72 células ligadas em série para formarem módulos fotovoltaicos, apresentando eficiências de conversão pela ordem dos 16%.

A energia solar concentrada baseia-se em sistemas de concentração de energia solar (CSP), que utilizam refletores e sistemas de rastreamento para focar uma grande área de luz solar num único ponto, onde circula um fluido de trabalho líquido que é aquecido, sendo depois utilizado para a produção de energia elétrica. É neste método onde o trabalho se irá focar.

O processo de produção da energia solar termoeletrica passa assim pelo foco da irradiação normal direta, DNI, que corresponde a toda a irradiação que provém do Sol que não sofre qualquer desvio causado pela atmosfera, capturada pelos refletores num único ponto, que irá converter essa mesma energia em energia térmica de alta temperatura. Este ponto é localizado numa torre onde circula, diretamente ou através de um sistema de permutador de calor, um fluido de trabalho que será aquecido a temperaturas elevadas. Este é depois transferido para uma área onde, através do vapor produzido pelo mesmo, se move uma turbina a vapor, produzindo energia elétrica.

2.2. Tecnologia solar termoeletrica concentrada

Este tipo de tecnologia destaca-se devido ao seu campo solar e recetor, com a possibilidade de armazenamento térmico e a existência de um permutador de calor. Caso o objetivo da recolha seja a produção de energia elétrica, é necessário um bloco de potência de modo a converter a energia térmica em energia elétrica.



Figura 2-2: Central de Energia Solar Concentrada [2]

Atualmente as tecnologias CSP [Figura 2-2], ou seja, as tecnologias solar termoeletrica concentrada, variam de acordo com a forma da concentração do DNI num ponto no recetor, existindo quatro tipos diferentes de CSP, sendo eles o coletor cilíndrico parabólico (CCP), o disco parabólico Stirling, o Fresnel linear e o recetor de torre central.

2.2.1. Coletor Cilíndrico parabólico

Começando pelo coletor cilíndrico parabólico [Figura 2-3], esta é a tecnologia mais desenvolvida. Esta consiste na existência de várias filas ou linhas paralelas onde cada fila pode conter vários coletores solares em série [4]. Estes coletores são espelhos refletores que, tendo em conta a sua geometria, irão refletir a energia incidente nos mesmos para um único ponto num recetor, um tubo metálico com um revestimento preto, onde a energia será absorvida pela fluído que a atravessa, sendo a transferência de calor será proporcional à área de contacto entre o fluido e o recetáculo.

O fluído normalmente utilizado é óleo sintético de temperatura de trabalho a rondar os 300°C a 400°C, sendo o fluido transportado para o bloco de potência de modo a que a energia térmica contida possa ser convertida em energia elétrica.

De modo a possibilitar o alinhamento solar dos coletores, estes são instalados em estruturas de rastreamento solar, obtendo assim a maior quantidade possível de energia térmica proveniente do sol.

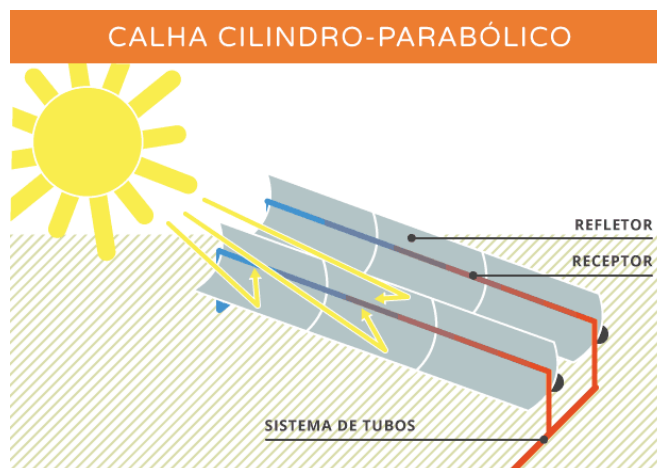


Figura 2-3: Ilustração de um coletor cilíndrico parabólico [5]

2.2.2. Fresnel Linear

Seguindo para a tecnologia de Fresnel Linear [Figura 2-4], esta tecnologia foi desenvolvida em meados de 1993, na Universidade de Sydney na Austrália [6]. Consiste em linhas paralelas com grupos de espelhos, sendo bastante similar à tecnologia do coletor cilíndrico parabólico, possuindo, no entanto, dois grupos de espelhos diferentes. O primeiro, denominado de campo primário, é colocado na horizontal e o segundo, denominado de campo secundário, é colocado acima do recetor [4]. No entanto, esta tecnologia é menos eficiente relativamente à tecnologia CCP em aproximadamente 15%, apesar do menor custo de construção [6].

O princípio de funcionamento do Fresnel Linear baseia-se na concentração de DNI refletida pelo campo primário, que irá incidir no campo secundário e ser redirecionada para o recetor [6]. Este, ao receber a concentração de DNI por parte do campo secundário, transfere energia em forma de calor para o fluido de trabalho que o percorre, sendo este fluido seguidamente levado para o bloco de potência, de modo a ser produzida energia elétrica.

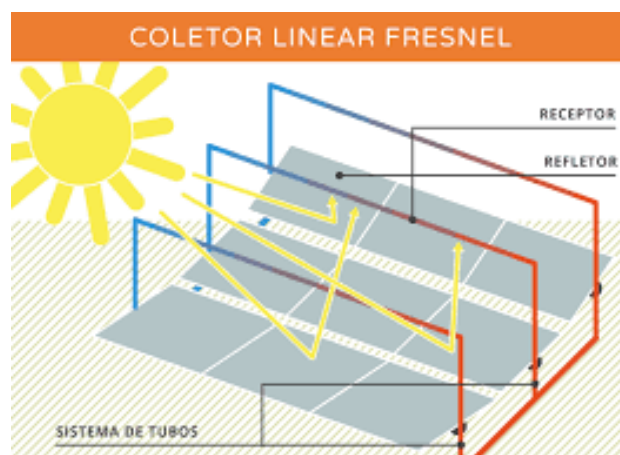


Figura 2-4: Ilustração de um coletor linear fresnel [7]

2.2.3. Disco Parabólico Stirling

A tecnologia de disco parabólico Stirling [Figura 2-5] foca-se na divisão do campo solar em várias unidades independentes de discos parabólicos, sendo o número de discos dependente da potência desejada. Estes discos são, portanto, refletores e contêm um recetor com um motor do tipo Stirling ligado a um gerador elétrico.

A maior das vantagens deste tipo desta técnica comparativamente ao CSP é o facto de se focar na aplicação direta do calor no motor gerador, calor este que chega a atingir os 750°C [4]. Como tal, uma maior eficiência de conversão de energia térmica a energia solar tem sido apresentada utilizando esta técnica (eficiência aproximada de 29,4%) [8].

O seu princípio de funcionamento baseia-se na geometria dos espelhos que possuem a forma de disco parabólico, que irão focar o DNI no recetor térmico que irá transferir a energia para o motor Stirling. Este converte a energia térmica em energia mecânica através da expansão do gás num pistão cilindro, sendo esta seguidamente transformada em energia elétrica por parte de um gerador elétrico [8].

Cada disco fornece energia elétrica para transporte e consumo, sendo estes instalados em estruturas de rastreamento solar de modo a se alinharem com o sol.

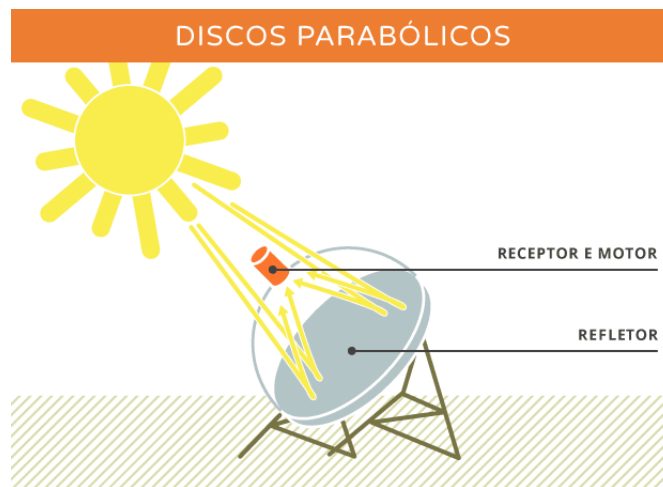


Figura 2-5: Ilustração de um disco parabólico Stirling [7]

2.2.4. Central Termoelétrica Solar de Torre Central

Terminando com a central termoelétrica solar de torre central [Figura 2-6], esta apresenta uma vantagem relativamente às anteriores na sua eficiência térmica a que o recetor opera, devido ao facto de todos os helióstatos concentrarem a DNI em um único ponto do recetor, o que eleva a temperatura de funcionamento. Tal vantagem levou ao rápido crescimento desta tecnologia, tendo em conta que apenas iniciou o seu desenvolvimento em 1980 e já apresenta centrais a funcionarem 24 horas por dia, como é o caso da Gemasolar [9].

Nesta tecnologia os raios solares atingem a superfície dos helióstatos que agem como espelhos, refletindo os raios para o recetor. Esta ação provoca um aumento de concentração solar que leva a um aumento de temperatura, temperatura esta que é transferida para um fluido de trabalho, composto por sais fundidos e denominado de fluido de transferência de calor (HTF), sob a forma de energia térmica [10].

Utilizando esta tecnologia é feita a utilização de dois circuitos diferentes (principal e secundário), sendo o que o primário apresenta dois tanques de armazenamento, o tanque de sais frios e o tanque de sais quentes. O HTF circula neste circuito, através de bombas hidráulicas, saindo do tanque frio a 285°C em direção ao topo da torre recetora através de tubos, onde a sua temperatura é aumentada até atingir aproximadamente os 565°C. Após sair do recetor, o fluido é dirigido para o tanque quente, onde é armazenado até ser enviado de volta para o tanque frio, passando por um permutador de calor a meio do trajeto. Este permutador atua como intermediário do circuito primário e secundário, transferindo a energia térmica do circuito primário ao circuito secundário. Neste, o fluido de trabalho é a água e, ao recolher a energia térmica que lhe é transferida, passa do estado líquido ao estado gasoso. Este vapor é, de seguida, aproveitado por uma turbina de vapor que irá converter

a energia cinética do mesmo em energia mecânica giratória, sendo o vapor depois reconvertido à sua forma líquida através de um condensador, dando continuidade ao ciclo secundário. A energia mecânica, através de um gerador elétrico, é transformada em energia elétrica que irá depois ser transportada no final do processo, após ser dirigida a um transformador de modo a reduzir as perdas no transporte.

Tendo em conta a sua maior eficiência energética, este estudo irá ser realizado com base na tecnologia da Central termoeleétrica solar de torre central.

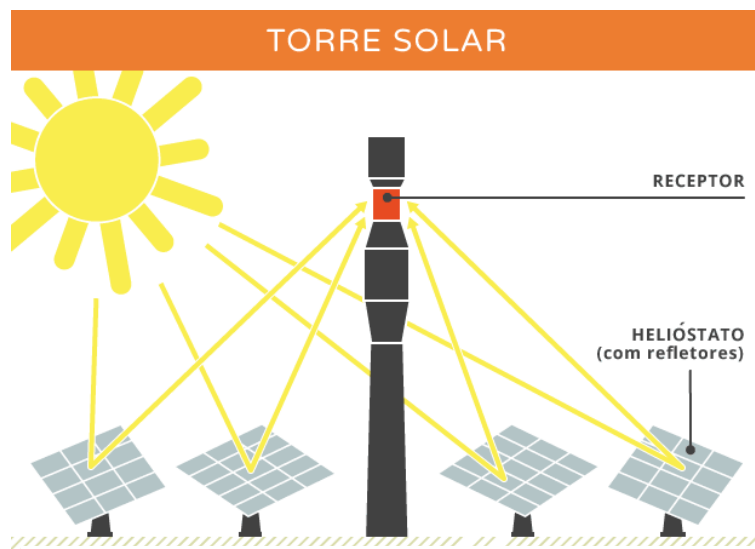


Figura 2-6: Ilustração de uma torre solar [7]

2.3. Principais componentes de uma central CSP de torre central:

Uma central CSP de torre central apresenta diversos componentes chaves, sendo eles o campo solar de helióstatos, o recetor, o armazenamento e o bloco de potência.

2.3.1. Campo solar de helióstatos:

Atualmente, existem dois tipos diferentes de campos solares [Figura 2-7], sendo eles o campo circular e o campo norte. No primeiro, os helióstatos formam anéis à volta da torre com um recetor externo cilíndrico onde, no segundo, os helióstatos foram filas côncavas sucessivas com um recetor de cavidade. O estudo focar-se-á na utilização do campo norte.



Figura 2-7: Campo solar de helióstatos [11]

2.3.1.1. Helióstatos

Tendo em conta que os helióstatos [Figura 2-8] representam um valor aproximado de 30% a 40% do custo total de uma central, é importante ter em conta este dispositivo [10]. Um helióstato é o dispositivo responsável por refletir ou direcionar a radiação solar para o recetor através de um espelho. Para que tal aconteça, a superfície reflexiva do espelho é mantida perpendicular à bissetriz do ângulo entre a direção do sol e o alvo, visto a partir do espelho. Sendo que o recetor é um alvo estacionário, a luz é refletida numa direção fixa, necessitando, no entanto, de se ajustar relativamente ao ângulo de incidência da radiação solar. Atualmente, existem diversos modelos de helióstatos em mercado, variando em tamanho, formado, constituintes, entre outros.

De modo a se conferir a área de reflexão de um helióstato é preciso ter em conta diversos aspetos e a forma do helióstato em si. Abaixo apresenta-se as fórmulas de cálculo de formato retangular ou quadrado e redondo, respetivamente:

$$A_{hel} = L_{hel} \times H_{hel} \times A_{ref} \quad (2.1)$$

$$A_{hel} = r^2 \times \pi \times A_{ref} \quad (2.2)$$

Onde L_{hel} representa a largura do helióstato, H_{hel} a altura, A_{ref} a área de reflexão ao perfil e r^2 o raio do helióstato. Também é possível calcular a área de reflexão tendo em conta o número de facetas ($N_{facetas}$) num helióstato de formato retangular ou quadrado:

$$A_{hel} = L_{facetas} \times H_{facetas} \times A_{facetas} \quad (2.3)$$

Para se obter a área de reflexão total de um campo solar, basta calcular o produto da área refletida dos helióstatos com o número de helióstatos.

De modo a possibilitar a maior reflexão possível de radiação solar, o helióstato deverá ser posicionado corretamente, movendo-se apenas em dois eixos, sendo eles o eixo de azimute e o eixo de inclinação do helióstato.

O eixo de azimute implica uma rotação horizontal, o que mantém o helióstato na mesma direção que o sol. Já o ângulo de inclinação do helióstato implica uma inclinação angular que mantém o helióstato num ângulo que direcione a DNI para o recetor.

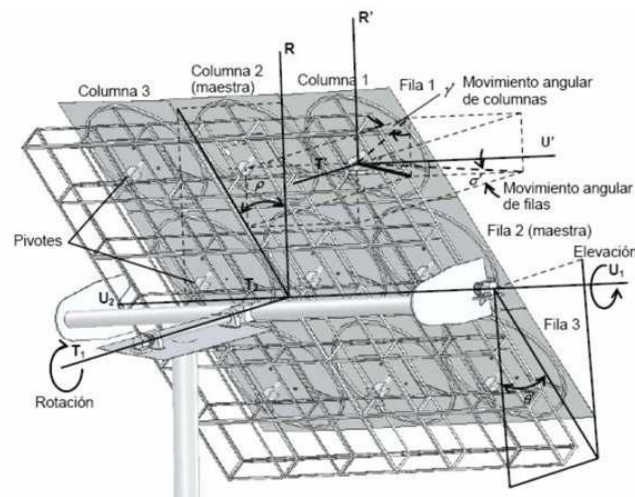


Figura 2-8: Diagrama ilustrativo de um helióstato [12]

2.3.1.2. Perdas associadas ao campo solar

Existem, no entanto, diversas perdas associadas ao campo solar. Estas perdas acontecem em cada helióstato associado ao sistema e podem afetar bastante a eficiência global do mesmo. Estas perdas podem passar por falta de manutenção do sistema, erros computacionais ou mesmo perdas associadas ao estado atmosférico [10]. Iremos analisar algumas dessas perdas, mais propriamente:

- Perda por efeito cosseno;
- Perda por desfocagem;
- Perda por atenuação atmosférica;
- Perda por sombreamento e bloqueio.

2.3.1.2.1. Perda por efeito cosseno

Começando por analisar a perda por efeito cosseno, esta deve-se ao ângulo entre a posição do sol e a posição do helióstato relativamente ao recetor.

Como é possível observar na figura 2-9 apresentada, o heliostato A apresenta uma pequena perda por efeito cosseno devido ao facto da linha imaginária da normal da superfície estar demasiado próxima do recetor. Já o heliostato B, este apresenta uma perda ainda maior devido à posição que apresenta de modo a refletir os raios de Sol para o refletor.

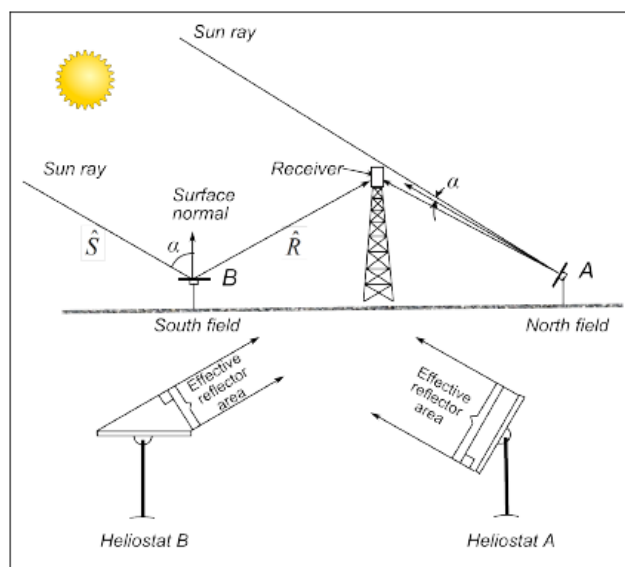


Figura 2-9: Demonstração das perdas por efeito cosseno [42]

A orientação de um heliostato é determinada pela lei de Snell, onde é indicado que o ângulo de incidência é igual ao ângulo de reflexão [3]. Através desta lei, é possível obter uma equação para o ângulo de incidência (α) com o vetor unitário que aponta ao centro do Sol (\vec{S}) e a linha imaginária da normal do heliostato em direção ao ponto de foco (\vec{R}), onde:

$$\cos 2\alpha = \vec{S} \times \vec{R} \quad (2.4)$$

Tendo os ângulos de incidência e reflexão em consideração, o heliostato deverá ser posicionado pelo seu sistema de rastreamento solar de modo a que a normal à sua superfície fique na bissetção do ângulo entre os raios solares e a linha do heliostato para a torre.

2.3.1.2.2. Perda por desfocagem

Analisando as perdas por desfocagem, esta refere-se à energia direcionada ao recetor que não atinge a superfície absorvedora. Esta desfocagem é afetada pela precisão da superfície dos espelhos, pela propagação do feixe de radiação, pela precisão da alimentação dos espelhos e pelo sistema de rastreamento do heliostato [3].

É possível diminuir este tipo de perda aumentando o tamanho do recetor de modo a que seja grande o suficiente para interceptar a totalidade da radiação refletida pelo campo de helióstatos. No entanto, o recetor é normalmente suficientemente grande para interceptar a maioria da radiação, existindo também uma limitação do tamanho devido às perdas de calor por radiação e convecção, perdas estas proporcionais à área do recetor.

2.3.1.2.3. Perda por atenuação atmosférica

Quanto à perda por atenuação atmosférica, devido ao facto de o helióstato se encontrar a uma certa distância da torre, o fluxo da radiação refletida é limitado, o que leva à existência de uma atenuação do feixe refletido. Esta atenuação está dependente de condições ambientais, distância dos helióstatos e da faixa de inclinação do helióstato para o recetor provoca perdas de radiação [3].

A atenuação atmosférica é calculada, para céu limpo (visibilidade de 23km), da seguinte maneira [3]:

$$\tau_a = 0,99326 - 0,1046D + 0,017D^2 - 0,002845D^3 \quad (2.5)$$

sendo que D é a distância mais curta entre o helióstato e o recetor, em quilómetros.

Em caso de baixa visibilidade (5km) a atenuação atmosférica é calculada através da seguinte fórmula [3]:

$$\tau_a = 0,98707 - 0,2748D + 0,03394D^2 \quad (2.6)$$

Apesar das equações serem restritas a altitudes específicas, estas estão dependentes de várias circunstâncias, tais como a distribuição dos aerossóis ao nível do solo e da altitude do local. De uma forma mais simples de explicar este tipo de perdas, estas tratam-se de perdas associadas à atenuação da energia incidente devido à atenuação da sua intensidade por diversos meios, como, por exemplo, a presença de nuvens.

2.3.1.2.4. Perdas de sombreamento e bloqueio

Terminando com as perdas de sombreamento e bloqueio, estas são devidas a dois processos de interação que reduzem a quantidade de radiação solar incidente à torre. O sombreamento ocorre quando a imagem de um helióstato se sobreponha a outro helióstato, o que leva a uma redução do fluxo refletido para a torre por parte helióstato sobreposto [3].

O bloqueio ocorre quando existe uma obstrução no percurso feito pelo fluxo solar de um helióstato, impedindo que este fluxo refletido chegue ao recetor.

2.3.2. Recetor

Componente que fica no topo de uma torre central e absorve a energia solar proveniente da concentração dos helióstatos, convertendo-a em energia térmica. Estes podem ser de dois tipos diferentes: de troca direta, onde o fluido de trabalho recebe diretamente a energia térmica concentrada ou de troca indireta, onde um segundo elemento, o HTF, absorve a energia térmica da concentração solar e transmite ao fluido de trabalho através de um permutador de calor.

Atualmente existem dois tipos de recetores mais utilizados, sendo eles o recetor externo cilíndrico e o recetor de cavidade (este último o utilizado neste estudo), existindo, no entanto, outros tipos de recetores.

2.3.2.1. Recetor externo cilíndrico

O primeiro, o recetor externo cilíndrico, apresenta tubos verticais expostos ao ambiente, encontrando-se no ponto focal do campo de helióstatos. Estes permitem uma expansão da central mais fácil, bem como uma maior flexibilidade relativamente a distribuição de helióstatos tendo em conta a sua configuração a 360°, porém a sua concentração máxima é limitada pelos materiais dos elementos de absorção de calor.

2.3.2.2. Recetor de cavidade

Os recetores de cavidade apresentam uma cavidade onde se localiza o ponto focal do campo de helióstatos. A radiação solar incide sobre a abertura, sendo injetada dentro da cavidade, atingindo os painéis lá presentes [13]. Este tipo de recetores apresenta menores perdas de calor sendo, no entanto, limitados quanto a direção da radiação, bem como mais dispendiosos comparativamente ao recetor externo.

2.3.2.3. Fluido de transferência

Analisando o fluido de transferência de calor, o HTF, Este fluido apresenta como função a recepção da energia térmica gerada no recetor, podendo ser armazenada e posteriormente transferida

para o fluido de trabalho. Deve ser considerado na escolha do tipo de recetor a utilizar, sendo que atualmente os fluidos utilizados passam por água e vapor, sais fundidos e ar.

Começando pelo vapor, este apresenta vantagens como a utilização direta no ciclo da turbina sem a necessidade de permutadores de calor adicionais. No entanto, é de difícil armazenamento em grandes quantidades a alta pressão e temperatura.

Passando para o ar, este oferece como vantagem o facto de não ser tóxico, estar disponível em grandes quantidades e de forma gratuita, bem como de não apresentar restrições relativamente à temperatura de funcionamento. É, no entanto, um mau condutor calorífico devido à sua baixa densidade e condutividade térmica.

Terminando com os sais fundidos, estes apresentam baixos custos, permitem temperaturas de funcionamento de aproximadamente 650°C e permitem o armazenamento de energia térmica caso exista um meio de armazenamento. Tendo em conta o seu potencial de armazenamento, este fluido foi o considerado neste estudo.

2.3.3. Armazenamento

De modo a ser possível guardar e aproveitar a energia excedentária proveniente do recetor, mantendo um valor de energia térmica constante e a produção de energia elétrica com base na radiação solar ao seu máximo potencial, é feito o armazenamento do HTF. Este é feito através de dois tanques distintos, o tanque de armazenamento quente e o tanque de armazenamento frio.

No tanque de armazenamento quente, tendo em conta a existência de períodos onde a energia térmica proveniente do recetor é superior a energia térmica máxima a ser convertida em energia elétrica, esta energia excedente é guardada em condições de alta pressão. Isto possibilita a sua utilização posterior em períodos onde a energia térmica máxima não é atingida, mantendo assim os níveis de produção de energia elétrica máximos. No tanque de armazenamento frio é mantido o HTF após ter perdido a energia térmica para o permutador de calor.

É necessário estimar a quantidade de energia excedente a ser armazenada de modo a permitir que toda seja utilizada, pelo que se estima que a energia excedente acumulada ao longo de um dia através da seguinte fórmula:

$$E_{armz} = (P_{med.rec} - P_{term.ciclo}) \times \Delta t \quad (2.7)$$

onde Δt representa o intervalo horário em que o sol circula o receptor, $P_{term.ciclo}$ representa a potência térmica do ciclo e $P_{med.rec}$ a potência média recolhida no receptor. De modo a dimensionar o armazenamento, calcula-se a energia máxima admitida no mesmo através da seguinte fórmula:

$$E_{max.armz} = P_{ter.ciclo} \times t_{arm} \quad (2.8)$$

sendo t_{arm} o tempo estimado de armazenamento da energia. O volume do tanque de sal fundido é obtido utilizando a massa de sal (m_{sal}), o coeficiente de segurança (C_S) e a densidade do sal (p_{sal}) [14]:

$$V_{tanq,sal} = C_S \times \frac{m_{sal}}{p_{sal}} \quad (2.9)$$

O coeficiente de segurança é aproximadamente 10% da capacidade do tanque.

2.3.4. Bloco de potência

Trata-se do local onde se converte a energia térmica em energia mecânica giratória, que será convertida em energia elétrica. O bloco é constituído por: permutador de calor [Figura 2-11], condensador, turbina e gerador elétrico.

É possível subdividir o bloco de potência em dois ciclos distintos, o ciclo de vapor, onde o vapor é convertido em energia mecânica, e o ciclo mecânico, onde a energia mecânica é convertida em energia elétrica.

O ciclo de vapor, conhecido pelo ciclo de Rankine, é um ciclo termodinâmico, apresentando 4 processos distintos para a qual o fluido de trabalho é sujeito [15]. O primeiro processo trata-se da compressão isentrópica na bomba até atingir o estado de líquido comprimido. De seguida é feita a transferência de calor a uma pressão constante à medida que o fluido de trabalho passa pelo permutador de calor. O processo seguinte trata-se de uma expansão isentrópica do fluido de trabalho à pressão do condensador, através da turbina. Para terminar, é feita a transferência da temperatura a uma pressão constante à medida que este passa pelo condensador, atingindo novamente o estado de líquido saturado.

Este ciclo pode ser observado na figura 2-10, onde se demonstra os processos associados a um ciclo de Rankine. É possível observar no esquema onde ocorrem os diferentes processos através da numeração apresentada.

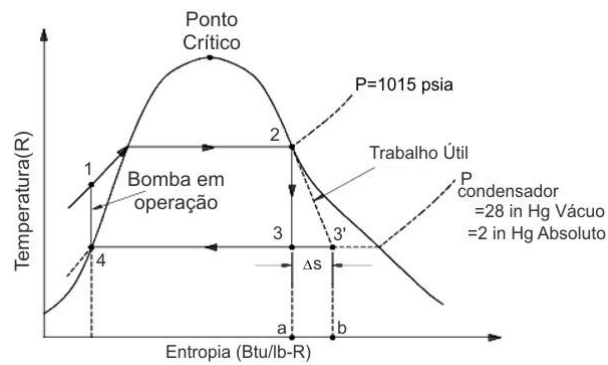


Figura 2-10: Ciclo de Rankine [16]

Sabendo as entalpias (h) em cada fase do ciclo é possível calcular o rendimento térmico do mesmo. Para tal, calcula-se o trabalho da turbina (W_T), o trabalho da bomba (W_b), o calor da caldeira (Q_{int}) e o trabalho do ciclo (W_{ciclo}) através das seguintes fórmulas:

$$W_t = h_3 - h_4 \quad (2.10)$$

$$W_b = h_2 - h_1 \quad (2.11)$$

$$Q_{int} = h_3 - h_2 \quad (2.12)$$

$$W_{ciclo} = W_t - W_b \quad (2.13)$$

$$\eta_T = \frac{W_{ciclo}}{Q_{int}} \quad (2.14)$$

obtido o valor do rendimento térmico é possível obter, em conjunto com o valor do rendimento elétrico e a potência bruta da central ($P_{el.bruta}$), o valor de potência térmica necessária ao sistema, através da função:

$$P_{ter.ciclo} = \frac{P_{el.bruta}}{\eta_{ter.el}} \quad (2.15)$$

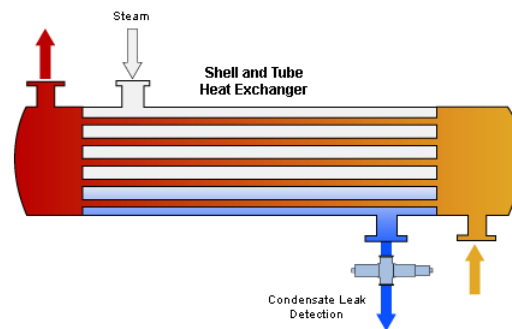


Figura 2-11: Permutador de calor [17]

2.4. Central de torre com back-up a gaseificação de biomassa

Tendo em conta o facto do período funcional da central estar limitado pela exposição do sol, é possível ser acrescentado outro tipo de energia auxiliar de modo a atuar quando a radiação solar é reduzida. Esta energia pode passar por combustíveis fósseis ou por renováveis, no entanto, neste estudo, foi dada a preferência à biomassa, um recurso renovável e amigo do ambiente.

Considerando um ponto de vista ecológico, biomassa [Figura 2-12] é a quantidade total de matéria viva presente num ecossistema, população animal ou população vegetal [18]. Porém, no conceito de geração de energia, a definição de biomassa considerada apenas a massa biológica proveniente de recursos naturais renováveis como biomassa. Como tal, pode-se considerar a biomassa como uma matéria biológica que grande parte do seu volume deriva de organismos vivos, como plantas ou resíduos animais, podendo ser dividida em 5 categorias. A primeira passa por madeira virgem, obtida através de silvicultura ou em resíduos de produtos de floresta. A segunda passa por culturas energéticas, ou seja, culturas de alto rendimento plantadas especificamente para fins de aplicações energéticas. A terceira passa por resíduos agrícolas, a quarta por desperdícios de comida e a quinta por resíduos industriais de processos de fabricação e industriais.

A biomassa torna-se apelativa também tendo em conta a sua versatilidade de produtos derivados. Alguns exemplos de produtos derivados da biomassa passam por bio óleos, biogás, bio gasolinas e biodiesel.

O uso de biomassa como fonte de energia amiga do ambiente tem sido recebida, por todo o mundo, de uma forma bastante favorável tendo em conta o seu uso como fonte energética de aproximadamente 10-14% do consumo a nível mundial [19]. Não só esta apresenta uma vantagem sobre os combustíveis fósseis no facto de apresentar um fornecimento contínuo de matéria prima, esta também se apresenta como um recurso neutro no seu ciclo de vida relativamente ao CO₂ e possui uma energia de emissão líquida nula de CO₂. De referir que, ao utilizar biomassa como fonte energética, a quantidade de lixo a ser enviado para aterros sanitários é reduzido, o que vai contribuir para a redução do problema da eliminação de lixo em zonas municipais.

No entanto, a combustão de biomassa apenas recicla o carbono que já integrava o seu ciclo natural. Como tal, o seu efeito líquido é que nenhum novo CO₂ é libertado para a atmosfera, desde que a floresta de onde este provém seja gerida de forma sustentada [20]. Em termos de efeitos ambientais, os combustíveis de biomassa possuem uma concentração de enxofre insignificante, produzem menos cinzas e geram um número bastante inferior de emissões de ar quando comparado com combustíveis fósseis. Como tal, a combustão da biomassa não contribui para a causa de chuvas ácidas e a sua cinza pode ser utilizada como aditivo para solos em certos campos.



Figura 2-12: Exemplo de biomassa [21]

Já a nível económico, o uso de biomassa como fonte energética não irá afetar a flutuação do seu preço a nível mundial nem causar incertezas no fornecimento de combustíveis importados visto que a mesma está disponível em várias formas e em grandes quantidades a nível mundial.

Tendo em conta o facto de 38% do território Português ser ocupado por floresta, o aproveitamento energético através da biomassa em Portugal poderá ser bastante positivo [22]. No entanto, tendo em conta o facto de várias destas florestas se encontram ao abandono, é difícil quantificar o potencial do recurso. Sendo esse o caso, o potencial quantificável da biomassa em Portugal passa maioritariamente pela biomassa florestal, não existindo números para o sector agrícola que poderá apresentar uma quantidade interessante de biomassa a explorar.

Como energia, a biomassa pode atuar diretamente como combustível ou pode ser utilizada na produção da mesma, sendo que as suas técnicas de conversão podem ser caracterizadas em 4 categorias básicas: processos de combustão direta, processos bioquímicos, processos agroquímicos e processos termoquímicos.

Combustão direta é o processo principal de obtenção de energia a partir de biomassa e divide-se em combustão ou co combustão. Esta energia pode ser utilizada para fornecer calor ou vapor, em processos industriais e na produção de eletricidade.

A combustão passa pela queima da biomassa a altas temperaturas na presença abundante de oxigénio, promovendo a produção de vapor a alta pressão [22].

Já a co combustão propõe a substituição de parte do carvão mineral utilizado em urnas termoelétricas por biomassa, reduzindo significativamente a emissão de poluentes [22].

Processos bioquímicos são processos baseados na digestão anaeróbia e na fermentação de álcool e processos agroquímicos são processos tais como o método de óleo de couve-nabiça ou colza.

Já os processos termoquímicos são processos que podem ser subdivididos em gaseificação, pirólise, extração de fluido supercrítico e a liquidação direta. A decomposição termoquímica pode ser utilizada para a conversão energética de todas as categorias de material bio mássico, no entanto material com pouca humidade, herbácea e de madeira são os mais adequados.

A pirólise foca-se em expor a biomassa a temperaturas extremamente elevadas e sem a presença de oxigénio, promovendo a sua decomposição, produzindo uma mistura de gases, óleo vegetal e carvão vegetal [22].

A gaseificação, similarmente à pirólise, foca-se também no aquecimento da biomassa na ausência de oxigénio levando, porém, à produção de um gás inflamável denominado de syngas que poderá ser filtrado de modo a remover componentes químicos residuais [22]. A diferença entre a gaseificação e a pirólise foca-se no facto da primeira exigir uma menor temperatura, bem como apresentar um único produto final. Nesta dissertação, será através deste método que nos iremos focar.

Syngas é a chave intermédia na indústria química, sendo utilizado em sínteses bastante seletivas de variados químicos e combustíveis [23], bem como utilizado como fonte de hidrogénio puro e monóxido de carbono [24]. De momento, o hidrogénio é a fonte mais promissora de energia que pode ser utilizada em células de combustível e em motores de combustão interna [25].

Aprofundando o processo de gaseificação, este é o processo mais efetivo de produção de hidrogénio a partir de biomassa [26], sendo este a conversão de material carbônico num produto gasoso ou gás sintético que consiste maioritariamente em hidrogénio e monóxido de carbono, com baixos valores de dióxido de carbono, água, metano, nitrogénio e hidrocarbonetos [27]. A gaseificação é um processo realizado na presença de um agente gaseificante (como exemplos temos o ar, oxigénio puro, vapor ou misturas destes componentes) a temperaturas elevadas compreendidas entre os 500 e 1400°C, a pressão atmosférica ou a pressões até aos 33 bar [28].

De acordo com a referência [29] a gaseificação [Figura 2-13] é aplicável a biomassa que possui uma humidade inferior a 35% visto que, para valores de humidade entre os 25-60%, o uso da biomassa diretamente no gaseificador implica grandes perdas energéticas, pelo que se recomenda o pré-aquecimento da biomassa ou a sua secagem até atingir humidades entre os 10-20% antes de se colocar na gaseificadora [30].

O primeiro passo no processo de gaseificação é a desvolatilização das partículas de biomassa, que produzem vapores e carvão, sendo seguido pelo *cracking* e a melhoria dos voláteis e da gaseificação do carvão. Uma atmosfera de vapor aumenta as reações e a gaseificação do carvão para que gases mais leves consigam ser produzidos [31].

A mistura de gases gerados é o transporte intermédio de energia que pode sofrer combustão de forma a produzir calor e energia ou pode ser sintetizado em combustível. O gás produzido pode ser utilizado como combustível à produção de químicos de elevado valor [32]. A produção e composição do gás de produção varia bastante consoante as propriedades da biomassa, do tipo de reator do gaseificador, das condições de operação e das condições de output do gás.

Existem alguns parâmetros que têm efeito sobre a performance da produção de syngas durante a gaseificação. Estes passam pelo tipo de gaseificador e as suas condições de operação, ou seja, a temperatura, o agente de gaseificação, o tamanho das partículas de biomassa e o tipo de material utilizado.

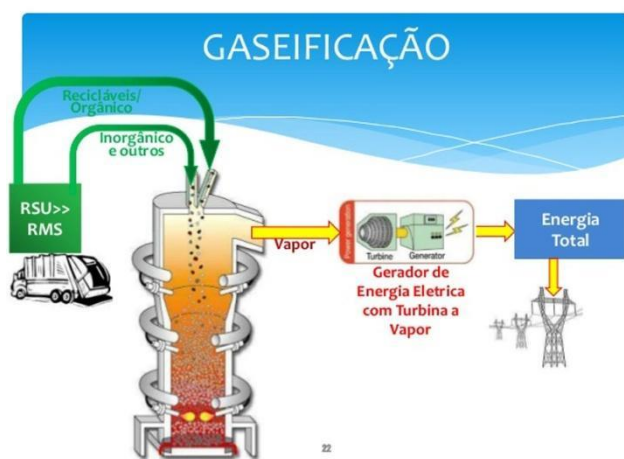


Figura 2-13: Gasificação [33]

2.4.1. Reatores

Os gaseificadores podem ser divididos em diferentes tipos, tais como os de leito fixo (ascendente e descendente), os *movingbed*, os de leito fluidizado (borbulhante e circundante) bem como os de fluxo arrastado. Os gaseificadores são categorizados em diferentes tipos baseados em como a biomassa é suportada no reator, na direção do fluxo da biomassa e do oxidante e da forma como o calor é fornecido ao reator.

2.4.1.1. Reator de leito fixo

Analisando inicialmente o reator de leito fixo, é o reator mais comum quando se trata da gaseificação de carvão. Apresenta uma temperatura de operação de 1000°C e pode ser classificado dependendo do fluxo do agente oxidante, ascendente ou descendente [34].

Estes reatores apresentam três zonas de grande importância, a zona de pirólise, zona de secagem e zona de redução. As funções competentes a cada uma das respectivas zonas são semelhantes ao nome dado: na zona de pirólise é gerado o gás através da pirólise da biomassa, na zona de secagem é feita a evaporação da humidade existente e na zona de redução é feita a oxidação parcial dos produtos da zona de pirólise.

Existem diferenças entre os diferentes reatores tais como, no reator de fluxo ascendente, a entrada da biomassa é feita no topo do reator e o agente oxidante no fundo do mesmo, levando a que o gás produzido contenha um elevado conteúdo de alcatrão, bem como apresentar uma baixa temperatura à saída. Esta configuração é a forma mais antiga e simples de um gaseificador e apresenta um custo relativamente baixo devido ao seu conceito de simples. Já no reator de fluxo descendente, a biomassa é introduzida pelo fundo do reator e o agente oxidante a meio do reator, levando a que a biomassa e a corrente de ar escoem na mesma direção, o que leva a um reduzido conteúdo de alcatrão e uma temperatura mais elevada no gás de saída.

2.4.1.2. Reator de leito fluidizado

Passando para a análise do reator de leito fluidizado, categorizado pela sua dinâmica do fluido e nos modos de transferência de calor, este pode-se subdividir em dois tipos distintos: reator de leito fluidizado borbulhante e reator de leito fluidizado circulante e produzem um gás com um baixo conteúdo de alcatrão [34]. Nestes, o leito de material sólido é posto em movimento graças ao agente de fluidização e são reatores sem estratificação, visto possuem um leito isotérmico compreendido entre os 700°C a 900°C. A classificação de reator de leito fluidizado borbulhante ou circulante é dada dependendo da pressão de injeção do agente de fluidização, bem como do nível de expansão do leito no interior do reator. Este consiste usualmente de partículas finas e inertes de areia ou alumina. À medida que o agente de gaseificação é forçado a entrar dentro das partículas inertes, chega um ponto onde a força friccional entre as partículas e o gás contrabalança o peso dos sólidos. A esta velocidade (fluidização mínima), o borbulhar e canalizar do gás pelo médio ocorre de forma a que as partículas fiquem contidas no reator e que aparentam estar num estado de ebulição.

Existe, no entanto, algo que distingue o reator de leito fluidizado circulante do reator de leito borbulhante. Neste, o material fluidizado é transportado ao longo do reator juntamente com o gás produzido devido a este atingir velocidades superiores à velocidade mínima de fluidização, o que resulta no entranhamento das partículas no fluxo gasoso, sendo necessária a passagem por um ciclone à saída do reator, de modo a separar as cinzas e o material do leito do gás produzido. Já nos reatores de leito fluidizado borbulhante o leito sofre uma expansão parcial, pelo que não é removido do reator.

Normalmente, partículas mais pequenas são utilizadas no gaseificador de leito circulante [35]. Comparando os dois gaseificadores, o gaseificador de leito circulante oferece maiores eficiências e taxas de conversão [36], no entanto os gaseificadores de leito borbulhante são os gaseificadores

mais utilizados visto que podem ser utilizados com uma ampla extensão de parâmetros como a temperatura ou a pressão [27].

2.4.1.3. Comparação de reatores

Existem vários estudos que comparam as vantagens e desvantagens dos gaseificadores de leito fixo e os gaseificadores de leito fluidizado. Warnecke [37] compara ambos utilizando diversos critérios, tais como a tecnologia, o uso de material, o uso energético e o impacto económico e ambiental. Através da sua pesquisa concluiu que as vantagens de um dos reatores sobre o outro eram mínimas e que não existia nenhuma vantagem significativa em nenhum dos gaseificadores sobre o outro. No entanto, de acordo com a referência [38] existem várias desvantagens em utilizar os gaseificadores de leito fixo. Devido ao seu calor baixo e não uniforme e transferência de massa entre a biomassa sólida e o agente de gaseificação no gaseificador, grandes quantidades de cinzas e carvão são geradas. Por outro lado, os gaseificadores de leito fluidizado permitem boas misturas e um bom contacto entre gás e sólido, o que aumentou a taxa de reação e a eficiência de conversão. Para além disso, uma concentração mais baixa de cinzas no gás produzido foi alcançada, o que aumenta a qualidade do gás. De referir também que a eficiência calorífica e de transferência de propriedades de massa no leito fluidizado permitem a utilização de diversos tipos de biomassa com diferentes tipos de composição e valores de calor [40,41].

2.4.2. Agente oxidante

Tendo em conta a importância do agente oxidante no reator, sendo um dos principais fatores que influênciam a propriedade química do gás de síntese, é necessário ter em conta quais os agentes disponíveis bem como as suas vantagens e desvantagens. Atualmente, os agentes oxidantes mais utilizados passam pelo ar, oxigénio e o vapor [34].

Começando pelo oxigénio, ao ser utilizado como agente oxidante leva à produção de um gás com um valor energético elevado, bem como permite a síntese e a conversão do gás em metanol e gasolina. Apresenta, porém, um custo de produção e manutenção elevado, juntamente com a necessidade de reatores mais complexos e caros.

Passando para o vapor, este possibilita a produção de um gás com um maior valor energético do que o oxigénio e não só melhora a qualidade do gás produzido como permite um melhor controlo da temperatura de reação. No entanto, necessita de um gerador de vapor para se realizar o processo, o que implica maiores custos de produção e manutenção. A referência [40] fez uma comparação entre ar e vapor como agentes gaseificadores e reportou que a gaseificação utilizando vapor é muito mais eficaz na maximização da produção de hidrogénio quando comparado com o ar.

Já o ar, como agente oxidante não apresenta custos de produção, visto estar disponível em abundância, bem como risco na sua utilização. Produz, porém, um gás com elevado conteúdo de nitrogénio, o que lhe confere um valor energético mais pobre. É com base na utilização do ar como agente oxidante que será feito este estudo.

De acordo com o Ref. [41], a colheita de hidrogénio pode ser melhorada com a presença de vapor. Baseado em diversos estudos [23, 47, 45, 43, 49], um maior rácio de vapor por biomassa contribui para uma maior quantidade de gás produzido e de hidrogénio, reduzindo a composição de monóxido de carbono e metano. [46]. Uma maior taxa de vapor promove a gaseificação e um reencaminhamento da produção do metano para produzir mais hidrogénio, produzindo, no entanto, mais dióxido de carbono também.

No entanto, uma quantidade excessiva de vapor no gaseificador pode provocar uma grande perda de energia no sistema para que se consiga aquecer o vapor, o que não é favorável na produção de energia [41], bem como o facto de diminuir a temperatura de reação, o que leva à produção de gás com menor qualidade [43]. Tendo isso em conta, um maior rácio de equivalência geralmente contribui para a redução de alcatrão e carvão, menor poder calorífico inferior, menor concentração de monóxido de carbono e uma maior concentração de dióxido de carbono.

De acordo com o Ref. [17], o rácio de equivalência afeta o comportamento da gaseificação em 2 formas opostas. À medida que o rácio aumenta, a qualidade do gás torna-se menos atrativa devido ao aumento das reações de oxidação que levam a um aumento da produção de dióxido de carbono e uma diminuição da produção de gases combustíveis. Um rácio demasiado elevado pode levar a menores concentrações de hidrogénio e de dióxido de carbono com um aumento da concentração de dióxido de carbono no gás produzido. No entanto, rácios de equivalência mais elevados também levam a reações de oxidação exotérmica que oferecem mais calor ao processo de gaseificação, otimizando a qualidade do produto até um certo ponto. Mas caso o valor do rácio seja demasiado baixo a temperatura dentro do gaseificador é baixa, o que é desfavorável a futuras reações de gaseificação de biomassa. Geralmente, o rácio de equivalência é um parâmetro bastante importante para determinar a qualidade do gás produzido na gaseificação de biomassa.

2.4.3. Impurezas

Como referido anteriormente, o gás gerado após a gaseificação apresenta diversas impurezas que não são adequadas ao funcionamento de diversos equipamentos de reconversão energética. Algumas destas impurezas passam por metais alcalinos, azoto e alcatrão, contaminantes perigosos que provocam danos nos equipamentos [34].

De forma a se remover estes contaminantes existem diversos métodos de tratamento possíveis, tais como a filtração, adsorção, condensação ou mesmo a lavagem do gás. Como tal, após

o gás de síntese ser produzido, neste estudo é realizada a sua filtração, de forma a atingir o poder calorífico desejado do gás.

A filtração é um processo de separação de material sólido em suspensão num líquido ou sólido. É utilizado um filtro, como o nome indica, onde o material sólido fica retido na passagem do gás de síntese, retirando as impurezas do mesmo. Este processo é realizado entre os 400°C a 600°C e apresenta vantagens tais como a prevenção da formação de condensação, proteção de equipamento e aumento da eficiência geral do ciclo produtivo.

2.4.4. Temperatura

De acordo com a referência [28], quando temperaturas superiores a 1200-1300°C são utilizadas, os seguintes resultados foram obtidos: pouco a nenhum metano, formação de maiores hidrocarbonetos ou cinzas e a maximização da produção de hidrogénio e monóxido de carbonos em a necessidade de mais fases de conversão [27]. Rapagnà e Latif [47] reportam que a maior colheita total de gás foi de 1.55, 0.7, 0.42, 0.12 e 0.3 m³/kg de hidrogénio, monóxido de carbono, metano, dióxido de carbono e biomassa respetivamente. O estudo indica que ao aumentar a temperatura de 600 para 800°C, a concentração de carvão e de cinzas pesadas diminui ao mesmo tempo que a colheita de gás aumenta bem como a quantidade de hidrogénio e monóxido de carbono. Foram também feitos testes à gaseificação num gaseificador de leito fluidizado utilizando EFB (*Empty Fruit Bunch*) como biomassa e ar como agente gaseificador numa temperatura entre os 700 a 1000°C. Ao aumentar a temperatura para os 1000°C, a concentração de hidrogénio aumenta de 10,27 para 38,02% de volume, a concentração de CO₂ diminui, a concentração de monóxido de carbono aumenta e a concentração de metano aumenta de 5.84 para 14.72% do volume. Através do uso de uma temperatura mais elevada, a percentagem de cinzas e carvão decresceu, o poder calorífico inferior aumentou e o total de gás colhido aumentou até atingir o seu valor máximo aos 1000°C.

Através deste estudo e de outros tais como os das Ref. [44, 45, 43] é possível concluir que temperaturas mais elevadas contribuem para concentrações mais baixas de carvão e cinzas pesadas, bem como contribuem para concentrações mais elevadas de hidrogénio e de gás em geral. Temperaturas elevadas contribuem para uma maior colheita de gás devido à libertação de mais voláteis. O aumento da produção de hidrogénio deve-se ao cracking térmico do alcatrão, que também leva à diminuição da sua concentração [49]. De acordo com o princípio de *Le Chatelier*, uma temperatura elevada favorece a produção de reações endotérmicas e favorece os reagentes nas reações exotérmicas. Geralmente, temperaturas mais elevadas favorecem a produção de hidrogénio e de gás, porém nem sempre é esse o caso tendo em conta que uma temperatura demasiado elevada diminui o poder calorífico do gás.

2.4.5. Tamanho das partículas

Foi determinado por diversos investigadores que o tamanho das partículas de biomassa também tem um efeito sobre o produto da gaseificação. A experiência conduzida pela Ref. [50], uma partícula de biomassa entre os <0.3 e 1.0_{mm} foi estudada e foi determinada que partículas com tamanhos que não enquadrem dentro deste raio usualmente causam bloqueios na alimentação. Neste estudo, o total de gás produzido diminuiu e a quantidade de alcatrão e carvão aumentou com um aumento do tamanho das partículas. A maior produção de gás foi registada com as partículas mais pequenas ($< 0.3_{\text{mm}}$) e a menor quantidade de gás foi registada com as partículas maiores ($0.5 - 1_{\text{mm}}$). Este estudo também determinou que a biomassa com partículas mais pequenas produzem mais hidrogénio e metano e produz menor quantidade de dióxido de carbono, quando comparado com as partículas maiores. A produção de hidrogénio é perto de constante para qualquer dos tamanhos das partículas e diminuíram a nível de volume quanto a partículas entre os 0.5 a 1_{mm} . Foi registado o maior poder calorífico inferior do gás produzido e da composição ótima do gás quando o tamanho das partículas está compreendido entre os 0.3 e os 0.5_{mm} .

Similarmente, a Ref. [43] reportou que ao utilizar biomassa com partículas de tamanhos entre os <0.15 e os 5_{mm} que o total de gás produzido e hidrogénio diminui. As partículas mais pequenas também produzem mais hidrogénio e dióxido de carbono e menor metano e monóxido de carbono que as partículas maiores. No entanto, o valor de poder calorífico inferior aumenta com o tamanho das partículas, até atingir os 10.28 MJ/Nm^3 obtido utilizando as partículas maiores.

Partículas mais pequenas contribuem para uma maior quantidade de gás produzido, maior concentração de hidrogénio e menor quantidades de carvão e alcatrão. Partículas maiores aumenta a temperatura gradiente dentro da partícula, o que leva ao aumento da quantidade de carvão e líquidos e menor quantidade de gases [50]. Partículas mais pequenas obtém ritmos de aquecimento mais rápidos devido à grande área de superfície, o que leva à produção de mais gases leves e menor carvão. Tem também uma área de contacto com entre a biomassa e o vapor o que resulta em maiores ritmos de reações químicas.

Vários estudos concluem que os efeitos do tamanho das partículas é menos importante que de outros parâmetros apesar do facto de que partículas maiores aceleram o tempo de reação necessário à conclusão das reações. Porém, a altas temperaturas, o efeito do tamanho das partículas pode diminuir.

2.4.6. Material do leito

Existem vários estudos onde foram utilizados solventes para absorver o dióxido de carbono que foi produzido em processos de gaseificação. Na experiência conduzida pelo Ref. [51], a casca de pinheiro foi gaseificada utilizando um rácio de óxido de cálcio para biomassa que foi determinado teoricamente através de cálculos termodinâmicos. O total de gás resultante, composição do hidrogénio gasoso, eficiência de conversão de carbono e composição de gás CO₂ foram 0.87m³/kg, 60%vol, 30.3% e 27.7%vol respetivamente, na ausência de um solvente a uma temperatura de gaseificação de 600°C. Usando os mesmos parâmetros, mas com a presença de um solvente, o total de gás produzido, a quantidade de hidrogénio e a eficiência de conversão do carbono aumentaram enquanto que a composição de dióxido de carbono diminuiu. Com estes resultados é possível de concluir que o óxido de cálcio desempenhou um papel tanto como solvente como catalisador.

Um dos maiores problemas na gaseificação de biomassa é a formação de carvão durante o processo. Este é uma mistura complexa de compostos de hidrogénio condensáveis que são compostos por um único anel ou até cinco de compostos aromáticos juntamente com outros hidrocarbonetos que contêm oxigénio e hidrocarbonetos poliaromáticos complexos.

Vários estudos sobre a gaseificação também utilizaram partículas catalisadoras com o propósito de melhorar a quantidade de hidrogénio produzido e a decomposição de alcatrão [52]. De acordo com [45], a partícula de leito mais popular é a areia, que atua de forma bastante positiva a nível mecânico, como evidenciado pelo seu largo uso industrial no “*bubbling*” e em aplicações de combustão de leito circulante. No entanto, a areia não apresenta um papel ativo na gaseificação de biomassa. Por outro lado, um catalisador Ni, calcário e um orto silicato de ferro e magnésio coincide com os requisitos da atividade mecânica e resistência [52]. De acordo com a Ref. [53], catalisadores baseados em Ni foram reportados como um dos mais promissores catalisadores, eficazes e comparativamente mais baratos em comparação com outros catalisadores de metais nobres.

O uso de um catalisador também aumentou a reação de reforma do alcatrão, o que diminuiu a sua produção. Na investigação realizada pela Ref. [43], um novo tipo de catalisador trimetálico foi desenvolvido, tendo os seus resultados sido comparados com dolomite calcinada e sem utilizar qualquer catalisador.

Com as descobertas feitas nas investigações mencionadas, pode-se concluir que a presença de óxido de cálcio e um catalisador no processo de gaseificação pode diminuir a produção de alcatrão e aumentar a produção total de gás, quantidade de hidrogénio e a eficiência de conversão de carbono. A absorção de dióxido de carbono pelo óxido de cálcio é dependente da pressão parcial do dióxido de carbono no fluxo de produto à temperatura de gaseificação específica. Quando a temperatura de equilíbrio correspondente à pressão parcial do Dióxido de carbono é superior à temperatura de gaseificação, o dióxido de carbono é absorvido e o sorvente é convertido em CaCO₃. No entanto, quando a temperatura de equilíbrio correspondente é menor, o CaCO₃ é desassociado e

convertido em CaO. Um catalisador pode aumentar a produção de gás devido ao cracking secundário do alcatrão em vapor e de hidrocarbonetos em produtos gasosos para gerar gases valiosos [43]. Para além de cracking de alcatrão, as reações de reforma do alcatrão também aumentam na presença de um catalisador, o que leva ao aumento do teor de hidrogénio.

2.5. Estudo económico

A análise económica deste projeto é o objetivo deste estudo, de modo a poder avaliar a rentabilidade do mesmo, verificando a viabilidade do mesmo. Para tal, é necessário a obtenção de critérios e indicadores económicos que viabilizem o investimento no projeto, tendo em conta que o investimento no mesmo pode chegar às centenas de milhões de euros.

De modo a se avaliar a rentabilidade do projeto é assim necessário o cálculo de diversos indicadores económicos, sendo os mais importantes o Valor Atualizado Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o período de retorno do capital investido (PR).

No entanto, antes de se estimar a viabilidade do projeto, é necessário calcular o custo do mesmo. Para tal, deve ser feito o estudo do custo dos componentes, possibilitando o cálculo do custo total da instalação. Este custo subdivide-se em duas vertentes: Custo Direto Total (CDT) e Custo Indireto Total (CIT) [54].

O primeiro foca-se nos custos identificados como específicos numa parte específica da instalação. Estes passam pela preparação do local, aquisição dos helióstatos, instalação da central, bloco de potência, tanques de armazenamento, sistema de back-up a gaseificação de biomassa, custo total da torre, custo total do recetor e a contingência. Já o CIT abrange os custos que não são identificados como parte específica da instalação. Estes referem-se aos custos de operação e manutenção como a engenharia, aquisição e construção, os custos de proprietário, o total de custos e os impostos de venda. O custo total da instalação passa, assim, pela soma do custo direto e custo indireto.

Apresenta-se, de seguida, as fórmulas para o cálculo do CDT e do CIT:

2.5.1. CDT

2.5.1.1. Preparação do local: este custo representa o custo associado à preparação do terreno de modo a que esteja adequado à implementação dos componentes da central. Este é calculado através do produto da área do campo solar (ACS) pelo preço de unidade (Pu.pl):

$$Pl = ACS \times P_{u.pl} \quad (2.16)$$

2.5.1.2. Campo de Helióstatos: o custo associado aos helióstatos, tais como a instalação, peças, fixação, mão de obra e equipamento. Pode ser calculado através do produto da área do campo solar (ACS) pelo preço de unidade ($P_{u.hel}$):

$$CH = ACS \times P_{u.hel} \quad (2.17)$$

2.5.1.3. Balanço da planta: custo relacionado com a instalação dos componentes elétricos auxiliares e a construção de edifícios, contabilizando o trabalho e equipamentos. Calculado através do produto da potência bruta (PB) pelo preço por unidade ($P_{u.bpl}$):

$$B_{pl} = PB \times P_{u.bpl} \quad (2.18)$$

2.5.1.4. Bloco de potência: custos relacionados à instalação dos componentes do bloco de potência. Calculado através do produto da potência bruta pelo preço de unidade ($P_{u.b}$):

$$BP = PB \times P_{u.bp} \quad (2.19)$$

2.5.1.5. Armazenamento: custo associado ao sistema de armazenamento da energia térmica. Calculado através do produto da potência de armazenamento (P_{armz}) pelo preço de unidade ($P_{u.armz}$):

$$Armz = P_{armz} \times P_{u.armz} \quad (2.20)$$

2.5.1.6. Back-up a gaseificação de biomassa: custo associado à instalação de um sistema de gaseificação de biomassa, incluindo a sua automação. Calculado através do produto da potência bruta pelo preço de unidade ($P_{u.gas}$)

$$B_{gas} = PB \times P_{u.gas} \quad (2.21)$$

2.5.1.7. Custo total da torre: de forma a calcular o custo total da torre (CTT) é necessário saber três componentes diferentes: o custo fixo da torre (CFT), ou seja o custo associado à construção da mesma, a altura da torre (H_{torre}) e o expoente da torre ($expT$), ou seja o valor que

define a relação não linear entre o custo da torre e a altura da mesma. O custo total é, assim, calculado segundo a seguinte fórmula:

$$CTT = CFT \times e^{H_{torre} \times expT} \quad (2.22)$$

2.5.1.8. Custo total do recetor: de forma a calcular o custo total do recetor é necessário utilizar o custo do recetor de referência (CRR), ou seja o custo da instalação do mesmo, a área do recetor de referência (ARR), ou seja a área no qual o custo do recetor se baseia, bem como o expoente do recetor (expR), ou seja a relação não linear entre o custo e a área do recetor. O custo total do recetor é, assim, calculado utilizando a seguinte fórmula:

$$CTR = CRR \times \left(\frac{A_{abe}}{ARR}\right)^{expR} \quad (2.23)$$

2.5.1.9. Contingência: valor utilizado para contabilizar possíveis incertezas que possam ocorrer nas estimativas de custos diretos. Calculado utilizando uma percentagem dos custos previamente indicados.

2.5.1.10. Custo total direto: é o somatório de todos os custos, incluindo a contingência

$$CDT = ML + Hel + Bpl + BP + Armz + Bgas + CTT + CTR + Cont \quad (2.24)$$

2.5.2. CIT

2.5.2.1. EPC e custos de proprietário: custos associados com o projeto e construção do mesmo. Custo calculado como uma percentagem do custo direto total:

$$EPC = CDT \times \%EPC \quad (2.25)$$

2.5.2.2. Total de custos fixos: custos associados à compra de terreno. Calculado através do produto do custo do terreno por acre de terra pela área total de terra:

$$TCF = CTA \times ATT \quad (2.26)$$

2.5.2.3. Impostos de venda total: custo associado a impostos. Calculado através do produto da taxa de impostos com a percentagem de custos diretos de venda e o custo direto total:

$$IVT = CTA \times \%CD \times CDT \quad (2.27)$$

2.5.2.4. Custo indireto total: somatório de todos os custos indiretos:

$$CIT = EPC + TCF + IVT \quad (2.28)$$

2.5.3. CTI

2.5.3.1. Custo total da instalação: soma entre os custos totais diretos e custos totais indiretos:

$$CTI = CDT + CIT \quad (2.29)$$

2.5.3.2. Custo total instalado por capacidade: valor representativo do custo total por potência nominal instalada. Calculado pela divisão do custo total da instalação pela potência nominal da planta (Pel.planta):

$$CTI/C = \frac{CTI}{Pel.planta} \quad (2.30)$$

Visto a existência de uma base de dados agregada de diversas fontes que possui os preços dos elementos deste projeto, todos os preços dos elementos foram extraídos dessa base de dados. Esta base de dados pertence ao *System Advisor Model* (SAM), sendo os valores apresentados nesta utilizados como valores padrão.

Obtido os valores de custo da instalação, torna-se possível a utilização dos indicadores económicos VAL, TIR e PRI, de modo a avaliar se o sistema em estudo é economicamente viável.

O valor atualizado líquido, ou VAL, representa a quantificação do lucro obtido na execução de um determinado projeto ao longo do seu período de vida útil e quanto maior o VAL de um projeto,

maior rentabilidade ele apresentará. Ou seja, o VAL representa o somatório de vendas e custos associados ao projeto, juntamente com uma taxa de atualização previamente definida. Caso o VAL seja positivo, este significa que os fluxos gerados apresentam lucros ao ponto de ser possível remunerar os investidores com a taxa pretendida, bem como gerar lucro excedente. Caso o VAL seja negativo, este indica que os fluxos obtidos pelo projeto são inferiores aos pretendidos, não sendo possível pagar aos investidores e que o projeto apresenta prejuízo. Este indicador económico é calculado através da seguinte fórmula:

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (2.31)$$

onde CF_t representa o cash-flow do ano t , i a taxa de atualização correspondente à rentabilidade mínima exigida pelos investidores e n o tempo de vida útil do projeto. De modo a se obter o cash-flow é necessário o conhecimento dos rendimentos anuais e gastos anuais da central.

A taxa interna de rentabilidade, ou TIR, representa a taxa mais elevada a qual o investidor pode recuperar os capitais investidos no projeto, ou seja, a taxa de atualização para qual o projeto tenha um VAL nulo. A TIR é calculada através da seguinte fórmula:

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (2.32)$$

O período de retorno do investimento, ou PRI, como o nome indica representa o tempo necessário para a recuperação do capital investido no projeto. Caso o PRI seja superior ao tempo de vida útil da central, significa que o investimento não será recuperado na totalidade. Como tal, pretende-se que o PRI apresente um número o mais inferior possível ao número de anos de vida útil da central, de modo a se obter um maior período de lucro. O PRI é calculado através da seguinte fórmula:

$$\sum_{t=0}^{PRI} \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} \geq 0 \quad (2.33)$$

2.6. System Advisor Model

Fornecido pelo laboratório nacional de energia renovável, NREL, é um programa de simulação para estudos de viabilidade técnica e económica de sistemas de geração de energias renováveis, sendo possível o estudo de energias como a energia fotovoltaica, energia concentrada solar, energia geotérmica e várias outras. De referir que este programa é de livre acesso, estando o seu download disponível gratuitamente na internet, sendo a versão do programa utilizada neste trabalho a versão de 2014, publicada a 14 de Janeiro de 2014 em [55], tendo em conta ser a versão mais recente que permite a realização da simulação somente em campo norte.

Este programa foi utilizado neste estudo de modo a viabilizar o mesmo. É necessária a inserção de 10 parâmetros diferentes, sendo eles a localidade do projeto, helióstatos e campo solar, torre e recetor, ciclo de potência, armazenamento térmico, perdas parasitas, sistemas de custo, financiamento, incentivos e depreciação. De referir que este programa utiliza bases de dados referentes a localizações dos Estados Unidos da América, pelo que, de modo a ser possível a obtenção de dados referentes a recursos energéticos e condições meteorológicas de outras localizações, é necessário realizar o download das mesmas na Internet ou criar uma base de dados.

3. Dimensionamento de um sistema termoelétrico com back-up a gaseificação de biomassa em Portugal

Neste capítulo é elaborado o dimensionamento de um sistema solar termoelétrico de torre central com back-up a gaseificação de biomassa em Portugal, sendo dividido em duas secções:

Na secção 3.1 é apresentado o dimensionamento realizado pelo software SAM. Este dimensionamento consiste na simulação para um ano, com previsão para 30 anos de vida útil. Neste dimensionamento foi utilizado a versão de 14 de Janeiro de 2014 do programa, tendo em conta ser a versão mais recente do mesmo que permita a simulação somente em campo norte.

Na secção 3.2 é apresentado os procedimentos a realizar de forma a realizar um estudo financeiro à central CSP com back-up a gaseificação de biomassa, referindo os parâmetros e fórmulas utilizadas.

3.1. Dimensionamento a partir do software SAM

Como referido anteriormente, através do software SAM é possível a realização de simulações de sistemas de geração de energias renováveis. Através deste software, juntamente com um conjunto de parâmetros, é possível realizar o dimensionamento da central [Figura 3-1].

Vários dos valores apresentados foram calculados através do sistema de otimização, recurso este que é utilizado para a correção dos parâmetros introduzidos de entrada. Os valores alterados por este recurso passam pelo número de helióstatos, altura da torre central, o campo solar, a largura da cavidade do recetor e a relação da altura e largura da abertura. De salientar também que diversos dos valores utilizados foram valores padronizados contidos na base de dados do software, tendo em conta a dificuldade de obtenção de dados reais para um dimensionamento rigoroso.

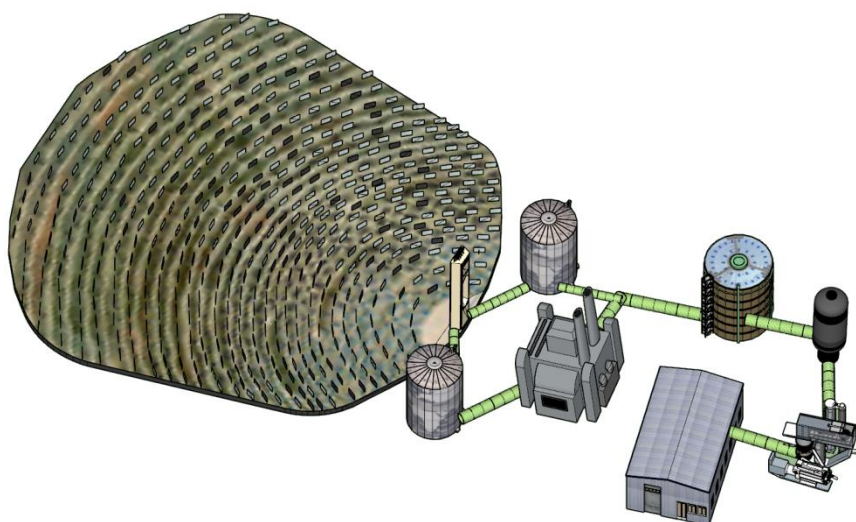


Figura 3-1 - Esquema 3D da central CSP com back-up a gasificação

3.1.1. Parâmetros da localidade e recursos climáticos

É pretendido que a central seja colocada no concelho de Alcoutim, no distrito de Faro, com as seguintes coordenadas geográficas:

- Latitude de 37,398;
- Longitude de -7,721.

O motivo pelo qual foi escolhido este local para a realização do estudo deve-se ao facto de:

- Segundo a base de dados do PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*), este é um dos locais com maior número de horas e quantidade de DNI em Portugal, como demonstrado na figura;

- O local se encontrar na proximidade de uma central PV recentemente construída, mais precisamente a Central Fotovoltaica de Alcoutim de 220MW, sendo assim uma possibilidade a injeção da energia gerada na mesma rede.

Tendo em conta a localidade escolhida ser relativamente perto das coordenadas ao qual a base de dados referente a Faro apresenta, o estudo é realizado consoante os valores apresentados nessa mesma base de dados. Como tal, de referir o facto da possibilidade da ocorrência da divergência de valores no estudo com o real.

A tabela 3-1 apresenta o resumo dos parâmetros disponíveis na localização e os recursos climáticos presentes na mesma. De notar, o valor de DNI equivale à soma total de DNI apresentado em cada hora anual e a velocidade do vento é a média anual.

Tabela 3-1: Parâmetros da localidade e recursos climáticos

Parâmetros da localidade e recursos climáticos	
País	Portugal
Município	Faro
Latitude	37,398
Longitude	-7,721
DNI	1956,62 kWh/m ²
Temperatura ambiente	17,8°C
Velocidade do vento	3,6 m/s

3.1.2. Parâmetros do campo solar e helióstatos

Tendo a base de dados selecionada, é possível avançar e introduzir valores referentes aos helióstatos, bem como ao campo solar. Isto irá permitir que o software SAM dimensione o campo solar adequado ao projeto.

Relativamente ao helióstato, o produto escolhido para este estudo foi o Sanluncar90, tendo os valores apresentados a seguir sido retirados do catálogo referente ao produto.

Tabela 3-2: Parâmetros do helióstato

Parâmetros do helióstato	
Largura de cada helióstato	9,67 m
Altura de cada helióstato	9,57 m
Proporção da área de reflexão	0,983338
Área útil de um helióstato	91m ²
Relutância e sujidade	0,92
Disponibilidade do helióstato	0,99
Erro de imagem	0,00153 rad
Velocidade do vento	15 m/s

De referir que os valores da relação máxima e mínima da distância do helióstato à torre foram inseridos consoante os valores padrão do SAM, bem como a altura da torre, o que possibilita o cálculo da distância máxima e mínima do helióstato à torre, valores estes calculados automaticamente pelo software em questão.

Quanto ao valor do ângulo de extensão, número de zona radial e azimutal, estes foram inseridos por tentativa - erro, de modo a se tentar obter o maior rendimento VS menor custo possível do sistema.

Relativamente ao número de helióstatos, este é um valor calculado pelo SAM tendo em conta as propriedades do helióstato, restrições do campo solar e potência do sistema. Obtido o número total de helióstatos no campo solar, o SAM calcula a área de reflexão total dos helióstatos.

Tabela 3-3: Parâmetros associados ao traçado do campo solar

Restrição do traçado de campo solar	
Relação máxima da distância do helióstato à torre	9,5
Relação mínima da distância do helióstato à torre	0,75
Distância máxima do helióstato à torre	1931,64 m
Distância mínima do helióstato à torre	152,498 m
Ângulo de extensão	150
Número de zona radial	12
Número de zona azimute	3
Multiplicador solar	2,4
Número de helióstato	2152
Área refletida total	195831.9 m ²
Área campo terra	45 acres
Múltiplo da área solar total	1,3
Área total de terra	495 acres

Obtidos todos os valores necessários ao desenho do campo solar, o SAM efetua a otimização e distribuição dos helióstatos por secções consoante o número de helióstatos e restrições do traçado do campo solar como se pode observar na figura 3-2.

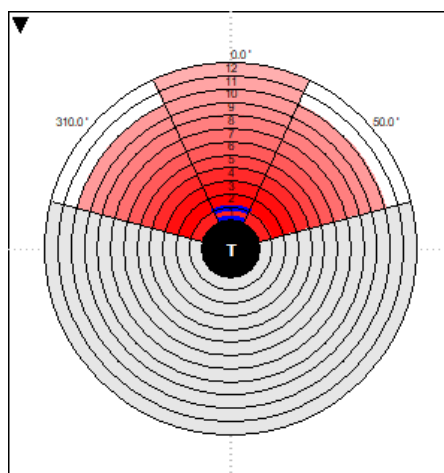


Figura 3-2 - Esquema da disposição do campo solar

3.1.3. Parâmetros do recetor e da torre

Tendo o campo solar sido dimensionado e estando operacional, é necessário averiguar os parâmetros referentes à torre solar e ao recetor. Sendo estes os instrumentos recetores da DNI proveniente do campo solar, é importante que o seu dimensionamento seja feito de forma a obter o maior rendimento possível do campo solar.

Tabela 3-4: Parâmetros associados às características do recetor e torre

Parâmetros das características do recetor e torre	
Tipo de recetor	Cavidade
Largura da abertura	17,67 m
Altura da abertura	20,41 m
Relação altura lábio	0,1 m
Material dos tubos	Aço inoxidável
Diâmetro externo do tubo	40 mm
Espessura da parede do tubo	1,25 mm
Tipo de HTF	MoltenSalt
Temperatura de saída do HTF	574°C
Potência térmica do recetor	116,505 MWt
Caudal mássico de sal no recetor	326,743 kg/s
Altura da torre	203,33 m

Relativamente à circulação do HTF no recetor, tendo em conta as opções disponíveis no SAM, foi escolhida a opção 6 pelo facto de apresentar um maior rendimento relativamente às restantes opções.

3.1.4. Parâmetros do bloco de potência

Saindo do recetor, a potência térmica recolhida no mesmo passa pelo sistema de armazenamento, onde aguarda até ser encaminhada para o bloco de potência, onde será convertida em energia mecânica giratória e, posteriormente, em energia elétrica.

Relativamente aos parâmetros de entrada, foi considerada como capacidade bruta do sistema os 20MW, ao qual se multiplica pelo rendimento referente às perdas parasitas de modo a gerar a potência nominal.

Na tabela 3-5 são apresentados os parâmetros relativos ao bloco de potência.

Tabela 3-5: Parâmetros associados às características do bloco de potência

Parâmetros das características do bloco de potência	
Capacidade bruta de desenho	20 MWe
Rendimento referente às perdas parasitas	0,9
Potência nominal	18 MWe
Rendimento da turbina e gerador elétrico	0,412
Potência térmica para o bloco de potência	48,5437 MWt
Temperatura de entrada do HTF	574 °C
Temperatura de saída do HTF	290 °C
Pressão de operação	100 bar

3.1.5. Parâmetros do sistema de armazenamento térmico

Visto o facto de o armazenamento térmico ser feito por tanques, é crucial definir parâmetros para assegurar o seu correto funcionamento de acordo com as exigências do sistema.

As horas de armazenamento foram inseridas de acordo com a análise ao gráfico do mês com maior quantidade de energia excedentária apresentada, o mês de Julho, de forma a evitar o desperdício da mesma. Já a altura do tanque, bem como as perdas térmicas, foram usados valores padrão do SAM.

Tabela 3-6: Parâmetros associados às características do armazenamento térmico

Parâmetros das características do armazenamento térmico	
Tipo de armazenamento	Dois tanques
Horas de armazenamento	10 horas
Altura do tanque	20 m
Diâmetro do tanque	12 m
Volume de armazenamento	2258,41 m ³
Volume máximo de armazenamento	2145,49 m ³
Volume mínimo de armazenamento	112,92 m ³
Perdas térmicas no tanque com HTF “frio”	0,25 Wt/m ² K
Perdas térmicas no tanque com HTF “quente”	0,4 Wt/m ² K

3.1.6. Controlo do despacho térmico do sistema

Este controlo é um controlo da energia térmica encaminhada para o bloco de potência, registado numa tabela separada por meses e horas, de forma a controlar a quantidade de despacho energético feito a cada respetiva hora dos diferentes meses. Esta tabela apresenta 12 linhas referentes aos meses do ano, em conjunto com 24 colunas referentes às horas.

Neste trabalho é proposto um modelo estratégico onde, caso não exista DNI, o armazenamento irá fornecer o bloco de potência com 50% da energia, ou seja, irá fornecer energia de tal forma a que a central produza 10MW em vez de 20MW. O mesmo irá ser feito no caso da energia proveniente da gaseificação. De forma a minimizar custos bem como impedir a existência de períodos operacionais sem produção de energia, a gaseificação irá fornecer 50% da capacidade da central. Caso a energia proveniente do armazenamento não atinja os 50%, a energia proveniente da gaseificação irá perfazer o restante até os 50% serem atingidos.

A tabela 3-7 abaixo exposta apresenta o despacho energético feito consoante os respetivos meses do ano. De forma a representar o funcionamento da central foi atribuída uma simbologia que identifica as fontes de energia térmica e capacidade da central:

- As células preenchidas com o número 1 e de cor verde representam o período de funcionamento da central onde é atingida a capacidade de 20MW através de DNI;
- As células preenchidas com o número 2 e de cor amarela representam o período de funcionamento da central onde é atingida a capacidade de 10MW através da energia proveniente do armazenamento;
- As células preenchidas com o número 3 e de cor vermelha representam o período de funcionamento da central onde é atingida a capacidade de 10MW através da energia proveniente da gaseificação da biomassa;

Tabela 3-7: Tabela representativa do controlo do despacho térmico do sistema

	12 a m	1 a m	2 a m	3 a m	4 a m	5 a m	6 a m	7 a m	8 a m	9 a m	10 a m	11 a m	12 p m	1 p m	2 p m	3 p m	4 p m	5 p m	6 p m	7 p m	8 p m	9 p m	10 p m	11 p m
Janeiro	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3
Fevereiro	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3
Março	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	3	3	3
Abril	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3
Maio	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3
Junho	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Julho	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Agosto	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Setembro	2	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Outubro	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3

bro																											
Nove mbr o	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3
Deze mbr o	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3

Tendo o balanço do despacho térmico do sistema, é possível fazer um balanço de horas a qual a gaseificação irá entrar em funcionamento, por mês.

Tabela 3-8: Número de horas de funcionamento da gaseificação de biomassa por mês

Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho
465 h	392 h	403 h	360 h	279 h	0 h
Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0 h	0 h	240 h	372 h	450 h	496 h

3.1.7. Parâmetros das perdas parasitas

Durante o funcionamento normal da central vão ocorrendo variadas perdas que levam a que o rendimento do sistema diminua. A tabela 3-9 apresenta os parâmetros para o cálculo das perdas parasitas do sistema.

Existem também outros consumos de energia que são tidos em consideração neste tipo de perdas. Tem-se, por exemplo, o consumo de energia por parte dos helióstatos ao iniciar a sua atividade e durante o processo de rastreamento. Estes consumos devem também ser contabilizados como perdas por parte do sistema, visto os seus consumos refletirem-se no saldo final.

No caso das perdas térmicas da tubagem, é necessário o cálculo do comprimento total da tubagem e, para tal, são utilizados coeficientes e multiplicadores para ser feito o seu cálculo.

Tabela 3-9: Parâmetros associados às características das perdas parasitas do sistema

Parâmetros das características das perdas parasitas	
Energia de inicialização de um único helióstato	0,025 kWe-hr
Energia de um helióstato para o rastreamento	0,055 kWe
Eficiência da bomba no HTF do recetor	0,85
Fração da potência consumida na central	0,0055 MWe/MWt
Potência de bombeamento para HTF no bloco de potência	0,55 kJ/kg

Potência de bombeamento para HTF no armazenamento	0,15 kJ/kg
Coefficiente de perda da tubagem	10200 Wt/m
Multiplicador do comprimento da tubagem	2,6
Comprimento total da tubagem	528,658 m

3.1.8. Dimensionamento do sistema de gaseificação

Inicialmente deve ser feita a escolha do reator. Tendo em conta a explicação fornecida anteriormente referente aos tipos de reatores, a escolha para este projeto reside sobre o reator de leito fluidizado borbulhante. Tal se deve ao facto de serem muitas vezes utilizados em estudos de gaseificação de biomassa, bem como apresentarem processos flexíveis e terem uma maior facilidade de operar em eficiências de conversão de energia mais elevadas.

Neste estudo iremos considerar os resultados obtidos pela Ref. [56] que afirma que apenas 45% do valor do poder calorífico é transformado em energia e iremos considerar que o poder calorífico é de 3.72 kWh/kg como afirmado pela Ref. [57].

Tendo em conta estes valores, de forma a descobrir qual a quantidade de biomassa utilizada, inicialmente calcula-se quantos kWh são produzidos por biomassa através do cálculo

$$E_{nec.bio} = \frac{H_{bio} \times MW_{bio}}{3,72} \times 1000 \quad (3.1)$$

Onde H_{bio} equivale ao número de horas no qual a gasificação estará em funcionamento e MW_{bio} o poder calorífico da biomassa. Obtida a quantidade de energia proveniente de biomassa bastou fazer a multiplicação da mesma pela percentagem de conversão mencionada anteriormente de biomassa para energia de forma a obter a quantidade, em quilogramas, de biomassa necessária.

$$Q_{mad} = E_{nec.bio} \times 45\% \quad (3.2)$$

3.2. Estudo financeiro

O estudo económico deste projeto baseia-se da determinação de custos e indicadores económicos associados ao mesmo, de forma a testar a viabilidade do mesmo.

De referir, para a determinação de diversos custos associados a componentes do sistema, foram considerados os parâmetros de entrada fornecidos, bem como os valores retirados do software

SAM apresentam-se em dólar (\$), pelo que foi necessário convertê-los para euro (€), utilizando a taxa de 0,8564 \$/€.

3.2.1. Parâmetros de entrada dos custos dos componentes do sistema

De referir, os valores utilizados neste trabalho foram retirados da base de dados do SAM, sendo que esta base de dados apresenta valores atualizados pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável, NREL. É apresentado, na tabela 3-10, os preços dos elementos de CDT e CIT referidos anteriormente neste trabalho. Todos os resultados obtidos e demonstrados nesta tabela foram retirados do programa SAM. De referir que acres é a medida utilizada nos USA e que equivalem a 4046,86m².

Tabela 3-10: Custos associados aos componentes do sistema

Custos diretos	Preços
Preparação do local	15 €/m ²
Helióstato	145 €/m ²
Balanço de planta	340 €/kW
Bloco de potência	1100 €/kW
Armazenamento	24 €/kWh
Reator de gaseificação	1339200 €/kWe
Custo fixo da torre	3000000 €
Expoente do custo da torre	0,0113
Custo recetor de referência	103000000 €
Área recetor de referência	1571 m ²
Exponente recetor referência	0,7
Contingência	7%
Custos indiretos	
% EPC proprietário de custos	13%
Custo de terra por acres	10000 €/acres
Taxa de imposto	5%
% custos direto de venda	80%
Custo de O&M	
Custo fixo por capacidade	66 €/kW

3.2.2. Indicadores económicos

O passo seguinte é o cálculo dos indicadores económicos. Para o cálculo destes valores foi necessário recorrer à elaboração de mapas financeiros, tais como o mapa do cash-flow, o mapa de venda, mapa de financiamento e mapa de exploração.

3.2.3. Parâmetros de entrada

Os parâmetros de entrada para o cálculo dos respetivos fluxos foram os seguintes:

3.2.3.1. Parâmetros de preços

Atualmente, o preço da energia gerada é baseado na implementação da tarifa bonificada ou preço da energia de mercado livre. Existe, no entanto, um decreto-lei (nº 225/2007 de 31 de Maio) que regulamenta a remuneração e tarifários das energias renováveis, bem como disponibiliza fórmulas e variáveis para o cálculo da tarifa bonificada. A principal fórmula a ter em conta neste documento é o valor da tarifa (€/kWh), sendo ela a seguinte:

$$T_b = (f_m \times (P_f + P_v) + P_A \times Z) \times f_p \quad (3.3)$$

onde:

f_m é igual a 1,9 e representa o fator de modelação;

P_f é igual a 0,000776 e representa o valor da parcela fixa;

P_v é igual a 0,036 e representa o valor da parcela variável;

P_A é igual a 0,0074 e representa o valor da parcela ambiental;

Z é igual a 20 e representa o fator referente ao tipo de tecnologia;

f_p é igual a 1,015 e representa o fator de perdas.

É também indicado no documento que esta tarifa apenas é aplicável nos primeiros 15 anos de vida deste projeto, sendo que nos anos seguintes a energia é vendida a preço de mercado.

De forma a se obter o preço da energia de mercado foi consultado a página do Operador de Mercado Ibérico de Energia, onde é possível ter acesso ao preço aritmético da energia em Portugal.

Relativamente ao preço da madeira, este foi retirado da Ref. [17] e é utilizado de modo a calcular o custo de produção do gás de síntese.

Tabela 3-11: Tabela de preços da tarifa bonificada, energia no mercado e biomassa

Preços	Valores
Tarifa bonificada	0,22114 €/kWh
Preço da energia no mercado	0,04976 €/kWh
Preço da biomassa	0,03 €/kg

3.2.3.2. Parâmetros do empréstimo

Para este estudo foi considerado um financiamento por empréstimo de 50% por capitais alheios e o prazo de empréstimo foi considerado de 15 anos, o mesmo prazo aplicado ao período da tarifa bonificada.

O fator de anuidade (F.an) foi calculado utilizando a taxa de juro (Tal), através da seguinte equação:

$$F.an = \left[\frac{1}{Tal} - \left(\frac{1}{Tal} \times (1 + Tal)^{P.emp} \right) \right] \quad (3.4)$$

Tabela 3-12: Parâmetros associados ao empréstimo

Parâmetros de empréstimo	Valor
Fração da dívida do empréstimo	50%
Prazo do empréstimo	15 anos
Taxa de juro	7%
Fator de anuidade	9,01079

3.2.3.3. Parâmetros da vida útil do sistema e as taxas

O projeto é analisado num determinado intervalo de tempo, denominado como tempo de vida útil do sistema, sendo neste projeto considerado de 30 anos, o normal em sistemas como este.

Os custos de Operação e Manutenção (O&M) são os custos obtidos a partir dos custos de alguns componentes do sistema e as taxas de imposto e atualização apresentam os valores típicos às mesmas.

Tabela 3-13: Parâmetros associados à vida útil do sistema

Parâmetros de vida útil do sistema	Valor
Vida útil do sistema	30 anos
O&M custo fixo capacidade	1130448 €
Taxa de imposto	30%
Taxa de atualização	8,2%

3.2.4. Criação de mapas financeiros

Calculados utilizando os parâmetros de entrada referidos anteriormente, estes mapas foram criados de modo a ser possível a obtenção dos indicadores económicos

3.2.4.1. Mapa de venda de energia

Neste mapa é onde é feito o processamento da elaboração da venda da energia produzida no sistema de acordo com o mercado.

Para a sua elaboração foi considerada a energia anual produzida, observando um valor de desgaste de 1% anual. Como tal, a partir do segundo ano de projeto, é aplicada a seguinte equação para a obtenção da energia obtida:

$$E_n = E \times \left[\frac{(100\% - (a_n - 1))}{100\%} \right] \quad (3.5)$$

onde a_n representa o ano atual.

Relativamente aos preços de venda de energia, esses estão expostos na tabela 3-14, juntamente com a receita bruta, obtida através da fórmula:

$$RB = E \times PE \quad (3.6)$$

Tabela 3-14: Mapa financeiro representativo da venda de energia

Sigla	Termo	1	2	3	4	5	6	7
E	Energia (kWh)	10296 4500,0 0	101934855 ,00	100915506 ,45	99906 351,39	98907287, 87	97918 214,99	96939032 ,84
PE	Preço da energia (€/kWh)	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
RB	Receita bruta	22769	22541873,	22316455,	22093	21872357,	21653	21437097

		(€)		569,53	83	10	290,55	64	634,06	,72		
S i g l a	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	E	95969 642,51	9500 9946, 09	940598 46,63	93119 248,16	9218 8055, 68	91266 175,12	903535 13,37	89449 978,24	8855 5478, 46	87669 923,67	86793 224,44
P E	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,05	0,05	0,05	0,05
R B	21222 726,75	2101 0499, 48	208003 94,48	20592 390,54	2038 6466, 63	20182 601,97	199807 75,95	19780 968,19	4218 782,9 9	41765 95,16	41348 29,21	4093 480, 92
Sigl a	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
E	850660 39,27	8421 5378, 88	83373 225,09	825394 92,84	817140 97,91	8089 6956, 93	80087 987,36	792871 07,49	784942 36,41	77709 294,05	769322 01,11	
PE	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
RB	405254 6,11	4012 020,6 5	39719 00,44	393218 1,44	389285 9,62	3853 931,0 3	38153 91,72	377723 7,80	373946 5,42	37020 70,77	366505 0,06	

3.2.4.2. Mapa de financiamento

É neste mapa onde é feito o cálculo de como será pago o serviço de dívida, ou seja, os juros e o reembolso da dívida. Relativamente ao serviço de dívida (SD) a fórmula utilizada foi a seguinte:

$$SD = \frac{E}{F_{an}} \quad (3.7)$$

onde E corresponde ao total do empréstimo.

Quanto ao cálculo do juro (J), este é feito através da fórmula:

$$J = CD_{n-1} \times Tael \quad (3.8)$$

Onde CD representa o capital em dívida.

Para o reembolso de dívida (RD), é usada a fórmula:

$$RD = SD - J \quad (3.9)$$

E, finalmente, para o capital em dívida é aplicada a fórmula:

$$CD = CD_{n-1} - RD \quad (3.10)$$

Uma das formas de se verificar a viabilidade do projeto é através da obtenção de um valor nulo no capital em dívida no último ano, o que indica que o capital inicial foi totalmente pago ao investidor.

Tabela 3-15: Mapa financeiro associado ao financiamento do sistema

Termo	0	1	2	3	4	5	6	7
Capital em dívida	11104233 2,4	1088214 86	1064451 80	1039025 33	1011819 00	9827082 3	951559 71	918230 79
Juros		7772963, 3	7617504	7451162, 6	7273177, 3	7082733	687895 8	666091 8
Reembolso		2220846, 6	2376305, 91	2542647, 3	2720632, 6	2911076 ,9	311485 2	333289 2
Serviço da dívida	9993809,9 17	9993809, 9	9993809, 92	9993809, 9	9993809, 9	9993809 ,9	999381 0	999381 0
Termo	8	9	10	11	12	13	14	15
Capital em dívida	88256884	84441056	8035812 0	7598937 9	71314825	66313053	6096115 7	51902821
Juros	6427616	6177982	5910874	5625068	5319257	4992038	4641914	4267281
Reembolso	3566194	3815828	4082936	4368741	4674553	5001772	5351896	9058336
Serviço da dívida	9993810	9993810	9993810	9993810	9993810	9993810	9993810	9993810

3.2.4.3. Mapa de despesas

Este é o mapa onde são apresentadas as despesas apresentadas pelo sistema.

Relativamente ao custo da biomassa, este é calculado através da multiplicação do preço da biomassa ($P_{madeira}$) pela quantidade necessária ao funcionamento do sistema ($Q_{madeira}$), através da seguinte equação:

$$C_{bio} = P_{madeira} \times Q_{madeira} \quad (3.11)$$

Relativamente à despesa operacional (DOT), essa é calculada através da fórmula:

$$DOT = O\&M + C_{bio} \quad (3.12)$$

Obtidas as despesas, é possível calcular a receita líquida total (REliq) através da fórmula:

$$RE_{liq} = RB - DOT \quad (3.13)$$

Tabela 3-16: Mapa financeiro associado às despesas do sistema

Sigla	Termo	1	2	3	4	5	6	7				
O&M	O&M despesa por capacidade (€)	11304 48,00	11304 48,00	1130448,0 0	11304 48,00	11304 48,00	11304 48,00	1130448,0 0				
CP	Custo de biomassa (€)	61953 4,05	61953 4,05	619534,05	61953 4,05	61953 4,05	61953 4,05	619534,05				
DOT	Despesa operacional total (€)	17499 82,05	17499 82,05	1749982,0 5	17499 82,05	17499 82,05	17499 82,05	1749982,0 5				
RSD OT	Receita sem despesas operacionais total (€)	21019 587,48	20791 891,78	20566473, 05	20343 308,50	20122 375,59	19903 652,01	19687115, 67				
Sigla	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
O & M	1130 448,0 0	1130 448,0 0	1130 448,0 0	113044 8,00	11304 48,00	11304 48,00	1130 448,0 0	11304 48,00	11304 48,00	11304 48,00	11304 48,00	1130 448, 00
C P	6195 34,05	6195 34,05	6195 34,05	619534 ,05	61953 4,05	61953 4,05	6195 34,05	61953 4,05	61953 4,05	61953 4,05	61953 4,05	6195 34,0 5
D O T	1749 982,0 5	1749 982,0 5	1749 982,0 5	174998 2,05	17499 82,05	17499 82,05	1749 982,0 5	17499 82,05	17499 82,05	17499 82,05	17499 82,05	1749 982, 05
R S D O T	1947 2744, 70	1926 0517, 43	1905 0412, 43	188424 08,49	18636 484,58	18432 619,92	1823 0793, 90	18030 986,14	24688 00,94	24266 13,11	23848 47,16	2343 498, 87
Sigla	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
O & M	1130448, 00	1130 448,0 0	1130 448,0 0	11304 48,00	11304 48,00	113044 8,00	113044 8,00	11304 48,00	11304 48,00	11304 48,00	11304 48,00	113044 8,00
C P	619534,0 5	6195 34,05	6195 34,05	61953 4,05	61953 4,05	619534 ,05	619534 ,05	61953 4,05	61953 4,05	61953 4,05	61953 4,05	619534 ,05
D O T	1749982, 05	1749 982,0 5	1749 982,0 5	17499 82,05	17499 82,05	174998 2,05	174998 2,05	17499 82,05	17499 82,05	17499 82,05	17499 82,05	174998 2,05

R S D O T	2302564, 06	2262 038,6 0	2221 918,3 9	21821 99,39	21428 77,57	210394 8,98	206540 9,67	20272 55,75	19894 83,37	19520 88,72	191506 8,01
-----------------------	----------------	--------------------	--------------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------

3.2.4.4. Mapa de cash-flow

Este é o mapa que possibilita o cálculo dos indicadores económicos, sendo o mapa que apresenta a movimentação global de dinheiro.

Quanto à amortização, essa é calculada através da fórmula:

$$A = \frac{CTS}{P_{emp}} \quad (3.14)$$

onde P_{emp} equivale ao prazo de empréstimo considerado (15 anos).

Relativamente ao rendimento antes dos impostos, esse é calculado através da fórmula:

$$RAI = RE_{liq} - A - J \quad (3.15)$$

Quanto aos impostos, esses são calculados tendo em conta a taxa de imposto de renda (Ta.IR) e multiplicando com o rendimento antes dos impostos, obtendo:

$$I = Ta.IR \times RAI \quad (3.16)$$

Obtido o rendimento antes dos impostos e os impostos, torna-se possível o cálculo do resultado líquido (R_{liq}) através da fórmula:

$$R_{liq} = RAI - I \quad (3.17)$$

É agora possível ser feito o cálculo do cash-flow global do sistema (CFG), utilizando a seguinte fórmula:

$$CFG = RL + A - RD \quad (3.18)$$

Tabela 3-17: Mapa financeiro associado ao Cash-flow global do sistema

Sigla	Termo	0	1	2	3	4	5	6	7			
A	Amortização		7402822,16	7402822,16	7402822,16	7402822,16	7402822,16	7402822,16	7402822,16			
RAI	Resultado antes de imposto		5843802,05	5771565,62	5712488,30	5667309,06	5636820,44	5621872,25	5623375,57			
I	Imposto		1753140,62	1731469,69	1713746,49	1700192,72	1691046,13	1686561,67	1687012,67			
RL	Resultado líquido		4090661,44	4040095,93	3998741,81	3967116,34	3945774,31	3935310,57	3936362,90			
CFG	Cash-flow Geral	- 111042332,4	9272636,95	9066612,18	8858916,64	8649305,86	8437519,54	8223280,42	8006293,09			
Sigla	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
A	7402822,16	7402822,16	7402822,16	7402822,16	7402822,16	7402822,16	7402822,16	7402822,16	0	0	0	0
RAI	5642307,03	5679713,37	5736716,34	5814517,91	5914405,91	6037759,98	6186058,01	6360882,99	2468800,94	2426613,11	2384847,16	2343498,87
I	1692692,11	1703914,01	1721014,90	1744355,37	1774321,77	1811327,99	1855817,40	1908264,90	740640,28	727983,93	715454,15	703049,66
RL	3949614,92	3975799,36	4015701,44	4070162,54	4140084,14	4226431,99	4330240,61	4452618,09	1728160,66	1698629,18	1669393,01	1640449,21
CFG	7786242,67	7562793,50	7335587,62	7104243,20	6868352,89	6627482,01	6381166,58	2797104,25	1728160,66	1698629,18	1669393,01	1640449,21
Sigla	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RAI	2302564,06	2262038,60	2221918,39	2182199,39	2142877,57	2103948,98	2065409,67	2027255,75	1989483,37	1952088,72	1915068,01	

I	69076 9,22	67861 1,58	66657 5,52	65465 9,82	64286 3,27	63118 4,69	61962 2,90	60817 6,73	59684 5,01	58562 6,62	57452 0,40
RL	16117 94,84	15834 27,02	15553 42,88	15275 39,57	15000 14,30	14727 64,28	14457 86,77	14190 79,03	13926 38,36	13664 62,10	13405 47,61
CFG	16117 94,84	15834 27,02	15553 42,88	15275 39,57	15000 14,30	14727 64,28	14457 86,77	14190 79,03	13926 38,36	13664 62,10	13405 47,61

Obtido o cash-flow global, calcula-se o cash flow atualizado (CFA) através da fórmula:

$$CFA = \frac{CFG}{(1+Ta.DR)^n} \quad (3.19)$$

E para terminar o cálculo do cash-flow acumulado (CFAc), através da fórmula:

$$CFAc = CFA_n + CFA_{n-1} \quad (3.20)$$

Tabela 3-18: Mapa financeiro de Cash-flow atualizado e acumulado do sistema

Sigla	Termo	0	1	2	3	4	5	6	7			
CFA	Cash Flow Atualizado	- 1110423 32,41	8569904 ,76	7744448 ,89	6993568 ,50	6310622 ,65	5689557 ,46	5124854 ,45	4611483 ,50			
CFAcu	Cash Flow Acumulado	- 1110423 32,41	- 1024724 27,65	- 9472797 8,76	- 8773441 0,26	- 8142378 7,61	- 7573423 0,15	- 7060937 5,70	- 6599789 2,20			
Sigla	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
CFA	41448 59,84	37208 04,87	33355 10,41	29855 06,02	26676 29,26	23789 98,49	21169 88,17	85762 9,56	48972 0,11	44487 2,08	40408 0,50	36698 2,06
CFAcu	- 61853 032,3 6	- 58132 227,4 9	- 54796 717,0 8	- 51811 211,0 5	- 49143 581,8 0	- 46764 583,3 0	- 44647 595,1 3	- 43789 965,5 7	- 43300 245,4 6	- 42855 373,3 8	- 42451 292,8 8	- 42084 310,8 2
Sigla	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
CFA	33324 5,69	30256 9,80	27467 9,60	24932 4,80	22627 7,38	20532 9,68	18629 2,54	16899 3,71	15327 6,32	13899 7,51	12602 7,24	
CFAcu	- 41751 065,12	- 41448 495,33	- 41173 815,72	- 40924 490,93	- 40698 213,55	- 40492 883,87	- 40306 591,33	- 40137 597,62	- 39984 321,31	- 39845 323,79	- 39719 296,56	

4. Resultados

Neste capítulo vão ser apresentados os resultados do capítulo 3, obtidos através do dimensionamento do projeto e do cálculo da viabilidade económica do mesmo.

Na seção 4.1 são apresentados os resultados do dimensionamento efetuados para o mês típico com maior excedência de DNI, ou seja, o mês de Julho, obtido pelo SAM. Tendo em conta o facto deste dimensionamento ser efetuado num mês onde o excedente de DNI é suficiente de forma a que a central funcione sem necessitar de back-up a gaseificação de biomassa, esta seção não contém resultados referentes à gaseificação referente ao mês de Julho. No entanto, de modo a apresentar resultados face à gaseificação, foram realizados alguns resultados para o mês de Setembro.

Na seção 4.2 são apresentados os resultados anuais do sistema obtidos pelo SAM, indicando a quantidade anual de biomassa necessária para o sistema funcionar com o back-up.

Na seção 4.3 são apresentados os custos financeiros do projeto, juntamente com os indicadores económicos do mesmo.

Para terminar, na seção 4.4 são apresentados os resultados do estudo de viabilidade económica da central CSP com back-up a gaseificação de biomassa.

4.1. Valores obtidos do SAM relativos ao mês de Julho

4.1.1. Valores obtidos desde a energia térmica incidente nos heliostatos até á energia de saída do recetor.

No gráfico 4-1 abaixo exposto apresenta as energias incidentes no campo solar, juntamente com as suas respetivas conversões energéticas para a formação de energia térmica. É assim possível verificar a energia térmica incidente na totalidade dos heliostatos presentes no campo solar, no período das 5 às 19 horas do dia, sendo que é de notar as perdas a qual a energia está sujeito no trajeto até incidir no recetor (apenas 65% da energia inicial incide no recetor). O pico de energia térmica é atingido às 13 horas, com um valor de 152 MW.

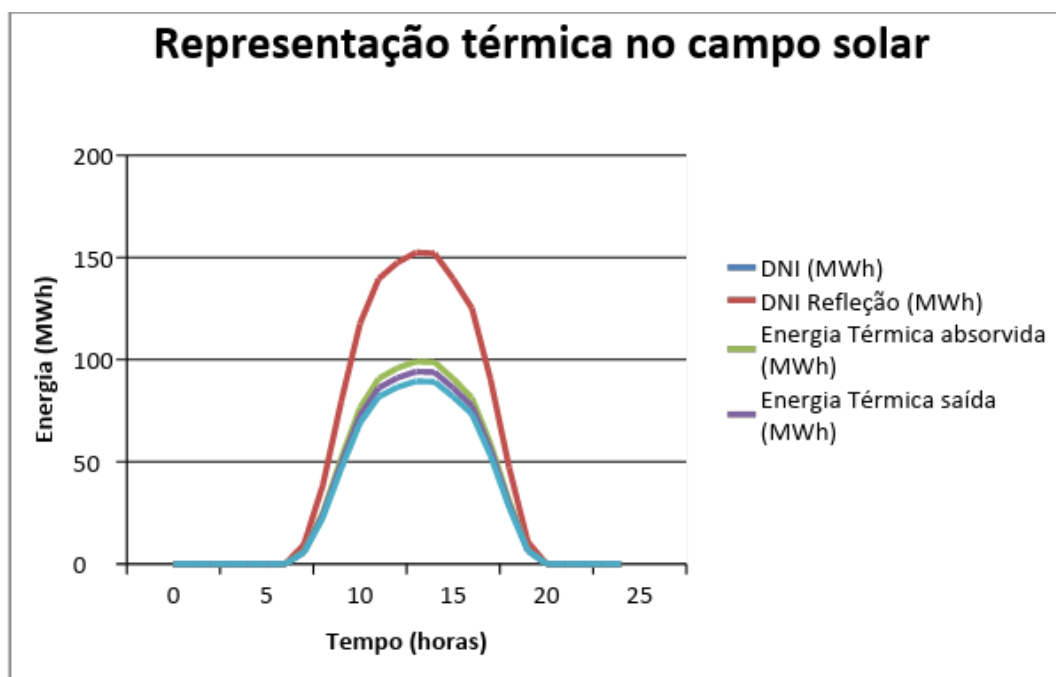


Gráfico 4-1: Representação térmica no campo solar

4.1.2. Valores obtidos desde a saída do recetor até a entrada do bloco de potência

O gráfico 4-2 apresenta a energia térmica à saída do recetor, energia está encaminhada para o armazenamento térmico, bem como a energia térmica que o bloco de potência recebe e a energia elétrica bruta gerada no processo de conversão de energia térmica para energia elétrica bruta. Esta imagem pode assim demonstrar a energia excedentária utilizada pelo armazenamento, bem como o

horário de funcionamento do bloco de potência consoante as condições de funcionamento do sistema definidas anteriormente. De notar que o total de energia excedentária regista é de 386,7MWh e que o rendimento do processo de conversão térmico elétrico é de, aproximadamente, 41%, considerando o valor padrão adotado pelo SAM.

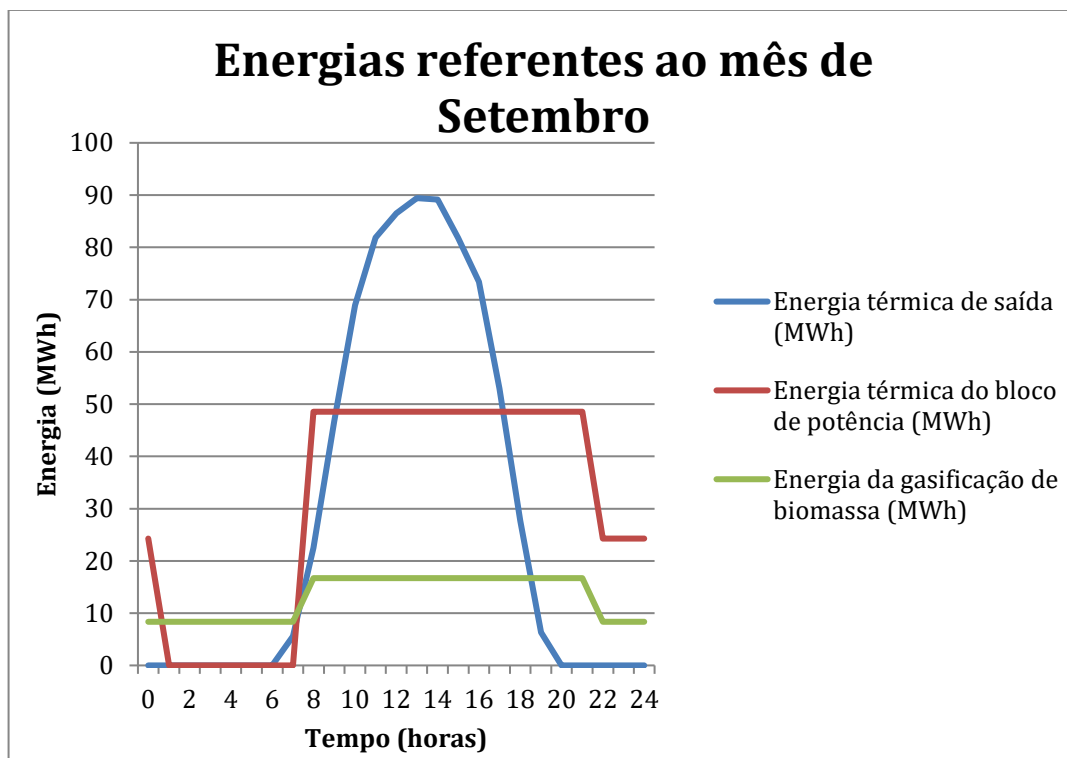


Gráfico 4-2: Representação da energia de saída do recetor e entrada no bloco de potência

4.1.3. Valores obtidos da energia elétrica disponível até a energia elétrica injetada na rede

O gráfico 4-3 apresenta os dados relativos à energia elétrica disponível, tendo em conta as perdas elétricas decorrentes do sistema, incluindo os consumos, bem como a energia elétrica a ser injetada na rede elétrica. Deste modo, é possível notar qual a percentagem de perdas atingida antes da energia ser injetada na rede que, observando a figura, é de aproximadamente 4%, o que revela uma injeção de 96% da energia na rede elétrica por parte do sistema.

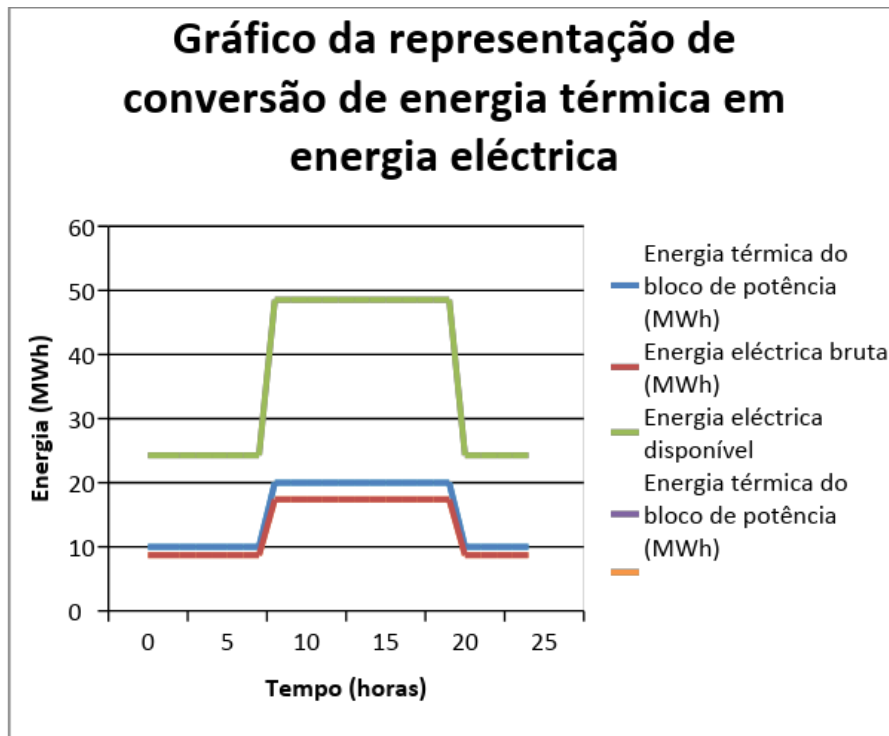


Gráfico 4-3: Representação da conversão de energia térmica em energia eléctrica

4.1.4. Dados de mês com consumo de biomassa

O gráfico 4-4 representa um pequeno balanço energético da energia gerada no mês de Setembro, de forma a demonstrar a integração de um sistema back-up de produção de energia a partir da gaseificação da biomassa. É possível verificar nesta figura a energia térmica de saída do recetor equivale a 946,61MWht, o que equivale ao conjunto da energia térmica solar com a energia do back-up a gasificação de biomassa, que atinge os 170 MWht, e que a energia excedente atinge os 556,61MWht, novamente tendo em conta o rendimento do processo de conversão térmico eléctrico de 41% adotado pelo SAM.

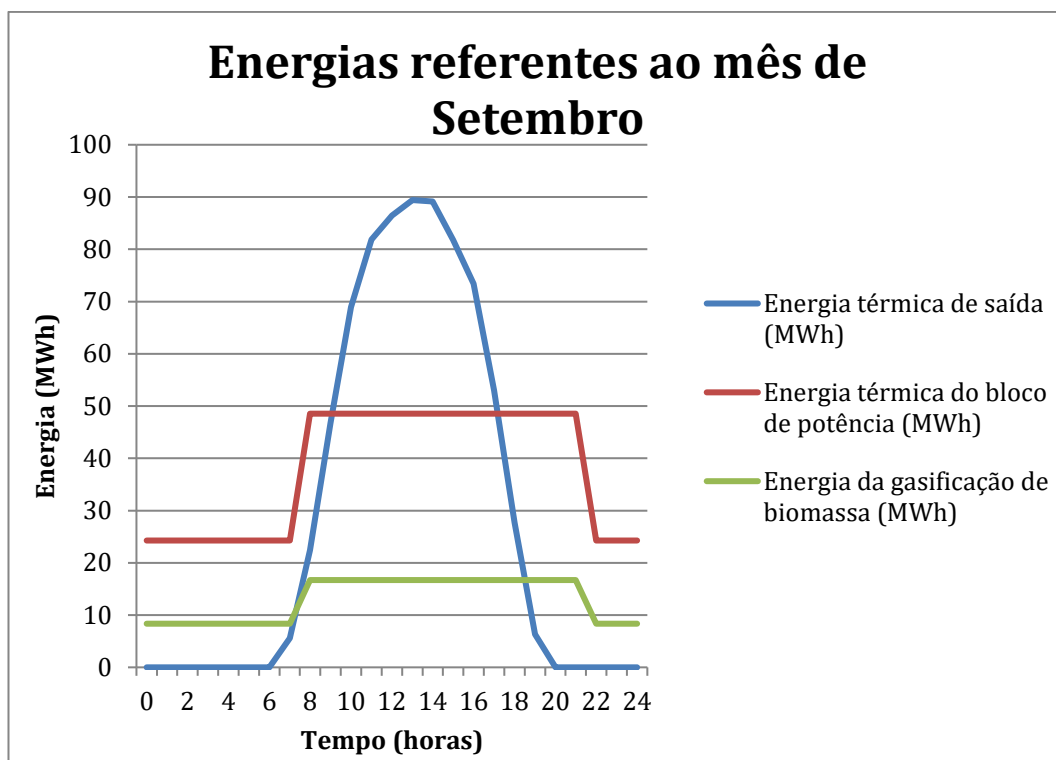


Gráfico 4-4: Produção de energia referente ao mês de Setembro

4.1.5. Resultado anual do sistema e perdas decorrentes

O gráfico 4-5 permite observar o resultado do processo de conversão da energia, bem como ter a noção do sentido geral do sistema e das suas respectivas perdas, através da apresentação de dados referentes à energia térmica total incidente no campo solar até à energia elétrica injetada na rede.

Anualmente, a energia térmica incidente no campo solar atinge os 456,86GWh, sendo que a saída do recetor se atinge os 268GWh, o que equivale a 58,66% do incidente no campo solar, devido a perdas no campo solar e no recetor. A essa energia se juntam 83,91GWh correspondentes ao back-up por gaseificação de biomassa, totalizando 369,05GWh que são recebidos no bloco de potência. Destes, 248,46GWh equivalem a perdas na turbina, pelo que 120,59GWh é o resultado da energia elétrica bruta gerada. Contabilizando as perdas parasitas no valor de 2,24GWh, a energia disponível para injeção na rede é de 102,96GWh, o que possibilita uma afirmação de que o rendimento global do sistema é de 20,57%

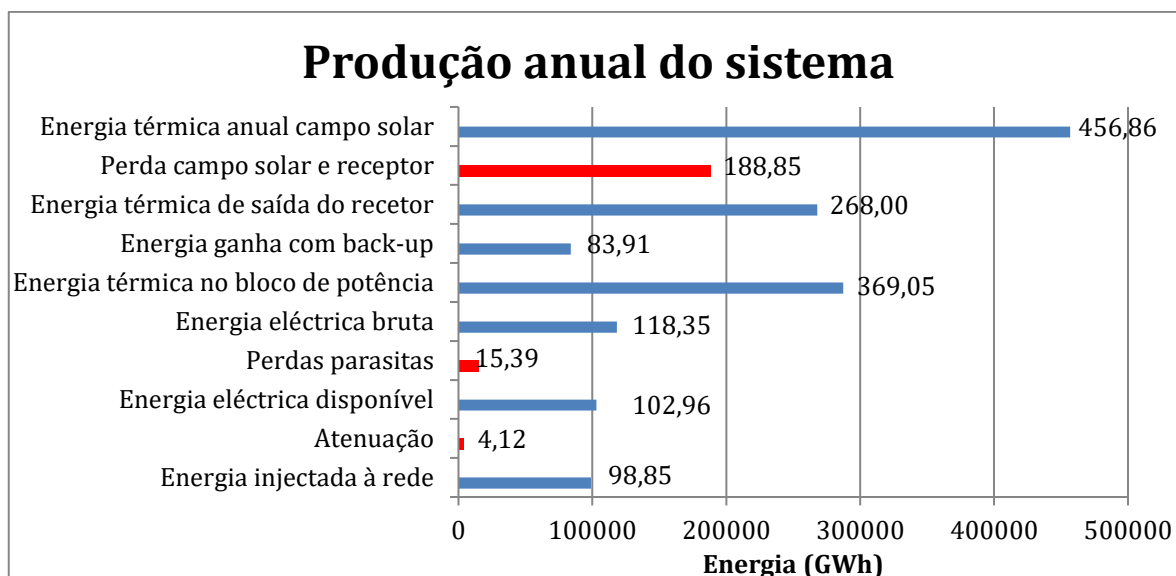


Gráfico 4-5: Resumo da produção anual do sistema

Tendo em conta os consumos elétricos da rede, o valor anual de energia injetada na rede é de 98,85GWh.

4.2. Resultado do dimensionamento do sistema back-up

O gráfico 4-6 apresentada a quantidade, em toneladas, de madeira utilizada em cada mês para que o sistema back-up produza a energia térmica suficiente para o sistema funcionar em caso de ausência de DNI e de armazenamento.

De notar os meses de maior consumo de biomassa são os meses de Janeiro e Dezembro, ou seja, os meses com menor DNI, e que nos meses de Junho, Julho e Agosto não existe consumo de biomassa, visto existir DNI suficiente para manter o sistema funcional durante 24 horas por dia.

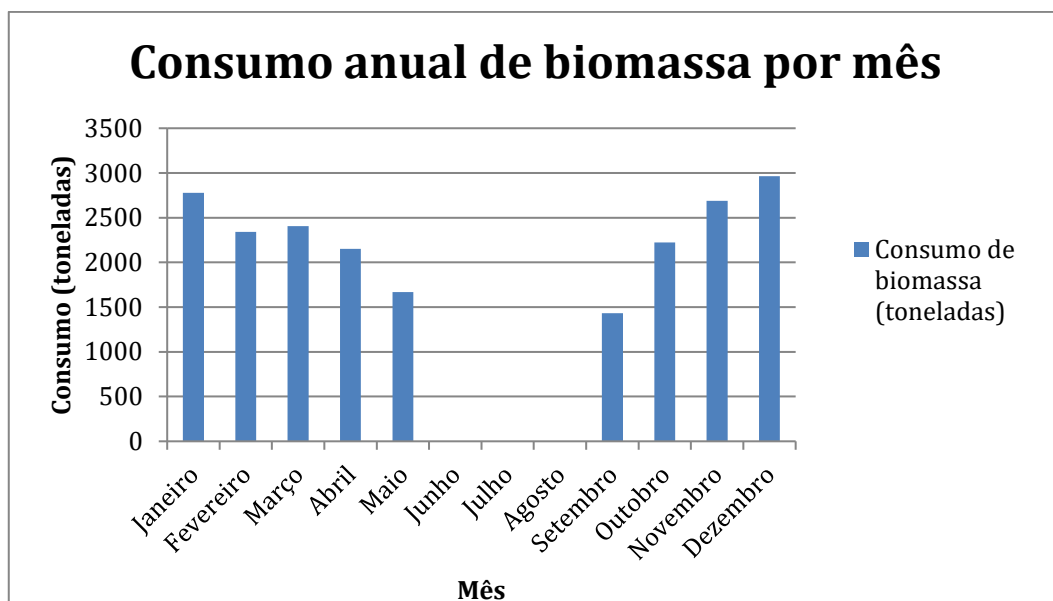


Gráfico 4-6: Consumo de biomassa por mês num ano

4.3. Resultados do estudo de viabilidade económica

Este estudo foi feito através do cálculo dos custos e principais indicadores económicos, bem como a construção de diferentes mapas económicos.

A tabela 4-1 apresenta os resultados relativos aos custos diretos associados ao sistema dimensionado, onde é possível verificar que o maior custo é apresentado pelos helióstatos. É ainda possível de notar que a dificuldade de o sistema ser rentável é elevada em conta o seu custo direto total elevado.

Tabela 4-1: Custos diretos associados ao sistema

Custos diretos	Preços (€)
Preparação do local	2515657
Helióstatos	24318017
Balanço da Central	5823520
Bloco de potência	18840800
Armazenamento	9977475,7
Sistema de gaseificação	22937818
Custo total da torre	24046214
Custo total do recetor	70169947
Contingência	10898414
Custo direto total	189527863

Relativamente aos custos indiretos totais, a tabela 4-2 apresenta todos os custos associados, sendo possível notar a diferença de valores relativamente aos custos diretos totais, como seria de esperar.

Tabela 4-2: Custos indiretos associados ao sistema

Elementos	Custos (€)
EPC e custos do proprietário	21656706
Total de custos fixos	4236494,5
Imposto de vendas totais	6663601,8
Custo indireto total	32556802

Na tabela 4-3 é apresentado o custo total do projeto, bem como o custo total da instalação por capacidade.

Tabela 4-3: Custo total da torre central com back-up a gaseificação de biomassa

Elementos	Custos (€)
Custo Direto Total	189527863
Custo Indireto Total	32556802
Custo Total da Instalação	222084665
Custo total da Instalação por capacidade	11104,23

4.3.1. Indicadores económicos

Na tabela 4-4 são apresentados os resultados para os indicadores económicos, VAL, TIR e PRI, calculados no sistema com backup a gaseificação de biomassa.

De notar o facto de o sistema apresentar um VAL negativo, o que implica que o sistema não é rentável no prazo de vida útil estudado. Como tal, é possível concluir que, dados os preços da energia aplicados em Portugal, não seria rentável a construção de um sistema de torre central com back-up a gaseificação de biomassa. De referir que o TIR não foi avaliado tendo em conta que terminando o prazo da tarifa bonificada a central daria prejuízo e o PRI não foi avaliado tendo em conta que não haveria retorno do investimento.

Tabela 4-4: Indicadores Económicos do sistema

Indicador económico	Valores
VAL	-3734080,92 €
TIR	Não Avaliado
PRI	Não Avaliado

5. Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as conclusões finais retiradas da realização da dissertação, tendo em conta os resultados obtidos através das análises realizadas ao dimensionamento do sistema.

5.1. Conclusões

No decorrer desta dissertação foi elaborado um estudo relativamente à viabilidade de um sistema CSP com back-up a gaseificação de biomassa, tanto a nível técnico como a nível económico. Como tal, foi feita uma análise relativa a todos os elementos constituintes do sistema CSP, juntamente com o sistema back-up de gaseificação, bem como feita uma interligação entre todos os processos decorrentes do sistema. No decorrer de todos estes processos, foi utilizado o software SAM de forma a obter resultados credíveis e possibilitar o dimensionamento do sistema.

Relativamente aos valores anuais, os dados referem uma produção anual de 98,85GWh de energia entregue à rede, num total de 456,86GWh provenientes da energia térmica solar e gaseificação da biomassa, o que indica um rendimento de aproximadamente 19,04% do sistema. De forma a obter estes resultados é necessário um consumo anual de 20651,13 toneladas de madeira seca de forma a se obter estes resultados que, caso não se incluía a gaseificação de biomassa, o sistema passa a ter um rendimento de 12,43% tendo no entanto uma produção anual de 54,66GWh de energia entregue à rede.

A nível económico, este estudo apresentou-se bastante negativo, sendo que os indicadores económicos foram bastante negativos, obtendo um VAL de -3734080,92€, indicando assim que o sistema não é rentável tendo em conta os preços da energia praticados em Portugal, juntamente com a tarifa bonificada. Tal é demonstrado de uma maneira mais visível ao verificar que, terminando o prazo da tarifa bonificada, a central começa a dar prejuízo visto que o preço da energia não cobre os custos associados à central.

Tendo em contas estes resultados, é possível afirmar que o investimento num sistema CSP com back-up a gaseificação de biomassa de 20MW, em Faro, Portugal, não é viável a nível económico. De forma a que um investimento desta dimensão pode-se ter rendimento seria necessário aplicar preços mais elevados na venda da energia, após o prazo da tarifa bonificada terminar, ou reduzir a nível de custos.

Quanto à prática de preços mais elevados na venda de energia, tendo em conta o estado do mercado da mesma, esta prática seria insuportável tendo em conta o facto de que existe em mercado energia com preços mais acessíveis e, como é óbvio, ninguém tem interesse no mais caro. Como tal, de forma a combater que os preços elevados caiam sobre os consumidores, teria de ser o Governo a aplicar novas tarifas ou a dar continuidade à tarifa bonificada, pelo menos até que o investimento

obtenha retorno. Obtendo retorno, o Governo deixaria de financiar a tarifa extra aplicada e passaria a existir em mercado energia com menor pegada de carbono.

Quando à redução de custos, essa torna-se mais complicada. Seria possível a redução de custos quanto à aquisição da biomassa, sendo possível negociar preços com quantidades mais elevadas da mesma, e possivelmente reduzir custos noutras áreas, porém seria difícil de afirmar se esta redução de custos iria afetar o rendimento o suficiente para que, após 30 anos, o investimento pode-se ter retorno. Como tal, um financiamento de parte do projeto por parte do Governo poderia trazer bastantes benefícios para que o retorno fosse suficiente.

6. Bibliografía

- [1] Gonçalves, José Teixeira, Cristina Inês Camus, and Stanimir Stoyanov Valtchev. "Solar Thermoelectric System with Biomass Back-up." Doctoral Conference on Computing, Electrical and Industrial Systems. Springer, Cham, 2017.
- [2] "Guanaraba.info", "Energia solar concentrada gemasolar 24 horas de fornecimento ininterrupto". [Online]. Available: <http://www.guanabara.info/2012/01/energia-solar-concentrada-gemasolar-24-horas-de-fornecimento-ininterrupto/>.
- [3] Velho, M, "Energia solar é a renovável mais barata do mundo", 2016. [Online]. Available: <https://www.dinheirovivo.pt/economia/energia-solar-e-a-renovavel-mais-barata-do-mundo/>.
- [4] A. Miller and B. Lumby, Utility Scale Solar Power Plants: A Guide For Developers and Investors. International Finance Corporation. 2012. [Online]. Available: http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/publications/publications_handbook_solarpowerplants.
- [5] Queirós, Ana Isabel da Silva Barbosa. "Produção de Metanol a partir de Biomassa Vegetal: Um novo processo integrado." (2013). [Online]. Available: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/66820/1/000136265.pdf>, 1-66
- [6] J. Bjorn, H. Abraham, H. S. Víctor, L. M. Gonzalo, S. P. Manuel, S. G. Silvia, P. H. Guadalupe, and J. C. María, "Estudio Sectorial. Vigilancia Tecnológica. Electricidad Termosolar." [Online]. Available: <http://www.solarconcentra.org/wp-content/uploads/2017/06/electricidad-termosolar.pdf>.
- [7] "Energia Heliotérmica", "Como funciona?". [Online]. Available: <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/energia-heliotermica/como-funciona>.
- [8] M. Li and J. Dong, "Modeling and simulation of solar Dish-Stirling systems," Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC, 2012. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/mostRecentIssue.jsp?punumber=6304951>.
- [9] "TorresolEnergy", "Gemasolar". [Online]. Available: <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/gemasolar-plant/en>.
- [10] Wagner, Michael J., Sanford A. Klein, and Douglas T. Reindl. "Simulation of Utility-Scale Central Receiver System Power Plants." ASME 2009 3rd International Conference on Energy Sustainability collocated with the Heat Transfer and InterPACK09 Conferences. American Society of Mechanical Engineers, 2009.
- [11] "ABENGOA SOLAR", "Galeria". [Online]. Available: <http://www.abengoasolar.com/web/es/multimedia/>.
- [12] Villeda, Gabriel, Castañeda, Alejandro, Vega, José T, & Pineda, Jorge. (2011). Seguidor Solar de Dos Ejes para un Horno Solar. Información tecnológica, 22(2). [Online]. Available: <https://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642011000200011>, 95-106

- [13] Fang, Jiabin, et al. "A calculation method for evaluating thermal loss of solar cavity receiver." Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific. IEEE, 2009. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4918034/>.
- [14] Heras Martín, Jorge. Diseño y análisis de una planta termosolar de torre central con configuraciones de único o doble receptor operando con sales fundidas. MS thesis. 2012. [Online]. Available: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/16655>.
- [15] Castro, Rui MG. "Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à cogeração." (2009). [Online]. Available: http://www.marioloureiro.net/tecnica/cog-geracao/Cogeracao_ed2p0.pdf.
- [16] Luiz, André & Gallego, Antonio. (2015). "Análise Termodinâmica de Sistemas de Geração do tipo Rankine Orgânico acoplados a Concentradores Solares" .[Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/311678476_Analise_Termodinamica_de_Sistemas_de_Geracao_do_tipo_Rankine_Organico_acoplados_a_Concentradores_Solares.
- [17] Skoulou, V., et al. "Syngas production from olive tree cuttings and olive kernels in a downdraft fixed-bed gasifier." *International journal of hydrogen energy* 33.4 (2008): 1185-1194.
- [18] "Portal Energia", "O que é a energia da Biomassa?". [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/o-que-e-energia-biomassa/>.
- [19] McKendry, Peter. "Energy production from biomass (part 1): overview of biomass." *Bioresourcetechnology* 83.1 (2002): 37-46.
- [20] United States Biomass Energy Resource Centre. "Carbon dioxide and biomass energy". Vermont: United States Biomass Energy Resource Centre; 2007
- [21] "Celulose Online", "Produção de lenha e carvão diminui pressão sobre as florestas", 2015. [Online]. Available: <http://celuloseonline.com.br/producao-de-lenha-e-carvao-diminui-pressao-sobre-as-florestas/>.
- [22] "Energias Alternativas", "Biomassa". [Online]. Available: <http://energiasalternativas.webnode.com.pt/energias-renovaveis/biomassa/>.
- [23] Lv, Pengmei, et al. "Bio-syngas production from biomass catalytic gasification." *Energy Conversion and Management* 48.4 (2007): 1132-1139.
- [24] Jens, Rostrup-nielsen. *Concepts in syngas manufacture*. Vol. 10. WorldScientific, 2011.
- [25] Asadullah, Mohammad, et al. "Biomass gasification to hydrogen and syngas at low temperature: novel catalytic system using fluidized-bed reactor." *Journal of Catalysis* 208.2 (2002): 255-259.
- [26] Tilay, Ashwini, et al. "Gasification of canola meal and factors affecting gasification process." *BioEnergy Research* 7.4 (2014): 1131-1143.
- [27] U.S. Department of Energy National Energy Technology Laboratory. Current worldwide synthesis gas production. Available: <http://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasification-plant-databases/current-world>.

- [28]Ciferno, Jared P., and John J. Marano. "Benchmarking biomass gasification technologies for fuels, chemicals and hydrogen production." *US Department of Energy. National Energy Technology Laboratory* (2002).
- [29] Peres, Ana Paula G., B. H. Lunelli, and R. M. Filho. "Application of biomass to hydrogen and syngas production." *Chemical Engineering Transactions* (2013).
- [30]Owais, Nooruddin. "Simulation and optimization of IGCC technique for power generation and hydrogen production by using lignite Thar coal and cotton stalk." (2012).
- [31] Luo, Siyi, et al. "Hydrogen-rich gas from catalytic steam gasification of biomass in a fixed bed reactor: influence of particle size on gasification performance." *International Journal of Hydrogen Energy* 34.3 (2009): 1260-1264.
- [32]Srirangan, Kajan, et al. "Towards sustainable production of clean energy carriers from biomass resources." *Applied energy* 100 (2012): 172-186.
- [33] "Instituto Nacional de Educação Ambiental" (INEAM), "Energia será extraída do lixo no vale do Paranapanema". [Online]. Available: <http://ineam.com.br/energia-sera-extraida-do-lixo-no-vale-do-paranapanema/>.
- [34] Lora, Electo Eduardo Silva, et al. "Gaseificação e pirólise para a conversão da biomassa em eletricidade e biocombustíveis." *Biocombustíveis* 1 (2012): 411-498. [Online]. Available: <http://www.nest.unifei.edu.br/english/pags/downloads/files/Biocombustiveis-Cap06.pdf>, 1-88
- [35] Pfeifer, Christoph, Stefan Koppatz, and Hermann Hofbauer. "Steam gasification of various feedstocks at a dual fluidised bed gasifier: Impacts of operation conditions and bed materials." *Biomass Conversion and Biorefinery* 1.1 (2011): 39-53.
- [36]Erakhrumen, Andrew Agbontalor. "Biomass gasification: documented information for adoption/adaptation and further improvements toward sustainable utilisation of renewable natural resources." *ISRN Renewable Energy 2012* (2012).
- [37]Warnecke, Ragnar. "Gasification of biomass: comparison of fixed bed and fluidized bed gasifier." *Biomass and bioenergy* 18.6 (2000): 489-497.
- [38]Alauddin, Zainal Alimuddin Bin Zainal, et al. "Gasification of lignocellulosic biomass in fluidized beds for renewable energy development: A review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14.9 (2010): 2852-2862.
- [39] Yassin, Liban, et al. "Techno-economic performance of energy-from-waste fluidized bed combustion and gasification processes in the UK context." *Chemical Engineering Journal* 146.3 (2009): 315-327.
- [40]Lv, Pengmei, et al. "Hydrogen-rich gas production from biomass air and oxygen/steam gasification in a downdraft gasifier." *Renewable Energy* 32.13 (2007): 2173-2185.
- [41] Chang, Alex CC, et al. "Biomass gasification for hydrogen production." *International Journal of Hydrogen Energy* 36.21 (2011): 14252-14260.
- [42]Eustáquio, João Vasco Cegonho de Sousa. "Simulação e análise do comportamento do campo de helióstatos de uma central de concentração solar termoeletrica de receptor central."

(2012). [Online]. Available: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/63344/1/000149684.pdf>

- [43] Li, Jianfen, et al. "Hydrogen-rich gas production by steam gasification of palm oil wastes over supported tri-metallic catalyst." *International Journal of Hydrogen Energy* 34.22 (2009): 9108-9115.
- [44] Wongsiriamnuay, Thanasit, Nattakarn Kannang, and Nakorn Tippayawong. "Effect of operating conditions on catalytic gasification of bamboo in a fluidized bed." *International Journal of Chemical Engineering* 2013 (2013).
- [45] Gil, Javier, et al. "Biomass gasification in atmospheric and bubbling fluidized bed: effect of the type of gasifying agent on the product distribution." *Biomass and Bioenergy* 17.5 (1999): 389-403.
- [46] Inayat, Abrar, et al. "Biomass steam gasification with in-situ CO₂ capture for enriched hydrogen gas production: a reaction kinetics modelling approach." *Energies* 3.8 (2010): 1472-1484.
- [47] Rapagna, Sergio, and Ajmal Latif. "Steam gasification of almond shells in a fluidised bed reactor: the influence of temperature and particle size on product yield and distribution." *Biomass and Bioenergy* 12.4 (1997): 281-288.
- [48] Lv, P. M., et al. "An experimental study on biomass air–steam gasification in a fluidized bed." *Bioresourcetechology* 95.1 (2004): 95-101.
- [49] Skoulou, V., et al. "Process characteristics and products of olive kernel high temperature steam gasification (HTSG)." *Bioresource technology* 100.8 (2009): 2444-2451.
- [50] Mohammed, M. A. A., et al. "Air gasification of empty fruit bunch for hydrogen-rich gas production in a fluidized-bed reactor." *Energy Conversion and Management* 52.2 (2011): 1555-1561.
- [51] Mahishi, Madhukar R., and D. Y. Goswami. "An experimental study of hydrogen production by gasification of biomass in the presence of a CO₂ sorbent." *International Journal of Hydrogen Energy* 32.14 (2007): 2803-2808.
- [52] Shen, Laihong, Yang Gao, and Jun Xiao. "Simulation of hydrogen production from biomass gasification in interconnected fluidized beds." *Biomass and Bioenergy* 32.2 (2008): 120-127.
- [53] Wu, Chunfei, et al. "Catalytic steam gasification of biomass for a sustainable hydrogen future: Influence of catalyst composition." *Waste and Biomass Valorization* 5.2 (2014): 175-180.
- [54] C. S. Turchi and G. a Heath, "Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model (SAM)," no. February, pp. 1–53, 2013.
- [55] "System Advisor Model (SAM) |." [Online]. Available: <https://sam.nrel.gov/>.
- [56] Larson, Eric D. "Biomass gasification systems for electric power, cogeneration, liquid fuels, and hydrogen." *GCEP Biomass Energy Workshop, Stanford University*. 2004.

- [57]Ojarinta, Petteri. "Wood as fuel and combustion technology." *North Karelia University of Applied Sciences, Northern Wood Heat - E-learning course.*