



## **Estudo comparativo de centrais fotovoltaicas com módulos bifaciais em estrutura fixa e estrutura tracker (E-O)**

**RODRIGO ROQUE FERNANDES**  
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica, no Ramo de Energia

Orientadora:  
Doutora Cristina Inês Camus

Júri: (Arial 11 p)  
Presidente: Grau e Nome (Arial 10 p)  
Vogais:

Grau e Nome (Arial 10 p)  
Grau e Nome (Arial 10 p)  
Grau e Nome (Arial 10 p)  
Grau e Nome (Arial 10 p)



# **Estudo comparativo de centrais fotovoltaicas com módulos bifaciais em estrutura fixa e estrutura tracker (E-O)**

**RODRIGO ROQUE FERNANDES**  
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica, no Ramo de Energia

Orientadora:

Doutora Cristina Inês Camus,  
Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Politécnico de Lisboa

Júri: (Arial 11 p)

Presidente: Grau Nome, Afiliação (Arial 10 p)

Vogais:

Grau Nome, Afiliação (Arial 10 p)

Grau Nome, Afiliação (Arial 10 p)

Grau Nome, Afiliação (Arial 10 p)

Grau Nome, Afiliação (Arial 10 p)



# Agradecimentos

A realização deste trabalho final de Mestrado não teria sido possível sem o apoio e contribuição de várias pessoas, às quais manifesto o meu grande agradecimento.

À professora Cristina Camus, pela sua orientação, colaboração, pela constante disponibilidade e paciência ao longo de todo o processo. Todo o seu conhecimento, sugestões e dicas foram fundamentais para a elaboração deste trabalho.

À instituição que me acolheu nos últimos anos, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa e ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação, por me terem recebido e transmitido todo o conhecimento que levo daqui para a frente.

À Hyperion Renewables, agradeço a oportunidade de desenvolver este trabalho, bem como toda a disponibilidade, apoio e partilha de conhecimento. O acesso aos dados e às condições disponibilizadas foram fundamentais para a concretização deste estudo.

À minha família, em especial aos meus pais e ao meu irmão, agradeço todo o apoio incondicional, a paciência, a confiança e a motivação constante que sempre me transmitiram. A todos, um Obrigado.



# Declaração de integridade

Declaro que esta(e) dissertação / trabalho de projeto / relatório de estágio é o resultado da minha investigação pessoal e independente. O seu conteúdo é original e todas as fontes listadas nas referências bibliográficas foram consultadas e estão devidamente mencionadas no texto. Mais declaro que todas as referências científicas e técnicas relevantes para o desenvolvimento do trabalho estão devidamente citadas e constam das referências bibliográficas.

O autor

---

Lisboa, 28 de Setembro de 2025



# **Estudo comparativo de centrais fotovoltaicas com módulos bifaciais em estrutura fixa e estrutura tracker (E-O)**

## **RESUMO**

O presente estudo realiza uma análise comparativa de duas centrais fotovoltaicas localizadas na região de Grândola, ambas equipadas com módulos bifaciais Longi de 550 W, mas com diferentes configurações estruturais, uma com estrutura fixa (7,24 MWp, 13.160 módulos) e outra com trackers Este-Oeste (4,8 MWp, 8.736 módulos).

A metodologia integra a simulação do desempenho energético através do software PVSyst, fazendo a caracterização técnica dos módulos e inversores, definição de strings, orientação e tipo de estrutura, bem como modelação das perdas do sistema (térmicas, óhmicas, LID, sujidade e degradação). A análise incluiu indicadores de performance como a produção anual estimada, Performance Ratio (PR), LCOE, Valor Atual Líquido (VAL) e Taxa Interna de Rentabilidade (TIR).

Os resultados evidenciam que a produção real da central fixa foi de 6.811 MWh/ano, enquanto a central com tracker registou 5.064 MWh/ano, valores abaixo das estimativas de simulação. No entanto, a produtividade específica favoreceu o tracker (1.266 MWh/MW face a 1.135 MWh/MW da estrutura fixa), confirmando maior eficiência por unidade de potência instalada. Também ao nível económico o tracker demonstrou vantagem, com um LCOE real de 52,14 €/MWh, inferior ao da estrutura fixa (54,05 €/MWh). Verificou-se que o projeto com estrutura tracker obteve um VAL de -62.694 €, ao passo que a instalação com estrutura fixa apresentou um VAL de -294.516 €. No que respeita à TIR, o sistema com trackers alcançou um valor superior (3,8% face a 3,5%), o que reforça a sua maior atratividade económica relativa.

Conclui-se, assim, que os trackers proporcionam maior eficiência energética e competitividade económica por MW instalado, representando a solução mais vantajosa para projetos futuros. Recomenda-se, ainda, que investigações subsequentes explorem a integração de sistemas de armazenamento e a hibridização com parques eólicos, de forma a otimizar a produção, reduzir a variabilidade e potenciar a rentabilidade ao longo da vida útil das centrais.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica, trackers, LCOE, rentabilidade.



# Comparative Study of Photovoltaic Power Plants with Bifacial Modules Using Fixed Structures and Single-Axis (E-W) Tracking Systems

## ABSTRACT

The present Master's final project presents a comparative analysis of two photovoltaic power plants located in the Grândola region, both equipped with Longi 550 W bifacial modules but with different structural configurations: one with a fixed structure (7,24 MWp, 13.160 modules) and the other with East–West trackers (4,8 MWp, 8.736 modules).

The methodology integrates energy performance simulation using the PVSyst software, including the technical characterization of modules and inverters, string definition, orientation and type of structure, as well as the modelling of system losses (thermal, ohmic, LID, soiling, and degradation). The analysis considered performance indicators such as annual energy yield, Performance Ratio (PR), Levelized Cost of Energy (LCOE), Net Present Value (NPV), and Internal Rate of Return (IRR).

The results show that the actual production of the fixed-structure plant was 6.811 MWh/year, while the tracker-based plant produced 5.064 MWh/year, both below the simulated estimates. However, the specific yield favored the tracker system (1.266 MWh/MW compared to 1.135 MWh/MW for the fixed structure), confirming greater efficiency per unit of installed capacity. From an economic perspective, the tracker also demonstrated an advantage, with a real LCOE of 52,14 €/MWh, lower than that of the fixed structure (54,05 €/MWh). Furthermore, the tracker project achieved an NPV of -62.694 €, whereas the fixed-structure plant presented a NPV of -294.516 €. Regarding IRR, the tracker system also achieved a higher value (3,8% vs. 3.5%), reinforcing its superior economic attractiveness.

In conclusion, solar trackers provide greater energy efficiency and economic competitiveness per installed MW, representing the most advantageous solution for future projects. It is also recommended that further research explore the integration of energy storage systems and the hybridization with wind farms, in order to optimize production, reduce variability, and enhance profitability throughout the lifetime of the plants.

Keywords: Photovoltaic energy, trackers, LCOE, profitability.



## Lista de Símbolos

$CF_0$	Investimento em $t=0$ e é definido por $CF_0 = - CAPEX$	
$CF_t$	Fluxo de caixa ano $t>0$	
$C_{inv}$	Custo de investimento	[€]
$C_{O\&M}$	Custos de operação e manutenção	[€]
$d$	Taxa de degradação	
$E_0$	Energia primeiro ano	[KWh]
$E(n)$	Energia após $n$ anos	[KWh]
$E_a$	Energia produzida	[KWh]
$E_{final}$	Energia entregue à rede	[Kwh]
$F_d$	Fator de visão do céu	
$G_b$	Componente direta da irradiância	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_d$	Componente difusa da irradiância	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_{POA}$	Irradiância no plano dos módulos	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_r$	Irradiância refletida pelo solo	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_{STC}$	Radiação de referência	[1000 W/m <sup>2</sup> ]
$I$	Corrente gerada pelo módulo	[A]
$I_0$	Corrente de saturação do diodo	[A]
$I_{ph}$	Corrente fotogerada	[A]
$I_{mpp}$	Corrente no ponto máx. potência	[A]
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito	[A]
$ka$	Fator de anuidade	
$k$	Constante de Boltzmann	[ $1,38 \times 10^{-23}$ J/K]
$Losses$	Perdas globais	
$m$	fator de idealidade	
$n$	número de anos de vida útil do projeto	
$P_{ac}(t)$	Potência em corrente alternada	[W]
$P_{dc}(t)$	Potência instantânea em DC	[W]
$P_{STC}$	Potência nominal do módulo em STC (1000 W/M <sup>2</sup> , 25°C)	[W]
$q$	Carga elementar do elétron	[ $1,602 \times 10^{-19}$ C]
$r$	Taxa de atualização	
$R_s$	Resistência série	[Ω]
$R_{sh}$	Resistência shunt (ou paralela)	[Ω]
$T_c$	Temperatura da célula	[°C]
$V$	Tensão de saída	[V]
$V_{mpp}$	Tensão no ponto de máx. potência	[V]

$V_{oc}$	Tensão circuito aberto	[V]
$V_t$	Tensão térmica	
$\Delta t$	Intervalo de tempo	[h]
$\theta$	Ângulo de incidência entre raios solares e a normal do plano dos módulos	[°]
$\eta_{inv}(t)$	Eficiência do inversor	[%]
$\eta(T_c)$	Eficiência corrigida pela temperatura	
$\eta(STC)$	Eficiência nominal em STC	[%]
$\rho$	Coeficiente de reflexão do solo	
$\gamma$	Coeficiente de temperatura da potência	[%/°C]

## Lista de Siglas e Acrónimos

AC	<i>Corrente alternada</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure (Custo de investimento de Capital)</i>
CCTV	<i>Closed-Circuit Television (Sistema videovigilância)</i>
DC	<i>Corrente contínua</i>
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i>
HJT	<i>Heterojunction Technology</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy (Custo nivelado de energia)</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MW	<i>MegaWatt</i>
MWh	<i>MegaWatt-hora</i>
MWp	<i>MegaWatt-pico</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure (Custos de operação e manutenção)</i>
PERC	<i>Passivated Emitter and Rear Contact</i>
PR	<i>Performance Ratio</i>
PS	<i>Posto de Seccionamento</i>
PT	<i>Posto de Transformação</i>
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
PVSyst	<i>Photovoltaic Systems</i>
QPI	<i>Quadro Proteção Inversores</i>
RESP	<i>Rede Elétrica de Serviço Público</i>
TIR	<i>Taxa Interna de Rentabilidade</i>
TMY	<i>Typical Meteorological Year</i>
TOPCon	<i>Tunnel Oxide Passivated Contact</i>
UPP	<i>Unidade de Pequena Produção</i>
VAL	<i>Valor Atual Líquido</i>



# Índice geral

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1 ENQUADRAMENTO .....	1
1.2 MOTIVAÇÃO .....	1
1.3 OBJETIVO .....	2
1.4 ESTRUTURA .....	2
<b>2. ESTADO DA ARTE</b> .....	<b>4</b>
2.1 EVOLUÇÃO DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA.....	4
2.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS MONOFACIAIS.....	5
2.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIAIS.....	6
2.4 ESTRUTURAS FIXAS VS TRACKERS .....	7
2.4.1 Estruturas fixas .....	8
2.4.2 Trackers.....	9
2.4.3 Eficiência sazonal e impacto da latitude.....	10
2.4.4 Análise de custos e impacto ambiental .....	11
2.4.5 Estudos relevantes.....	11
2.5 ESTADO ATUAL DA INVESTIGAÇÃO.....	11
2.6 IMPACTO ECONÓMICO E AMBIENTAL.....	13
<b>3. METODOLOGIA</b> .....	<b>14</b>
3.1 O QUE É UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA? .....	14
3.2 PVSYST.....	19
<b>4. CASOS DE ESTUDO</b> .....	<b>25</b>
4.1 DESCRIÇÃO DAS CENTRAIS FOTOVOLTAICAS.....	25
4.1.1 Parque com estrutura fixa .....	25
4.1.2 Parque com estrutura tracker .....	26
4.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	27
4.3 INVERSORES .....	27
4.4 ESTRUTURAS METÁLICAS (ESTRUTURA FIXA OU TRACKER) .....	28
4.4 SIMULAÇÃO NO PVSYST .....	30
4.4.1 Importação dos Dados Meteorológicos.....	31
4.4.2 Módulos e inversores .....	32
4.4.3 Definição da Orientação e Tipo de Estrutura.....	34
4.4.4 Definição de Perdas e Condições de Operação .....	35
4.4.5 Execução da Simulação.....	38
<b>5. ANÁLISE DE RESULTADOS</b> .....	<b>39</b>
5.1 PRODUÇÃO REAL.....	39
5.2 PRODUÇÃO ESTIMADA.....	40
5.3 COMPARAÇÃO PRODUÇÃO REAL VS PRODUÇÃO ESTIMADA.....	41

5.4 ANÁLISE ECONÓMICA .....	43
<b>6. CONCLUSÕES .....</b>	<b>49</b>
6.1 PRINCIPAIS CONCLUSÕES TÉCNICAS E ECONÓMICAS .....	49
6.2 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS .....	51
<b>7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>52</b>

# Índice de figuras

Figura 1 – Módulo monofacial.....	6
Figura 2 – Módulo bifacial .....	7
Figura 3 – Estrutura fixa.....	8
Figura 4 – Tracker de um eixo.....	9
Figura 5 - Tracker de dois eixos.....	10
Figura 6 – Esquema Central Fotovoltaica .....	19
Figura 7 – Modelos dos cinco parâmetros .....	22
Figura 8 - Trina fixed bipost .....	29
Figura 9 - Trina Vanguard 1P.....	30
Figura 10 - Localização das centrais.....	31
Figura 11 - Dados meteorológicos utilizados na simulação.....	31
Figura 12 - Módulos selecionados.....	32
Figura 13 - Inversores selecionados .....	32
Figura 14 - Definição do sistema para o parque de estrutura fixa.....	32
Figura 15 - Resumo parque estrutura fixa .....	33
Figura 16 - Definição do sistema para o parque de tracker .....	33
Figura 17 - Resumo parque tracker .....	33
Figura 18 - Orientação e inclinação estrutura fixa.....	34
Figura 19 - Orientação e ângulo de inclinação trackers.....	35
Figura 20 - Perdas térmicas .....	36
Figura 21 - Perdas óhmicas.....	36
Figura 22 - LID.....	37
Figura 23 - Perdas por sujidade .....	37
Figura 24 - Perdas IAM .....	37
Figura 25 - Degradação dos módulos .....	38
Figura 26 - Indisponibilidade .....	38

# Índice de quadros

Quadro 1 - Dados técnicos módulos fotovoltaicos .....	27
Quadro 2 - Dados técnicos inversores .....	28
Quadro 3 - Perdas do sistema .....	35
Quadro 4 - Produção real parque estrutura fixa em MWh.....	39
Quadro 5 - Produção real parque tracker em MWh.....	40
Quadro 6 - Produção estimada em MWh.....	41
Quadro 7 - Diferença entre produção real e estimada em MWh.....	42
Quadro 8 - Indicadores económicos das duas instalações em estudo .....	43
Quadro 9 - LCOE .....	44
Quadro 10 - Receitas por projeto .....	45
Quadro 11 - Cashflow parque estrutura fixa ao longo de 25 anos .....	47
Quadro 12 – Cashflow parque tracker ao longo de 25 anos .....	48
Quadro 13 - VAL e TIR para cada uma das instalações .....	48

# Índice de gráficos

Gráfico 1 - LCOE real .....	44
Gráfico 2 - LCOE estimado .....	45



# 1. INTRODUÇÃO

---

## 1.1 ENQUADRAMENTO

A transição energética e a crescente preocupação com as alterações climáticas têm impulsionado o desenvolvimento e a implementação de fontes de energia renovável em todo o mundo. Entre estas, a energia solar fotovoltaica tem-se destacado como uma das soluções mais promissoras. Paralelamente à expansão da capacidade instalada, tem-se assistido a um progresso significativo na tecnologia dos módulos fotovoltaicos e nas soluções de instalação, com vista a maximizar a produção de energia e otimizar o investimento.

Os módulos bifaciais, capazes de captar radiação solar em ambas as faces, representam uma evolução relativamente recente com impacto comprovado no aumento da eficiência dos sistemas. A sua combinação com estruturas fixas ou estruturas tipo tracker levanta questões relevantes sobre o desempenho energético e económico das diferentes configurações possíveis. Em particular, a escolha entre uma estrutura fixa, mais simples e económica, e uma estrutura com trackers, mais complexa mas potencialmente mais produtiva, exige uma análise rigorosa, sobretudo quando se pretende otimizar o retorno do investimento.

Neste contexto, a presente dissertação insere-se numa linha de investigação aplicada à comparação de diferentes configurações de centrais fotovoltaicas bifaciais, contribuindo com dados reais e análise técnica sobre o seu desempenho energético e viabilidade económica.

## 1.2 MOTIVAÇÃO

O crescente investimento em energia solar em Portugal tem evidenciado a necessidade de decisões bem fundamentadas no processo de dimensionamento e instalação de centrais fotovoltaicas. A diversidade de soluções disponíveis, nomeadamente, a utilização de módulos bifaciais com diferentes tipos de estrutura de suporte, levanta questões práticas e económicas que merecem ser aprofundadas.

A oportunidade de estudar dois parques fotovoltaicos reais, situados na mesma região e com os mesmos painéis bifaciais mas com estruturas distintas (uma fixa e outra com tracker), constitui um cenário ideal para uma análise comparativa detalhada. Esta proximidade geográfica elimina variáveis associadas ao clima ou à irradiância, permitindo focar a investigação nas diferenças estruturais e nos seus impactos energéticos e financeiros.

Adicionalmente, o acesso a dados reais de produção e a possibilidade de simulação com recurso ao software PVSyst tornam este estudo particularmente relevante para o sector. A motivação deste trabalho reside, assim, na vontade de produzir conhecimento aplicável e útil para todos os que operam no domínio da energia solar, contribuindo para uma implementação mais eficiente e sustentada destas tecnologias em Portugal.

### **1.3 OBJETIVO**

A presente dissertação tem como objetivo comparar a produção de duas centrais, localizadas na mesma área geográfica, com diferentes tipos de estrutura, estrutura fixa e estrutura tipo tracker. Para além do estudo a nível de produção, irá ser efetuado o estudo económico para verificar se o custo extra compensa a produção extra.

### **1.4 ESTRUTURA**

A dissertação será estrutura em 6 capítulos principais:

- Introdução;
- Estado da Arte;
- Metodologia;
- Casos de Estudo;
- Análise de Resultados;
- Conclusões;

No primeiro capítulo, é realizada uma breve introdução ao tema da dissertação, apresentando o enquadramento da energia fotovoltaica no atual contexto energético, a motivação subjacente à realização do estudo e os objetivos principais do trabalho.

O segundo capítulo corresponde ao Estado da Arte, no qual são abordados os conceitos fundamentais da tecnologia fotovoltaica, a evolução dos módulos monofaciais e bifaciais, as diferentes tipologias de estruturas de suporte (fixas e trackers), bem como o impacto económico e ambiental associado. São ainda apresentados os principais avanços da investigação recente na área, de modo a contextualizar o trabalho desenvolvido.

O terceiro capítulo refere-se à Metodologia, onde é descrito o enquadramento teórico e matemático subjacente ao software PVsyst, com particular ênfase no modelo dos cinco parâmetros e no circuito elétrico equivalente, fundamentais para a simulação de centrais fotovoltaicas. É igualmente explicado o funcionamento e os principais componentes de um parque fotovoltaico

O quarto capítulo contempla os Casos de Estudo, descrevendo em detalhe as duas centrais fotovoltaicas analisadas, localizadas na região de Grândola, uma com estrutura fixa e outra equipada com trackers. São apresentados todos os passos efetuados para a realização da simulação no PVsyst para as diferentes instalações.

No quinto capítulo procede-se à Análise de Resultados, comparando a produção real com a estimada, avaliando os desvios e analisando os indicadores técnicos e económicos, nomeadamente o Custo Nivelado da Eletricidade (LCOE), as receitas obtidas e o desempenho operacional de cada central.

Por fim, no sexto capítulo apresentam-se as Conclusões do trabalho, sintetizando os principais resultados e contributos, e destacando perspectivas de investigação futura no âmbito da otimização técnica e económica de centrais fotovoltaicas com módulos bifaciais.

No final da dissertação, estão inseridas as referências bibliográficas.

## 2. ESTADO DA ARTE

---

### 2.1 EVOLUÇÃO DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

A evolução da energia fotovoltaica teve início em 1839, com a descoberta do efeito fotovoltaico por Alexandre-Edmond Becquerel [1]. Ao utilizar um eletrodo numa solução de eletrólito, verificou que certos materiais produziam pequenas quantidades de corrente elétrica quando expostos à luz.

Ainda em 1839, o físico francês explicou a sua descoberta em Les Comptes Rendus de l'Academie des Sciences, afirmando que “ocorre produção de uma corrente elétrica quando duas placas de platina ou ouro, mergulhadas numa solução ácida, neutra ou alcalina, são expostas de forma desigual à radiação solar” [2].

Nesse mesmo ano, o químico inglês William Grove desenvolveu uma nova forma de célula elétrica, a célula Grove, que usava eletrodos de zinco e platina expostos a dois ácidos e separados por um recipiente de cerâmica poroso, que foi apresentada à Académie des Sciences.

Em 1883, o efeito fotovoltaico em materiais sólidos foi observado pela primeira vez por Charles Fritts. O inventor americano criou a primeira célula fotovoltaica produzida com selênio revestido a ouro transparente [2]. Este marco da tecnologia fotovoltaica permitiu gerar correntes contínuas e constantes para uma conversão elétrica máxima de 1%.

Só em 1897 foi comprovada a existência do elétron por Joseph John Thomson. Anteriormente, vários autores, como Heinrich Hertz ou Wilhelm Hallwachs, já tinham desenvolvido trabalho sobre o efeito fotoelétrico, ou seja, a emissão de elétrons pela ação da luz [2].

Em 1900, Philip Lenard descobriu que a velocidade dos elétrons emitidos era diretamente proporcional à frequência da luz. No mesmo ano, o alemão Max Planck fez uma descoberta fundamental sobre a luz, concluindo que esta é constituída por partículas individuais denominadas "quanta", ou fótons, cuja energia é diretamente proporcional à frequência da radiação [2].

Em 1905, Albert Einstein, com base nos estudos de Max Planck, conseguiu explicar os seus motivos, tendo sido galardoado com o Prémio Nobel em 1921 [2].

A era moderna da tecnologia fotovoltaica só surgiu em 1954, quando os cientistas Gerald Pearson, Calvin S. Fuller e Daryl Chapin, do laboratório Bell, descobriram que os semicondutores de silício com certas impurezas eram muito sensíveis à luz solar. Com esta descoberta, tornou-se possível fabricar a primeira célula solar de silício com uma taxa de conversão de 6%.

## 2.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS MONOFACIAIS

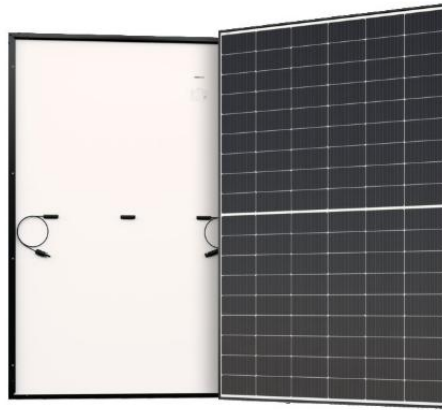
A tecnologia fotovoltaica tem evoluído significativamente desde a criação das primeiras células solares de silício na década de 1950. Os painéis solares monofaciais, que constituem a base da maioria das instalações fotovoltaicas, foram desenvolvidos ao longo dos anos para melhorar a eficiência, reduzir custos e aumentar a durabilidade.

Os primeiros painéis fotovoltaicos utilizavam células de silício monocristalino (m-Si), conhecidas pela sua elevada eficiência, mas também pelo alto custo de produção devido ao processo complexo de fabrico. Como alternativa surgiram as células de silício policristalino (p-Si), que, apesar de apresentarem um rendimento inferior, são mais económicas e amplamente utilizadas devido ao seu equilíbrio entre desempenho e custo [10].

Nas últimas décadas, a evolução tecnológica dos módulos monofaciais tem sido marcada pelo desenvolvimento de soluções inovadoras orientadas para o aumento da eficiência de conversão fotovoltaica. Entre estas, destaca-se a tecnologia PERC, introduzida comercialmente na década de 2010, que possibilitou uma melhoria do desempenho através da redução da recombinação de eletrões e do incremento da reflexão da radiação na superfície traseira da célula [16]. Paralelamente, a tecnologia de HJT, que combina camadas de silício amorfo e monocristalino, permitiu alcançar eficiências superiores e uma menor taxa de degradação ao longo do tempo [7]. Mais recentemente, surgiu a tecnologia TOPCon, considerada uma evolução da PERC, que introduz um tratamento mais eficaz da superfície da célula, reduzindo as perdas elétricas e a recombinação de portadores, tendo já demonstrado eficiências superiores a 24% em condições laboratoriais [9].

Em termos de rendimento, os módulos monofaciais de silício monocristalino apresentam atualmente eficiências médias na ordem dos 20 a 22%, podendo atingir até 24% em versões mais avançadas. Já os módulos de silício policristalino registam valores entre 15 e 18%, constituindo uma alternativa mais económica, embora menos eficiente. Por sua vez, as tecnologias avançadas, como PERC, HJT e TOPCon, têm vindo a superar a barreira dos 23% de eficiência, oferecendo simultaneamente desempenhos mais consistentes em condições de baixa irradiância.

A evolução dos materiais e das tecnologias de fabrico tem permitido reduzir o custo por watt dos painéis solares, tornando a energia fotovoltaica uma das fontes renováveis mais acessíveis. A investigação continua a focar-se no aumento da eficiência, na redução da degradação ao longo do tempo e na otimização dos processos de fabrico, permitindo que os painéis monofaciais continuem a ser uma solução viável para a produção de eletricidade renovável a nível global [6].



*Figura 1 – Módulo monofacial*

## **2.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIAIS**

Os módulos bifaciais representam um avanço significativo na tecnologia fotovoltaica, permitindo um aumento da produção de energia elétrica devido à captação da radiação refletida pelo solo (albedo) [3].

Em comparação com os módulos monofaciais convencionais, os módulos bifaciais evidenciam um conjunto de vantagens que justificam o seu crescente interesse no setor fotovoltaico. Uma das mais relevantes é a maior eficiência energética, que pode traduzir-se em incrementos próximos de 10%, dependendo não apenas das condições de instalação, mas também das características do ambiente envolvente [4]. Acresce ainda a sua maior durabilidade, decorrente da menor suscetibilidade à degradação induzida pela luz [5], bem como o melhor desempenho em cenários de baixa irradiância e em contextos de temperaturas elevadas, o que os torna particularmente adequados para diferentes condições climáticas [6].

Não obstante, a eficiência dos módulos bifaciais encontra-se condicionada por diversos fatores externos. Entre eles, assume particular relevância o albedo do solo, dado que superfícies com elevada refletividade aumentam a radiação incidente na face traseira do módulo, potenciando o ganho bifacial [7]. O espaçamento entre módulos constitui igualmente um parâmetro crítico, uma vez que um afastamento adequado mitiga o sombreamento mútuo e maximiza a exposição da superfície posterior à radiação [8]. Por último, o ângulo de inclinação desempenha um papel determinante, sendo a sua otimização fundamental para assegurar a captação eficiente tanto da radiação direta como da refletida [9].

Comparando com os módulos monofaciais, os módulos bifaciais apresentam um custo ligeiramente superior e, na maior parte das vezes, dimensões superiores. No entanto, estudos recentes demonstram que o benefício em termos de produção energética compensa o custo extra, justificando o aumento da sua adoção em projetos fotovoltaicos de grande escala [10].

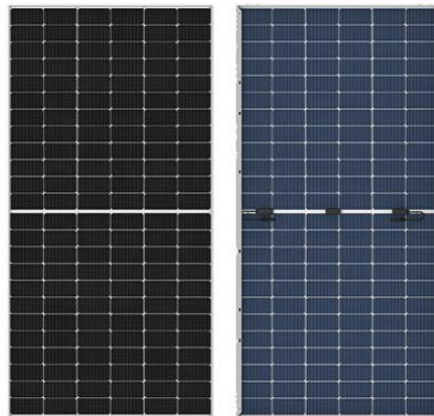


Figura 2 – Módulo bifacial

## 2.4 ESTRUTURAS FIXAS VS TRACKERS

A escolha entre estruturas fixas e trackers é um dos principais fatores que influenciam a eficiência e o retorno económico de uma central fotovoltaica. Cada solução apresenta vantagens e desvantagens, sendo essencial compreender o seu impacto na produção energética e nos custos de instalação e manutenção.

### 2.4.1 Estruturas fixas

As estruturas fixas mantêm os painéis solares numa posição estática, com uma inclinação otimizada para a latitude do local, em Portugal a inclinação ideal é cerca de 30/35°. São amplamente utilizadas devido à sua simplicidade de construção, menor custo inicial e reduzida necessidade de manutenção. No entanto, têm uma limitação significativa, a captação de energia não é maximizada ao longo do dia, pois os painéis não acompanham a trajetória do sol [11].



*Figura 3 – Estrutura fixa*

## 2.4.2 Trackers

Os trackers permitem que os painéis sigam o movimento do sol, otimizando a captação de radiação solar. Em comparação com as estruturas fixas, os trackers exigem um maior investimento inicial, uma maior necessidade de manutenção e um maior rigor durante a construção. Existem dois tipos de trackers:

- Trackers de um eixo: Movem-se ao longo de um único eixo (horizontal ou vertical), aumentando a produção energética entre 15% e 25% em comparação com estruturas fixas [12];



Figura 4 – Tracker de um eixo

- Trackers de dois eixos: Movem-se em ambos os eixos, proporcionando um aumento de produção até 35%. Contudo, apresentam custos iniciais e de manutenção mais elevados [13].



Figura 5 - Tracker de dois eixos

### 2.4.3 Eficiência sazonal e impacto da latitude

A eficácia dos sistemas de seguimento solar depende fortemente da localização geográfica e das condições climáticas específicas de cada região. Em latitudes baixas, os sistemas de seguimento de dois eixos revelam-se particularmente vantajosos, uma vez que permitem acompanhar de forma mais precisa o percurso do sol, que se apresenta com ângulos elevados ao longo de todo o ano [5]. Já em latitudes médias, os sistemas de seguimento de um eixo constituem uma solução de compromisso entre o custo de instalação e a produção adicional de energia, assegurando ganhos relevantes de eficiência com um investimento moderado [14]. Por sua vez, em latitudes elevadas, o ângulo reduzido do sol, aliado ao impacto da acumulação de neve, tende a favorecer a utilização de estruturas fixas. Nestes contextos, a elevada refletividade da superfície nevada potencia o albedo, contribuindo para um melhor aproveitamento energético [7].

## **2.4.4 Análise de custos e impacto ambiental**

A decisão entre a utilização de estruturas fixas ou sistemas de seguimento solar deve considerar não apenas os potenciais ganhos em termos de produção energética, mas também os custos inerentes e o impacto ambiental associado. Em termos económicos, o custo inicial constitui um dos principais fatores de análise: os trackers implicam um investimento superior relativamente às estruturas fixas, embora possam contribuir para a redução do período de retorno do capital investido, devido ao aumento de energia gerada [6]. Do ponto de vista operacional, a manutenção assume igualmente relevância, uma vez que os sistemas de seguimento apresentam maior complexidade mecânica e elétrica, exigindo intervenções regulares ao nível dos motores e dos pontos de fixação estrutural [15].

No que respeita ao impacto ambiental, as estruturas fixas tendem a ser menos intrusivas, ocasionando uma menor perturbação no solo e no meio envolvente. Por outro lado, os trackers, ao proporcionarem uma maior eficiência energética, podem justificar a sua adoção em cenários em que a disponibilidade de espaço é limitada ou em contextos onde a maximização da produção se assume como prioridade estratégica [10].

## **2.4.5 Estudos relevantes**

Estudos recentes indicam que os trackers de um eixo em regiões com alta radiação podem reduzir o tempo de retorno do investimento em 20% quando comparados com estruturas fixas [8]. Em Portugal, projetos que utilizam módulos bifaciais com trackers de um eixo registaram um aumento de 30% na produção energética [9].

## **2.5 ESTADO ATUAL DA INVESTIGAÇÃO**

A investigação na área da energia fotovoltaica tem evoluído significativamente nos últimos anos, com um foco crescente na melhoria da eficiência, na redução de custos e na integração de tecnologias inovadoras. A crescente adoção de módulos bifaciais e trackers tem sido um dos principais motores desta evolução, potenciando a maximização da produção energética e a otimização dos investimentos em projetos fotovoltaicos.

Atualmente, diversos estudos analisam o impacto da bifacialidade em diferentes condições climáticas e tipos de solo, demonstrando que o albedo e a altura de instalação dos módulos têm um papel fundamental na eficiência dos sistemas [16]. Por outro lado, a combinação de módulos bifaciais com trackers tem sido amplamente investigada, revelando ganhos energéticos significativos, especialmente em regiões com elevada radiação solar [9].

A nível tecnológico, a investigação tem-se centrado no desenvolvimento de materiais e arquiteturas mais eficientes para células solares, incluindo tecnologias como a heterojunção (HJT) e o TOPCon, que apresentam elevadas taxas de bifacialidade e maior estabilidade ao longo do tempo [10]. Além disso, o uso de algoritmos de otimização para a orientação dinâmica dos trackers tem sido uma área emergente de estudo, visando melhorar a captação de energia e reduzir o desgaste mecânico dos sistemas [6].

A integração de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia também tem sido uma área de grande investimento. As baterias de íões de lítio e outras tecnologias emergentes permitem mitigar a intermitência da produção solar, garantindo um fornecimento mais estável de energia e facilitando a integração com a rede elétrica [8]. Em paralelo, soluções como o acoplamento com hidrogénio verde estão a ser exploradas para maximizar o aproveitamento da energia gerada.

No contexto económico, investigações recentes têm avaliado o custo nivelado da eletricidade (LCOE) em sistemas fotovoltaicos com diferentes configurações, evidenciando que, apesar do custo inicial mais elevado, os módulos bifaciais e os trackers podem proporcionar um retorno mais rápido do investimento devido ao aumento da produção energética [7]. Em paralelo, políticas de incentivo e a integração das centrais fotovoltaicas com sistemas de armazenamento têm sido temas de crescente interesse, especialmente no sentido de garantir uma gestão mais eficiente da energia gerada e a sua estabilidade na rede elétrica [8].

O LCOE é um dos principais indicadores utilizados para avaliar a viabilidade económica de projetos de produção de energia, incluindo centrais fotovoltaicas. O LCOE representa o custo médio por unidade de eletricidade produzida ao longo da vida útil de uma instalação, permitindo a comparação entre diferentes tecnologias de geração de energia.

## 2.6 IMPACTO ECONÓMICO E AMBIENTAL

O impacto económico e ambiental da tecnologia fotovoltaica tem sido um dos principais fatores impulsionadores da sua adoção global. O decréscimo dos custos dos módulos solares e o aumento da eficiência dos sistemas tornaram a energia fotovoltaica uma das fontes mais competitivas do mercado energético [7]. O LCOE das centrais solares tem vindo a diminuir significativamente, tornando os projetos fotovoltaicos economicamente viáveis mesmo sem subsídios governamentais. Além disso, a redução dos custos de manutenção, devido à digitalização e automação dos processos, tem contribuído para a maior adoção da tecnologia.

No que diz respeito ao impacto ambiental, a energia solar fotovoltaica destaca-se como uma das fontes mais limpas, com baixas emissões de carbono ao longo do seu ciclo de vida. A produção de módulos solares tem impactos ambientais associados, nomeadamente no consumo de materiais e na utilização de energia para o fabrico. No entanto, estudos indicam que a pegada de carbono dos sistemas fotovoltaicos é significativamente inferior à das fontes fósseis, sendo compensada pela produção de energia renovável ao longo do tempo [8].

Outro aspeto relevante é a reciclagem e reutilização dos módulos fotovoltaicos. Com a crescente implementação de centrais solares, tem havido um foco no desenvolvimento de processos de reciclagem para os materiais dos painéis, garantindo uma economia circular e minimizando o impacto ambiental a longo prazo [10].

## 3. METODOLOGIA

---

### 3.1 O QUE É UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA?

Uma central fotovoltaica, também designada por parque solar, constitui uma instalação de produção de eletricidade em larga escala que utiliza a tecnologia fotovoltaica para converter a energia solar em eletricidade. Este tipo de instalação distingue-se das soluções de pequena dimensão, nomeadamente residenciais ou comerciais, pelo seu propósito de produzir energia elétrica em regime de grande escala, sendo esta injetada na rede elétrica pública para abastecimento de consumidores dispersos geograficamente.

O funcionamento de uma central fotovoltaica assenta no efeito fotovoltaico, fenómeno físico através do qual determinados materiais semicondutores — tipicamente silício — geram corrente elétrica quando expostos à radiação solar. O processo tem início com os painéis fotovoltaicos, que constituem o elemento fundamental da central. Estes painéis são compostos por diversas células solares, responsáveis pela captação da luz solar e pela sua conversão em corrente contínua (DC). Existem, contudo, diferentes tipologias de módulos fotovoltaicos, sendo os mais comuns os módulos monofaciais e bifaciais conforme descrito no capítulo 2. Os módulos monofaciais apenas captam a radiação solar incidente na sua face frontal, sendo otimizados para receber radiação direta. Já os módulos bifaciais são concebidos para captar radiação em ambas as faces: frontal e traseira. Esta segunda captação permite aproveitar a radiação refletida pelo solo (albedo) [3] e a radiação difusa proveniente de ângulos baixos, podendo assim aumentar significativamente a produção energética, especialmente em superfícies com alto índice de reflexão [4]. A utilização de módulos bifaciais exige, no entanto, uma análise mais detalhada da configuração do sistema — como a altura dos módulos e o espaçamento entre filas [8] — uma vez que estas variáveis afetam diretamente o ganho bifacial efetivo. A escolha entre tecnologia monofacial e bifacial deve, portanto, ser feita com base numa análise custo-benefício que tenha em conta a radiação disponível, o tipo de estrutura de suporte e o retorno económico do investimento.

Visto que a rede elétrica opera exclusivamente em corrente alternada (AC), é obrigatória a utilização de inversores, dispositivos que convertem a corrente contínua em alternada. Estes equipamentos desempenham uma função essencial, ao assegurarem não apenas a conversão da corrente elétrica, mas também a conformidade com os parâmetros técnicos da rede, nomeadamente em termos de tensão, frequência e fase.

A instalação de uma central fotovoltaica exige uma fase prévia de seleção e preparação do terreno, tendo em consideração fatores como a irradiância solar, a topografia, a viabilidade de acesso e a proximidade a infraestruturas elétricas existentes. Após a preparação do local, os módulos fotovoltaicos são montados em estruturas de suporte, que se dividem em dois tipos principais: estruturas fixas e trackers.

As estruturas fixas mantêm os painéis numa posição e inclinação constantes, otimizadas geralmente em função da latitude do local para maximizar a captação anual de radiação. Este tipo de solução é tecnicamente mais simples, apresenta menores custos de investimento e operação, e requer manutenção reduzida, com elevada robustez mecânica. No entanto, apresenta um potencial limitado de otimização diária, uma vez que não acompanha o movimento do sol, o que resulta em menor produção energética face aos trackers [17].

Os trackers, por outro lado, são sistemas móveis que ajustam dinamicamente a orientação dos painéis para seguir o percurso do sol ao longo do dia. Trackers de eixo único (single-axis) orientam os painéis de este para oeste (E-W) e são os mais utilizados em centrais de grande escala, por proporcionarem um bom equilíbrio entre complexidade técnica e ganho energético [26]. Já os trackers de dois eixos (dual-axis) acompanham o sol tanto no plano horizontal como vertical, maximizando a produção, mas com maior complexidade, custo e exigência de manutenção [18].

A escolha entre estruturas fixas e trackers depende de diversos fatores, como o recurso solar local, o perfil do terreno, os custos de instalação e manutenção, e o retorno económico esperado. Os trackers requerem fundações mais robustas, têm maior exposição ao desgaste mecânico e necessitam de manutenção mais frequente, nomeadamente inspeções aos motores, sistemas de controlo e alinhamentos estruturais. Em contrapartida, podem proporcionar um aumento de produção entre 15 % e 30 % em comparação com sistemas fixos, dependendo da localização e configuração do projeto [19].

Assim, a opção por estruturas fixas ou móveis deve ser analisada de forma integrada, tendo em conta não só o ganho energético, mas também os custos de capital (CAPEX), custos operacionais (OPEX), e a fiabilidade do sistema ao longo da sua vida útil.

Após a conversão da energia solar em energia AC, esta é encaminhada para os postos de transformação, cuja função é adaptar a energia produzida ao nível de tensão existente no local onde se vai injetar a energia. Todo o sistema é interligado por uma rede de cabos elétricos, devidamente dimensionada, que faz a interligação desde os painéis até ao ponto de entrega à rede elétrica.

Cada posto de transformação integra diversos componentes essenciais ao funcionamento da instalação, incluindo celas de média tensão para a ligação à RESP, transformadores de potência responsáveis pela elevação da tensão, e o painel de baixa tensão que assegura a monitorização e operação do PT. Adicionalmente, cada PT está equipado com um relé de proteção que deteta anomalias operacionais, com um quadro de contagem, responsável pelo registo da energia ativa e reativa produzida, bem como com um transformador de serviços auxiliares que alimenta os sistemas de iluminação, tomadas, sistema de videovigilância (CCTV) e monitorização da central.

Os sistemas de monitorização e controlo, fundamentais para o acompanhamento do desempenho da instalação, fazem a deteção de anomalias e otimização da produção. Estes sistemas permitem a recolha e análise de dados sobre variáveis como a potência gerada, a temperatura ambiente, o estado dos inversores e Performance Ratio (PR) da central.

Do ponto de vista operacional, as centrais fotovoltaicas caracterizam-se por uma reduzida necessidade de manutenção quando comparadas com outras formas de produção de energia elétrica, como as centrais termoelétricas a carvão, que requerem intervenções regulares em caldeiras ou turbinas. Ainda assim, são imprescindíveis intervenções periódicas como a limpeza dos painéis e do terreno e a verificação de apertos em cabos elétricos e estruturas de forma a garantir a longevidade e o rendimento do sistema.

Em termos ambientais, as centrais fotovoltaicas assumem um papel relevante na transição energética, ao proporcionarem uma fonte de energia renovável, limpa e sem emissões diretas de gases com efeito de estufa. Contudo, a sua implementação considera alguns impactos na ocupação do solo ou impactos paisagísticos. Nos projetos de maior dimensão que se encontram em fase de licenciamento, já é pedido por alguns municípios a execução de um projeto paisagístico com a implementação de uma cortina arbórea.

Do ponto de vista económico, a avaliação da viabilidade de um projeto fotovoltaico é geralmente efetuada através do indicador LCOE, o qual representa o custo médio por unidade de energia produzida ao longo da vida útil do sistema. Este indicador permite comparar de forma direta diferentes tecnologias ou configurações de centrais, independentemente da sua localização ou dimensão. O cálculo do LCOE incorpora os custos totais de investimento (CAPEX) como aquisição de terrenos, compra de módulos, inversores, estruturas de suporte, sistemas de monitorização e custos de instalação, bem como os custos operacionais e de manutenção (OPEX), incluindo limpeza, substituição de componentes, seguros e monitorização contínua [20]. Também podem ser incluídos custos financeiros, como juros sobre financiamentos ou taxas de desconto, especialmente em análises de viabilidade com enfoque em retorno económico [21].

O LCOE é calculado da seguinte forma:

$$LCOE = \frac{\frac{C_{inv}}{ka} + C_{O\&M}}{E_a} \quad (3.1)$$

Onde

$$ka = \frac{1}{r} - \frac{1}{r(1+r)^n} \quad (3.2)$$

em que:

- $C_{inv}$  representa os custos de investimento;
- $C_{O\&M}$  são os custos de operação e manutenção;
- $ka$  é o fator de anuidade;
- $E_a$  é a energia produzida em MWh;
- $r$  é a taxa de atualização;
- $n$  é o número de anos da vida útil do projeto.

Um LCOE mais baixo traduz-se numa maior competitividade económica do projeto, desde que a receita por MWh produzido por venda à rede supere esse valor. Este indicador é particularmente relevante em contextos onde os mercados de energia funcionam de forma liberalizada ou sujeita a leilões competitivos.

Outros dois indicadores económicos que serão utilizados na presente análise são o Valor Atual Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), ambos amplamente aplicados na avaliação da viabilidade de projetos de investimento em energia. O VAL mede a diferença entre o valor presente das receitas líquidas futuras de um projeto e o investimento inicial. Este indicador permite quantificar, em termos absolutos, a criação (ou destruição) de valor decorrente do investimento, considerando uma taxa de atualização  $r^*$  que reflete o custo de oportunidade do capital ou a taxa mínima de atratividade definida pelo investidor. Um VAL positivo indica que o projeto gera valor acima do exigido pelo custo de capital, enquanto um VAL negativo sugere inviabilidade económica.

A expressão matemática é dada por:

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (3.3)$$

Onde,

- $CF_0$  representa o investimento ( $t=0$ ) e é definido por  $CF_0 = -CAPEX$  ;
- $CF_t$  representa o fluxo de caixa no ano  $t>0$ ;
- $r$  é a taxa de atualização;
- $n$  corresponde à vida útil do projeto.

A TIR, por sua vez, representa a taxa de desconto  $r$  que anula o VAL, ou seja, a taxa que torna o valor presente dos fluxos de caixa futuros igual ao investimento inicial. É um indicador relativo que traduz a rentabilidade esperada do projeto. Se a TIR for superior ao custo de capital considerado, o projeto é considerado viável, pois a rentabilidade excede a exigida pelo investidor. Caso contrário, o investimento não será atrativo. A sua definição formal resulta da seguinte equação:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} \quad (3.4)$$

Em conjunto, o VAL e a TIR constituem ferramentas fundamentais para complementar o LCOE, permitindo uma análise mais abrangente da viabilidade financeira dos projetos fotovoltaicos, tanto em termos absolutos (valor gerado) como relativos (rentabilidade percentual). Estes indicadores, quando analisados em paralelo com o LCOE, fornecem uma perspectiva integrada sobre a competitividade dos investimentos em energia solar, permitindo avaliar simultaneamente a criação de valor e a rentabilidade do capital investido.

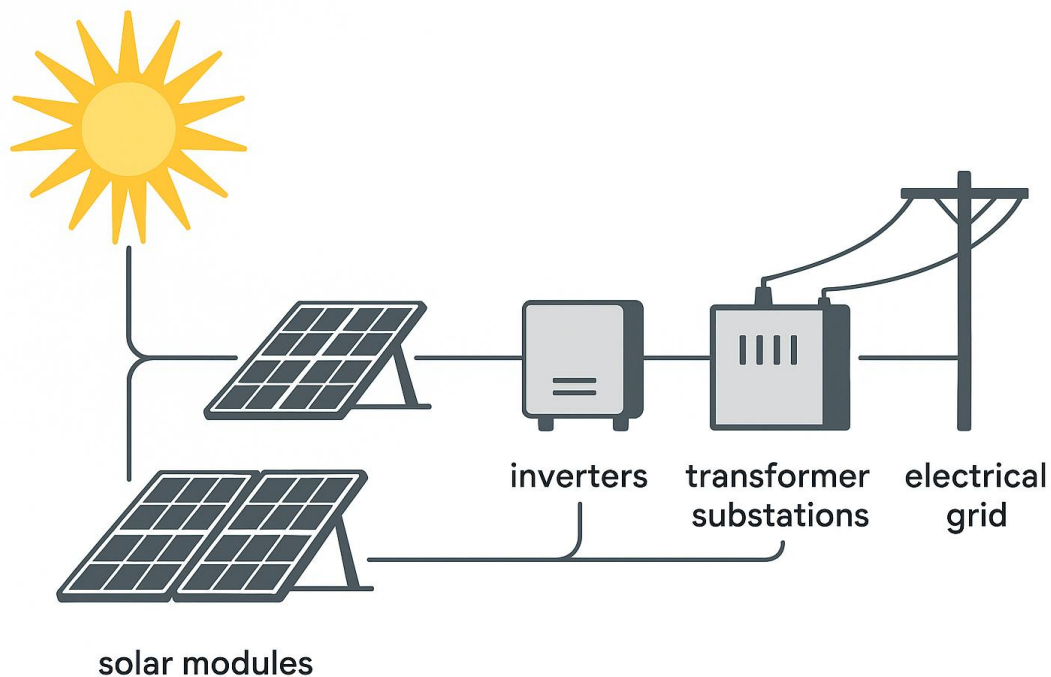


Figura 6 – Esquema Central Fotovoltaica

### 3.2 PVSYST

O PVSyst é uma ferramenta de software profissional para a simulação, conceção e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos. Desenvolvido na Universidade de Genebra, o PVSyst é amplamente utilizado tanto em investigação académica como em aplicações industriais, apoiando estudos de viabilidade, dimensionamento de sistemas e previsões de produção energética para instalações fotovoltaicas de diversas escalas [22].

O software adota uma abordagem determinística de modelação física, integrando parâmetros reais dos componentes com dados meteorológicos específicos do local para estimar a produção de energia dos sistemas fotovoltaicos sob condições definidas. O processo de modelação considera fatores ambientais, especificações técnicas, configuração do sistema e restrições operacionais, proporcionando assim uma estrutura fiável para previsões de produção energética e avaliações técnico-económicas [23].

O processo de simulação inicia-se com a seleção da localização geográfica do projeto, seguida da importação de dados meteorológicos provenientes de bases de dados reconhecidas, como a Meteonorm ou a PVGIS. Estes conjuntos de dados incluem, geralmente, a irradiância global horizontal (GHI), irradiância difusa horizontal, temperatura ambiente e, opcionalmente, velocidade do vento. A irradiância incidente no plano inclinado dos módulos, designada por irradiância no plano do gerador ( $G_{POA}$ ), é calculada através de um modelo de transposição [22].

O cálculo é dado por:

$$G_{POA} = G_b \cdot \cos(\theta) + G_d \cdot F_d + G_r \cdot \rho \quad (3.5)$$

Sendo que,

- $G_{POA}$  é a irradiância no plano dos módulos [W/m<sup>2</sup>];
- $G_b$  é a componente direta da irradiância [W/m<sup>2</sup>];
- $\theta$  é o ângulo de incidência entre os raios solares e a normal ao plano dos módulos [°];
- $G_d$  é a componente difusa da irradiância [W/m<sup>2</sup>];
- $F_d$  é o fator de visão do céu (adimensional, 0–1);
- $G_r$  é a irradiância refletida pelo solo [W/m<sup>2</sup>];
- $\rho$  é o coeficiente de reflexão do solo (0,2–0,3 típico; até 0,8 em neve).

Com base nesta irradiância, o software procede ao cálculo da potência em corrente contínua dos módulos fotovoltaicos. Esta estimativa integra a potência nominal, os coeficientes de temperatura e as condições reais de operação. A potência DC instantânea é determinada por:

$$P_{dc}(t) = \frac{G_{POA}(t)}{G_{STC}} \cdot P_{STC} \cdot \eta(T_c) \quad (3.6)$$

Onde,

- $P_{dc}(t)$  é a potência instantânea em DC [W];
- $G_{POA}(t)$  é a irradiância no plano dos módulos [W/m<sup>2</sup>];
- $G_{STC}$  é a radiação de referência (1000 W/m<sup>2</sup>);
- $P_{STC}$  é a potência nominal do módulo em STC (1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C) [W];
- $\eta(T_c)$  é a eficiência corrigida pela temperatura [adimensional].

Sendo  $\eta(T_c)$  definida por:

$$\eta(T_c) = \eta_{STC} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_c - 25)] \quad (3.7)$$

Em que,

- $\eta_{STC}$  é a eficiência nominal em STC (%; 0,18–0,22 típico);
- $\gamma$  é o coeficiente de temperatura da potência (%/°C, típico -0,3 a -0,5%/°C);
- $T_c$  é a temperatura da célula [°C];
- 25°C é a temperatura de referência em STC [°C].

Para o cálculo mais preciso da produção dos módulos, o PVSyst utiliza o modelo elétrico dos cinco parâmetros, um dos mais robustos da literatura técnica para representar o comportamento de uma célula solar sob diferentes condições de irradiância e temperatura [24]. Este modelo baseia-se na equação do circuito equivalente de um díodo simples com resistência série e paralela, sendo descrito por:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V + I \cdot R_s}{mV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (3.8)$$

em que:

- $I$  é a corrente gerada pelo módulo [A];
- $V$  é a tensão de saída [V];
- $I_{ph}$  é a corrente fotogerada (dependente da irradiância) [A];
- $I_0$  é a corrente de saturação do díodo [A];
- $R_s$  é a resistência série [ $\Omega$ ];
- $R_{sh}$  é a resistência de shunt (ou paralela) [ $\Omega$ ];
- $m$  é o fator de idealidade do díodo (1-2 tipicamente);
- $V_t$  é a tensão térmica ( $V_t = \frac{kT_c}{q}$ );
- $k$  é a constante de Boltzmann [ $1,38 \times 10^{-23}$  J/K];
- $T_c$  é a temperatura absoluta da célula [K];
- $q$  a carga elementar do elétron [ $1,602 \times 10^{-19}$  C].

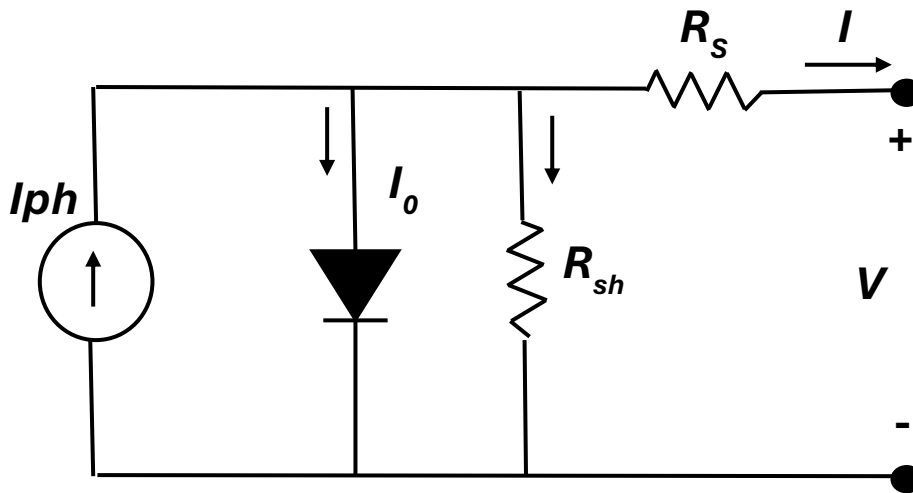


Figura 7 – Modelos dos cinco parâmetros

O PVSyst ajusta estes cinco parâmetros com base nos dados fornecidos pelo fabricante e aplica este modelo para simular a curva I-V (corrente-tensão) dos módulos em diferentes momentos do ano. A potência máxima ( $P_{\max}$ ) é então determinada em cada instante pela maximização da expressão  $P = I \cdot V$ , respeitando as condições ambientais simuladas.

Posteriormente, a potência em corrente contínua é convertida em potência alternada (AC) através dos inversores. A eficiência do inversor ( $\eta_{inv}$ ) é modelada em função da potência de entrada e baseia-se frequentemente na curva de eficiência fornecida pelo fabricante. A potência AC é expressa por:

$$P_{ac}(t) = P_{dc}(t) \cdot \eta_{inv}(t) \quad (3.9)$$

Sendo,

- $P_{ac}(t)$  a potência em corrente alternada [W];
- $P_{dc}(t)$  a potência DC instantânea [W];
- $\eta_{inv}(t)$  a eficiência do inversor (96–99% típico).

O PVSyst simula todas as perdas relevantes do sistema, incluindo perdas óticas (sujidade, sombreamento e reflexão), perdas térmicas (decorrentes de temperaturas elevadas nos módulos) e perdas elétricas (por cabos elétricos e transformadores, por exemplo). Estão também contempladas perdas por indisponibilidade do sistema e manutenção [25]. A energia final entregue à rede elétrica ao longo do período simulado é calculada pela integração da potência AC, corrigida pelas perdas totais do sistema:

$$E_{final} = \sum P_{ac}(t) \cdot \Delta t \cdot (1 - Losses) \quad (3.10)$$

Onde,

- $E_{final}$  é a energia entregue à rede [kWh];
- $P_{ac}(t)$  é a potência em AC [W];
- $\Delta t$  é o intervalo de tempo [h];
- $Losses$  as perdas globais (ópticas, térmicas, elétricas, indisponibilidade).

Para além da energia produzida, o PVSyst calcula o Performance Ratio (PR), um indicador normalizado que reflete a eficiência global do sistema, independentemente da localização geográfica ou dos recursos solares disponíveis:

$$PR = \frac{E_{final}}{\frac{G_{POA}}{G_{STC}} \cdot P_{instalada}} \quad (3.11)$$

Em que,

- $PR$  é a Performance Ratio (adimensional, %);
- $E_{final}$  é a energia final entregue à rede [kWh];
- $G_{POA}$  é a irradiância média anual no plano dos módulos [kWh/m<sup>2</sup>];
- $G_{STC}$  é a radiação de referência (1000 W/m<sup>2</sup>);
- $P_{instalada}$  é a potência nominal total instalada [kWp].

Este indicador adimensional permite a comparação entre diferentes instalações e a avaliação do desempenho operativo do sistema.

Relativamente à simulação de longo prazo, o PVSyst permite ao utilizador introduzir taxas de degradação dos módulos, geralmente entre 0,3% e 0,7% por ano. Esta funcionalidade possibilita a estimativa da produção de energia ao longo da vida útil esperada do sistema (tipicamente entre 20 a 30 anos). A produção energética anual após  $n$  anos é dada por:

$$E(n) = E_0 \cdot (1 - d)^n \quad (3.12)$$

Sendo que,

- $E(n)$  é a Energia após  $n$  anos [kWh];
- $E_0$  é a energia no primeiro ano [kWh];
- $d$  é a taxa de degradação anual (0,3–0,7%/ano típico);
- $n$  são o número de anos de vida útil do projeto.

Em síntese, o PVSyst constitui uma ferramenta técnica robusta e amplamente validada, que permite avaliar com elevado grau de precisão o comportamento energético de sistemas fotovoltaicos em diferentes configurações e contextos climáticos. A sua utilização contribui de forma decisiva para a otimização do desempenho e da rentabilidade de projetos solares, sendo, por isso, um instrumento indispensável em estudos técnico-económicos de energia solar.

## 4. CASOS DE ESTUDO

---

### 4.1 DESCRIÇÃO DAS CENTRAIS FOTOVOLTAICAS

O presente estudo assenta na análise comparativa de duas centrais fotovoltaicas localizadas na região de Grândola, em Portugal. A proximidade geográfica entre ambas garante condições climáticas e níveis de radiação solar semelhantes, o que permite uma avaliação das diferenças da configuração estrutural adotada em cada parque.

Ambas as centrais utilizam módulos fotovoltaicos bifaciais do mesmo modelo e fabricante, no entanto, diferem na estrutura de montagem. Uma das centrais está equipada com estrutura fixa, enquanto a outra utiliza uma estrutura tipo tracker de um eixo horizontal (Este-Oeste), com o objetivo de maximizar a captação de radiação ao longo do dia.

Ambas as centrais foram selecionadas para este estudo devido à semelhança de condições e à disponibilidade de dados reais de produção, o que torna possível efetuar uma análise precisa da performance energética e da viabilidade económica associada a cada configuração.

#### 4.1.1 Parque com estrutura fixa

A central fotovoltaica em estudo apresenta uma capacidade instalada total de 7,24 MWp, sendo composta por uma Unidade de Pequena Produção (UPP) com 1 MW e duas licenças de produção de 2 MW e 3 MW, respetivamente. O sistema integra um total de 13.160 módulos fotovoltaicos, cada um com uma potência de 550 Wp, montados em estruturas metálicas fixas. No total, foram instaladas 253 estruturas de suporte, sendo 36 compostas por 28 módulos e 217 compostas por 56 módulos cada.

Os módulos encontram-se organizados em strings de 28 painéis, que se ligam diretamente aos inversores. A instalação dispõe de 24 inversores, cada um com uma potência nominal de 300 kW.

A energia alternada gerada pelos inversores é transportada para os Quadros de Proteção dos Inversores (QPI), localizados em cada um dos três Postos de Transformação, através de cabos de alumínio com 240 mm<sup>2</sup> de secção. A instalação possui três PTs, com potências nominais de 1 MW, 2 MW e 3 MW. Nestes postos, a tensão elétrica é elevada de

800 V para 30 kV, permitindo a injeção da energia produzida na RESP através de um Posto de Seccionamento (PS) pertencente à E-Redes.

A central entrou em operação em Agosto de 2024, contribuindo para a produção de energia renovável e a integração de eletricidade limpa na RESP.

#### **4.1.2 Parque com estrutura tracker**

A segunda central fotovoltaica em análise possui uma capacidade instalada total de 4,8 MWp, resultante da integração de quatro UPPs, cada uma com uma potência de 1 MW. O sistema é constituído por 8.736 módulos fotovoltaicos com uma potência unitária de 550 Wp, montados em estruturas móveis de rastreamento solar (trackers). No total, foram instalados 108 trackers, dos quais 12 são compostos por 56 módulos e 96 suportam 84 módulos cada.

Os módulos estão organizados em strings de 28 unidades, sendo cada string conectada diretamente aos inversores. A instalação é composta por 16 inversores, cada um com uma potência nominal de 300 kW.

A energia alternada gerada pelos inversores é transferida para os QPIs, localizados em cada um dos quatro Postos de Transformação, através de cabos de alumínio com 240 mm<sup>2</sup> de secção. Cada PT possui uma potência nominal de 1 MW e tem como função a elevação da tensão de 800 V para 30 kV, permitindo assim a injeção da energia produzida na RESP através de um PS da E-Redes.

A central entrou em operação em Setembro de 2024.

## 4.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos utilizados em ambas as instalações são da Longi e tratam-se de módulos bifaciais. As características técnicas dos módulos fotovoltaicos são as seguintes:

Quadro 1 - Dados técnicos módulos fotovoltaicos

Fabricante	Longi
Modelo	Hi-Mo 5 LR5-72HBD 550M
Potência nominal (Wp)	550
Eficiência (%)	21,30
Corrente curto-circuito (Isc)(A)	13,99
Corrente no ponto de máx. Potência (Impp)(A)	13,12
Tensão no ponto de máx. Potência (Vmpp)(V)	41,95
Tensão de circuito aberto (Voc)(V)	49,80
Dimensões (CxLxAx)(mm)	2278x1134x35

## 4.3 INVERSORES

Os inversores utilizados em ambos os parques são da Huawei. Este inversor disponibiliza 6 MPPTs (maximum power point tracking) sendo que cada MPPT permite ligar 4 ou 5 strings totalizando um total de 28 strings. A tensão máxima de funcionamento são 1500 Vdc e a tensão de saída AC é de aproximadamente 800V.

Os painéis estão ligados em conjuntos de 28 módulos formando uma string. O número foi determinado pela tensão em circuito aberto à saída da string.

Os inversores estão continuamente a monitorizar a tensão e corrente dos módulos fotovoltaicos e o estado do lado AC. Quando os módulos fotovoltaicos geram potência suficiente, o inversor sincroniza com a rede e começa a injetar energia. Quando a irradiação solar não é suficiente para fornecer energia à rede, o inversor interrompe o seu funcionamento.

O inversor interrompe o seu funcionamento nas seguintes condições:

- Falha de rede AC;
- Tensão do MPPT fora da gama de intervalo;
- Frequência fora da gama de funcionamento;
- Temperatura elevada.

As características técnicas do inversor são as seguintes:

Quadro 2 - Dados técnicos inversores

Fabricante	Huawei
Modelo	SUN2000-330KTL-H1
Eficiência (%)	≥ 98,8
Tensão máx. DC (V)	1500
Corrente máx. por MPPT (A)	65
Corrente máx. admissível (A)	115
Intervalo de tensão por MPPT (V)	500-1500
Número de MPPTs	6
Potência máx. AC (kW)	300
Corrente máx. AC (A)	238,2
Tensão nominal AC (V)	800, 3F+PE
Frequência (Hz)	50

#### **4.4 ESTRUTURAS METÁLICAS (ESTRUTURA FIXA OU TRACKER)**

As estruturas metálicas utilizadas em ambas as centrais fotovoltaicas são fornecidas pela Trina Solar.

Na instalação com estrutura fixa, os módulos fotovoltaicos são montados sobre estruturas metálicas fixas de dois postes, compostos por 2 filas de módulos e variando entre 2 filas de 14 ou 28 módulos. Este tipo de montagem é mais simples e apresenta uma menor necessidade de manutenção, sendo particularmente vantajoso em termos de custos de instalação e operação. As estruturas estão orientadas e inclinadas de forma otimizada para maximizar a produção energética ao longo do ano, tendo em conta a latitude do local. Trata-se de uma solução estável e duradoura, frequentemente utilizada em terrenos com boas condições de radiação solar direta.



Figura 8 - Trina fixed bipost

Na instalação com trackers, foi utilizado o sistema Trina Tracker Vanguard 1P, um tracker de eixo único que movimenta os módulos no sentido este-oeste, acompanhando a trajetória do sol ao longo do dia. O objetivo deste sistema é aumentar a exposição solar dos módulos e, conseqüentemente, a produção de energia. O Vanguard 1P é conhecido pela sua robustez, adaptabilidade a diferentes tipos de terreno e resistência a condições meteorológicas adversas. Além disso, está preparado para módulos de grandes dimensões e possui um sistema de controlo inteligente que otimiza o ângulo de inclinação dos painéis em função das condições de radiação, temperatura e vento.



Figura 9 - Trina Vanguard 1P

Em ambos os casos, antes da instalação das estruturas foram realizados estudos e ensaios ao terreno para determinar parâmetros importantes, como a profundidade de estacagem, o nível de galvanização necessário para garantir a durabilidade das estruturas face à corrosão, e o dimensionamento dos componentes metálicos, ajustando-os às condições climáticas e geográficas locais.

#### 4.4 SIMULAÇÃO NO PVSYS

Neste capítulo, apresenta-se a aplicação prática do software PVsyst na simulação de dois casos de estudo: uma central fotovoltaica com estrutura fixa e outra com trackers de eixo horizontal Este-Oeste.

O processo de simulação foi realizado com base em dados reais dos projetos, integrando configurações específicas de cada sistema. As etapas de modelação são descritas em detalhe, acompanhadas de esquemas e *printscreens* retirados diretamente do PVsyst.

A simulação teve início com a criação de dois projetos independentes, o projeto 1 relativo ao parque de estrutura fixa e o projeto 2 referente ao parque de estrutura tipo tracker. Em ambos os casos, foi selecionado o tipo de sistema “Grid-connected”.

## 4.4.1 Importação dos Dados Meteorológicos

Uma vez que a base de dados do PVSYST não tinha informações meteorológicas de Grândola, foi consultado o PVGIS para descarregar um ficheiro TMY com dados meteorológicos para a zona de Grândola. O ficheiro carregado fornece informações mensais de valores como irradiância global horizontal (GHI), irradiação difusa, temperatura ambiente, velocidade do vento e humidade relativa.

Estes dados são fundamentais para o cálculo da irradiância incidente no plano dos módulos ( $G_{POA}$ ) e, conseqüentemente, da produção energética.

Site File	Grândola_PVGIS_API_TMY.SIT	PVGIS TMY 5.3	Portugal
Weather data File	Grândola_PVGIS_API_TMY.MET	PVGIS api TMY	TMY 0 k

Figura 10 - Localização das centrais

Geographical Coordinates   Monthly weather data   Interactive Map					
Site: <b>Grândola (Portugal)</b>					
Data source: PVGIS TMY 5.3					
	Global horizontal irradiation	Horizontal diffuse irradiation	Temperature	Wind Velocity	Relative humidity
	kWh/m <sup>2</sup> /mth	kWh/m <sup>2</sup> /mth	°C	m/s	%
January	39.9	20.9	3.0	1.36	83.4
February	58.8	28.6	-1.1	1.36	73.6
March	88.3	48.8	3.9	1.38	79.0
April	165.9	53.5	13.5	1.09	60.1
May	200.0	67.9	16.0	1.14	66.0
June	171.0	76.0	16.9	1.26	73.9
July	210.0	62.6	20.8	1.12	70.1
August	184.0	56.7	19.8	1.15	72.1
September	129.0	47.6	17.0	1.06	76.9
October	85.2	37.5	9.7	1.32	82.1
November	51.6	23.8	6.9	1.06	81.0
December	28.1	18.7	1.6	1.33	80.7
<b>Year</b>	<b>1411.8</b>	<b>542.6</b>	<b>10.7</b>	<b>1.2</b>	<b>74.9</b>

**Required Data**

Global horizontal irradiation

Average Ext. Temperature

**Extra data**

Horizontal diffuse irradiation

Wind velocity

Linke turbidity

Relative humidity

**Irradiation units**

kWh/m<sup>2</sup>/day

kWh/m<sup>2</sup>/mth

MJ/m<sup>2</sup>/day

MJ/m<sup>2</sup>/mth

W/m<sup>2</sup>

Clearness Index Kt

Figura 11 - Dados meteorológicos utilizados na simulação

## 4.4.2 Módulos e inversores

Foram utilizados os mesmos módulos e inversores para ambas as simulações. No caso dos módulos, foram escolhidos os Longi de 550W bifaciais.



Figura 12 - Módulos selecionados

No caso dos inversores, foram selecionados os inversores Huawei de 330kW.

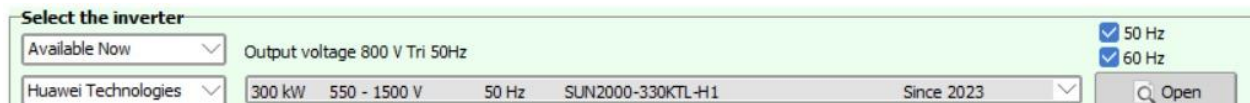


Figura 13 - Inversores selecionados

Depois de selecionados os módulos e inversores foi definido o sistema. Foram definidas a quantidade de strings por PT, a quantidade de módulos por string e a quantidade de PTs por instalação. Estes passos foram seguidos para ambos os parques.

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
PT 1 MW		
Longi Solar - LR5-72HBD-550M ...	28	80
Huawei Technologies - SUN200...	4	1
PT 2 MW		
Longi Solar - LR5-72HBD-550M ...	28	152
Huawei Technologies - SUN200...	8	1
PT 3 MW		
Longi Solar - LR5-72HBD-550M ...	28	238
Huawei Technologies - SUN200...	12	1

Figura 14 - Definição do sistema para o parque de estrutura fixa

### Global system summary

Nb. of modules	13160
Module area	33996 m <sup>2</sup>
Nb. of inverters	24
Nominal PV Power	7238 kWp
Nominal AC Power	7200 kWAC
Pnom ratio	1.005

Figura 15 - Resumo parque estrutura fixa

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
UPP 1		
Longi Solar - LR5-72HBD-550M ...	28	79
Huawei Technologies - SUN200...	4	1
UPP 2		
Longi Solar - LR5-72HBD-550M ...	28	78
Huawei Technologies - SUN200...	4	1
UPP 3		
Longi Solar - LR5-72HBD-550M ...	28	78
Huawei Technologies - SUN200...	4	1
UPP 4		
Longi Solar - LR5-72HBD-550M ...	28	77
Huawei Technologies - SUN200...	4	1

Figura 16 - Definição do sistema para o parque de tracker

### Global system summary

Nb. of modules	8736
Module area	22567 m <sup>2</sup>
Nb. of inverters	16
Nominal PV Power	4805 kWp
Nominal AC Power	4800 kWAC
Pnom ratio	1.001

Figura 17 - Resumo parque tracker

### 4.4.3 Definição da Orientação e Tipo de Estrutura

Depois de definidos os módulos e inversores, assim como a forma de ligação das strings, foi definido o tipo e orientação das estruturas de cada parque. Para o parque com estrutura fixa foi definida uma inclinação de  $35^\circ$  e um azimute de  $0^\circ$ , pois as estruturas estão totalmente orientadas a sul.

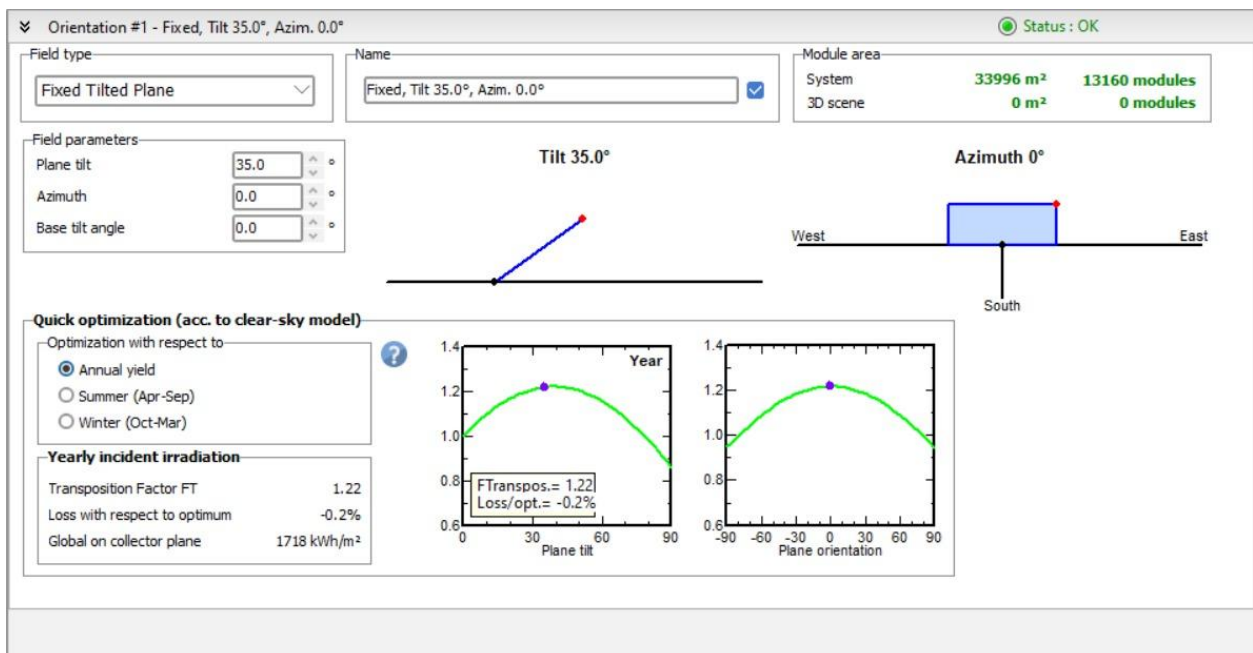


Figura 18 - Orientação e inclinação estrutura fixa

Para o parque com estruturas do tipo tracker, foram escolhidos os trackers Este-Oeste com um ângulo de inclinação dos  $+60^\circ$  aos  $-60^\circ$ . A orientação do seu eixo foi definida a  $0^\circ$  (sul) para permitir seguir o sol durante todo o dia.

A opção de backtracking não foi escolhida porque não foi definido nenhum layout 3D que permita analisar o sombreamento. Neste parque em concreto, como a distância entre filas de trackers é de 5 metros e o terreno é bastante plano, não existe sombreamento entre trackers.

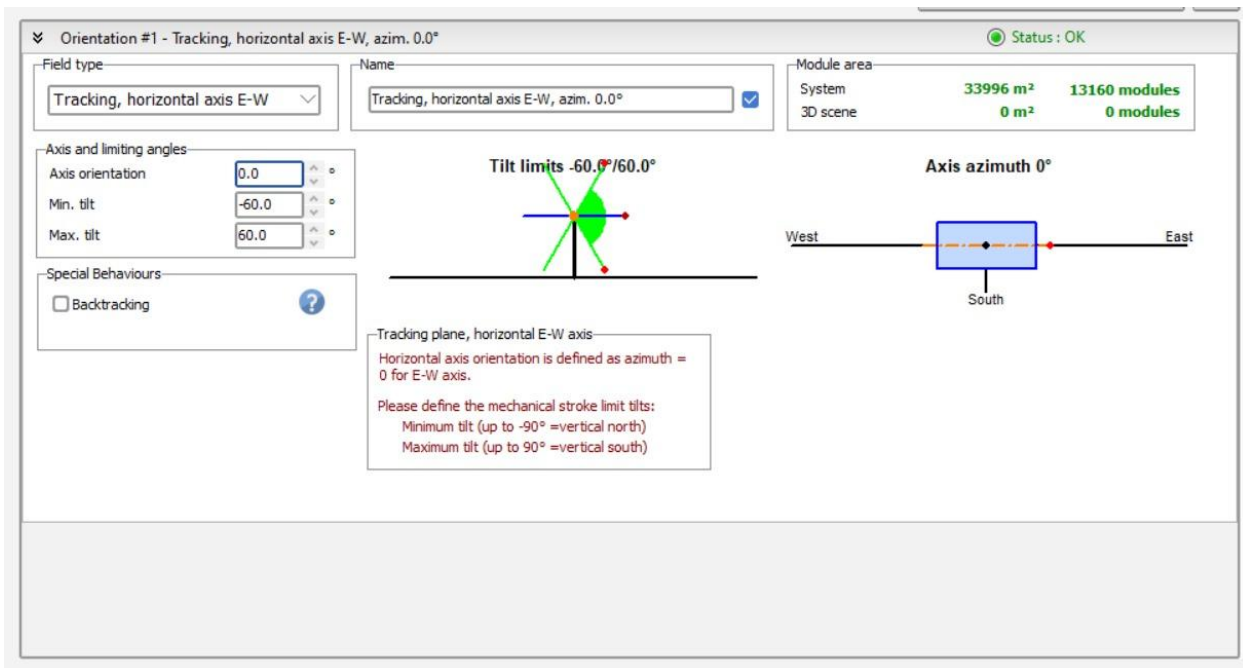


Figura 19 - Orientação e ângulo de inclinação trackers

#### 4.4.4 Definição de Perdas e Condições de Operação

Foram definidas diversas perdas ao longo do sistema representadas nas imagens seguintes estando as principais descritas no quadro seguinte:

Quadro 3 - Perdas do sistema

Tipo de perdas	Valor
Perdas térmicas ( $W/m^2 K$ )	20,00
Perdas ôhmicas DC (%)	1,50
Perdas ôhmicas AC entre inversores e PTs (%)	0,78
Perdas ôhmicas AC entre PTs e PS (%)	0,02
LID (%)	2,00
Degradação módulos(%)	0,75
Perdas por sujidade (%/ano)	1,50
Indisponibilidade (%/ano)	1,50

Thermal parameter Ohmic Losses Module quality - LID - Mismatch Soiling Loss IAM Losses Auxiliaries Aging Unavailability Spectral correction

You can define either the Field thermal Loss factor or the standard NOCT coefficient:  
the program gives the equivalence!

### Field Thermal Loss Factor

Thermal Loss factor  $U = U_c + U_v * \text{Wind vel}$

Constant loss factor  $U_c$   W/m<sup>2</sup>K

Wind loss factor  $U_v$   W/m<sup>2</sup>K m/s

**Default value acc. to mounting**

- "Free" mounted modules with air circulation
- Domes
- Semi-integrated with air duct behind
- Integration with fully insulated back

### NOCT equivalent factor

NOCT (Nominal Operating Cell temperature) is often specified by manufacturers for the module itself. This is an alternative information to the U-value definition which doesn't make sense when applied to the operating array.

**Don't use the NOCT approach. This is quite confusing when applied to an array!**

Figura 20 - Perdas térmicas

Thermal parameter Ohmic Losses Module quality - LID - Mismatch Soiling Loss IAM Losses Auxiliaries Aging Unavailability Spectral correction

### DC circuit: ohmic losses for the subfield

**Specified by**

Global wiring resistance  mΩ  Calculated

Loss fraction at STC  %  Default

Voltage Drop across series diode  V  Default

MV circuit:  
This wire cross-section seems oversized

### AC Wire loss Inverter to transfo (per inverter)

Uses AC circuit ohmic loss

Length Inverter to Transformer  m

Loss fraction at STC  %

STC: Pac = 305 kW, Vac = 800 V Tri, I = 220 A  
Voltage drop at STC 6.3 V (0.78%)

Wire section

Copper  Alu

Uses one or several MV transformers  This sub-array

Uses a HV transformer  Whole system

### Medium Voltage external transformer

MV Transformer for the subarray "PT 1 MW"

Night disconnect

**Generic values**

Reference Pac(STC) **1219 kW**

Iron loss (constant value)  %  kW  default

Copper (resistive) loss  % at STC  default

Transfo equivalent resistance 3 x 5.33 mΩ

### Medium Voltage line (each transfo)

MV line voltage  kV

MV line length, this transfo  m

Loss fraction at STC  %

STC: Pac = 1219 kW, Vac = 30.0 kV Tri, I = 23.5 A  
Voltage drop at STC 5.1 V (0.02%)

Wire section

Copper  Alu

### Transformer from Datasheets

Uses datasheets data

Nominal power  kVA

Iron losses (no load loss)  kVA

Copper (resistive) loss at PNom  kVA

Global loss at PNom  kVA

Global efficiency at PNom  %

Figura 21 - Perdas óhmicas

Thermal parameter Ohmic Losses **Module quality - LID - Mismatch** Soiling Loss IAM Losses Auxiliaries Aging Unavailability Spectral correction

**Module quality** default ?

Module efficiency loss  %  ?

Deviation of the average effective module efficiency with respect to manufacturer specifications.

(negative value indicates over-performance)

**Module mismatch losses** default ?

Power Loss at MPP  %  ?

**LID - Light Induced Degradation** default ?

LID loss factor  %  ?

Degradation of crystalline silicon modules in the first operating hours with respect to the manufacturing flash test STC values

**Strings voltage mismatch** default ?

Power Loss at MPP  %  ?

Figura 22 – LID

Thermal parameter Ohmic Losses **Module quality - LID - Mismatch** Soiling Loss IAM Losses Auxiliaries Aging Unavailability Spectral correction

**Yearly soiling loss factor** Default ?

Yearly loss factor  %  ?

Define monthly values

Figura 23 - Perdas por sujidade

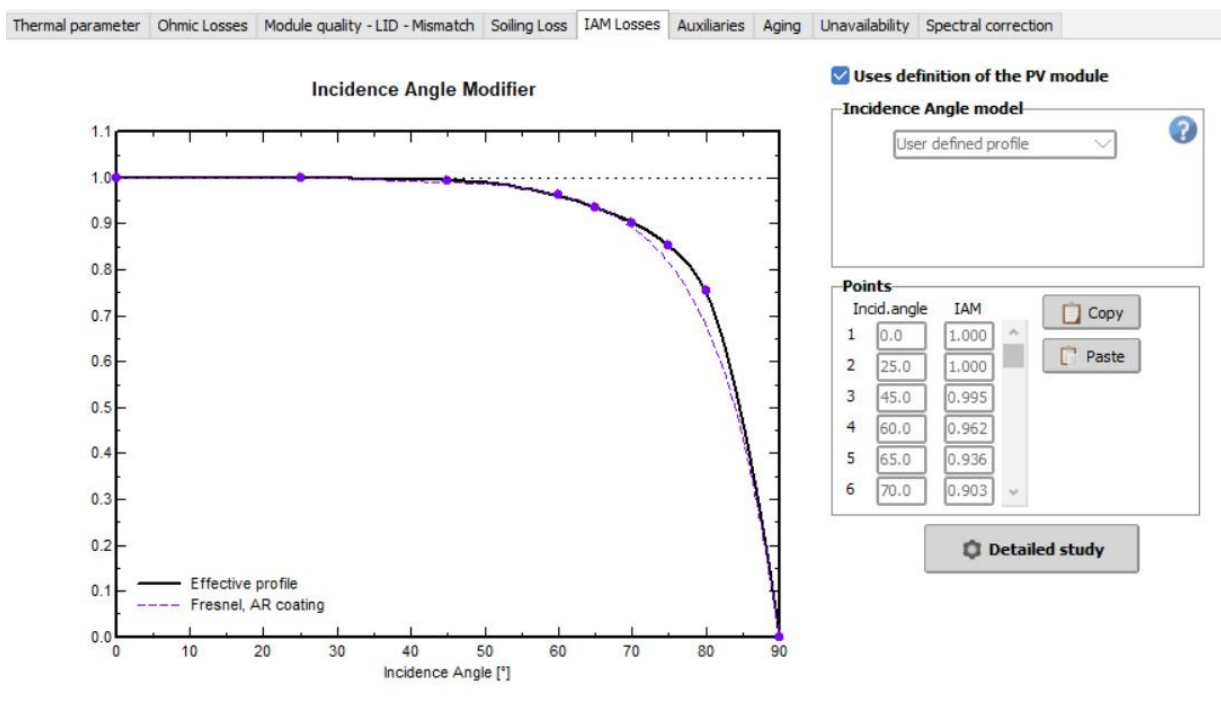


Figura 24 - Perdas IAM

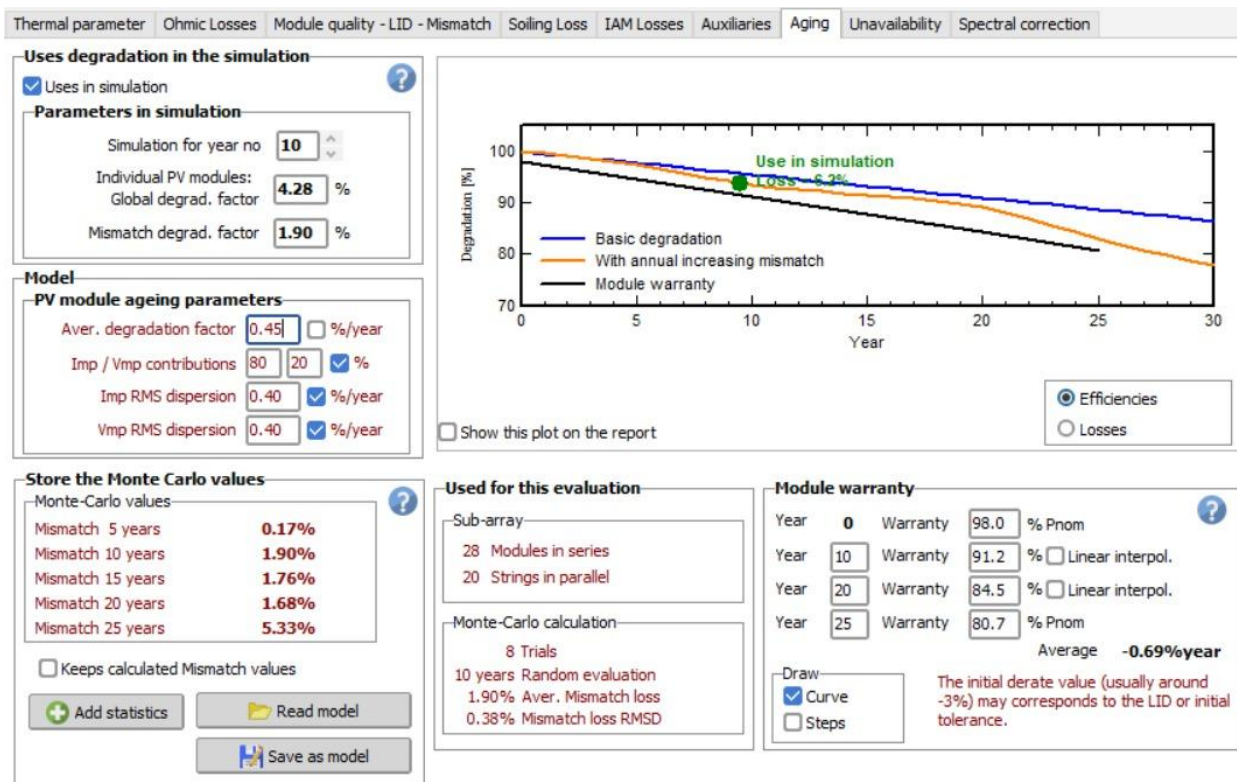


Figura 25 - Degradação dos módulos

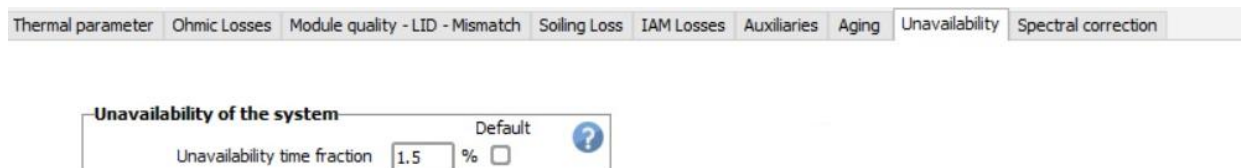


Figura 26 - Indisponibilidade

#### 4.4.5 Execução da Simulação

Depois de concluída a configuração de todo o sistema foi feita a simulação anual de cada uma das centrais. Entre os vários resultados obtidos destacam-se o diagrama de perdas, os gráficos e tabelas com valores de produção mensal, o PR da instalação e a energia anual produzida. Todos estes dados serão analisados no capítulo seguinte.

## 5. ANÁLISE DE RESULTADOS

---

### 5.1 PRODUÇÃO REAL

A análise realizada neste trabalho fundamenta-se nos registos de produção das duas instalações fotovoltaicas, utilizando valores fictícios que simulam dados realistas de produção, por motivos de privacidade. A central com estrutura fixa entrou em operação em agosto de 2024, enquanto a central com estrutura tracker iniciou operações em setembro de 2024.

Os valores de energia produzida foram obtidos a partir dos contadores instalados nos PTs de cada uma das centrais.

Os dados foram organizados por valores mensais e estão apresentados nos quadros abaixo, fazendo a distinção entre os diferentes PTs de cada instalação.

Quadro 4 - Produção real parque estrutura fixa em MWh

	Parque com estrutura fixa			
	UPP 1	LP (2MW)	LP (3MW)	Prod. Real
Janeiro	30,46	215,87	91,04	337,37
Fevereiro	21,37	98,66	51,09	171,12
Março	3,24	20,33	356,14	379,71
Abril	0,00	207,44	336,56	544,00
Maiο	48,00	383,96	572,86	1004,82
Junho	87,49	443,73	362,82	894,04
Julho	169,56	370,98	381,49	922,03
Agosto	208,08	0,00	467,25	675,33
Setembro	193,46	0,00	527,74	721,2
Outubro	31,97	0,00	371,97	403,94
Novembro	6,65	0,00	192,73	199,38
Dezembro	32,17	161,67	364,18	558,02

Quadro 5 - Produção real parque tracker em MWh

	Parque com estrutura tracker				
	UPP 1	UPP 2	UPP 3	UPP 4	Prod. Real
Janeiro	81,23	69,10	0,00	53,66	203,99
Fevereiro	71,54	63,82	22,21	66,98	224,55
Março	125,02	79,81	117,97	83,71	406,51
Abril	33,82	107,22	135,67	50,06	326,77
Maio	0,00	188,71	214,31	211,34	614,36
Junho	34,71	154,43	164,40	124,41	477,95
Julho	176,23	236,86	253,95	191,47	858,51
Agosto	202,85	258,94	233,14	121,33	816,26
Setembro	41,70	37,32	26,40	41,57	146,99
Outubro	119,13	114,75	25,49	127,07	386,44
Novembro	91,87	88,13	45,23	97,11	322,34
Dezembro	111,07	94,03	36,82	37,63	279,55

## 5.2 PRODUÇÃO ESTIMADA

A simulação da produção estimada foi obtida através do relatório do PVSyst.

Os dados foram organizados por valores mensais e estão apresentados na tabela abaixo, fazendo apenas a distinção entre as 2 diferentes instalações uma vez que o PVSyst não clarifica a produção de cada PT de cada instalação.

Quadro 6 - Produção estimada em MWh

	Parque com estrutura fixa	Parque com estrutura tracker
	Prod. estimada	Prod. estimada
Janeiro	316,80	417,80
Fevereiro	399,70	556,20
Março	435,00	649,80
Abril	747,10	1102,50
Maio	824,90	1149,80
Junho	685,50	924,70
Julho	840,40	1156,50
Agosto	778,80	1125,50
Setembro	628,90	931,30
Outubro	514,00	731,10
Novembro	413,70	547,30
Dezembro	210,70	279,70

### 5.3 COMPARAÇÃO PRODUÇÃO REAL VS PRODUÇÃO ESTIMADA

A comparação entre os valores reais e os valores simulados de produção constitui uma etapa essencial para avaliar a fiabilidade do modelo desenvolvido no PVSyst e a representatividade dos dados obtidos em ambas as centrais

De forma a facilitar a análise crítica das discrepâncias entre os valores reais de produção e as estimativas obtidas através do PVSyst, apresenta-se de seguida um quadro resumo, onde a informação se encontra organizada de forma comparativa e sistemática.

Quadro 7 - Diferença entre produção real e estimada em MWh

	Parque com estrutura fixa			Parque com estrutura tracker		
	Prod. Real	Prod. estimada	Diferença	Prod. Real	Prod. estimada	Diferença
Janeiro	337,37	417,80	-80,43	203,99	316,80	-112,81
Fevereiro	171,12	556,20	-385,08	224,55	399,70	-175,15
Março	379,71	649,80	-270,09	406,51	435,00	-28,49
Abril	544,00	1102,50	-558,50	326,77	747,10	-420,33
Mai	1004,82	1149,80	-144,98	614,36	824,90	-210,54
Junho	894,04	924,70	-30,66	477,95	685,50	-207,55
Julho	922,03	1156,50	-234,47	858,51	840,40	18,11
Agosto	675,33	1125,50	-450,17	816,26	778,80	37,46
Setembro	721,20	931,30	-210,10	146,99	628,90	-481,91
Outubro	403,94	731,10	-327,16	386,44	514,00	-127,56
Novembro	199,38	547,30	-347,92	322,34	413,70	-91,36
Dezembro	558,02	279,70	278,32	279,55	210,70	68,85

De forma geral, observa-se que a produção simulada apresenta valores superiores aos registados em ambas as instalações na maioria dos meses. Este comportamento é expectável, uma vez que as simulações do PVSyst assumem condições ideais não considerando integralmente aspetos como períodos de indisponibilidade dos Postos de Transformação, falhas técnicas temporárias, perdas adicionais por sujidade dos módulos, sombreamentos ocasionais ou manutenções imprevistas.

No caso do parque com estrutura fixa, a produção simulada revelou-se, na maioria dos meses, superior à produção real registada. Os desvios mais significativos ocorreram sobretudo nas estações da primavera e do outono. Nos meses em que a produção real se revelou substancialmente inferior à produção simulada, podemos atribuir tais diferenças a interrupções de funcionamento dos PTs, confirmando o impacto que estes eventos têm na fiabilidade dos dados de produção real. Outra possível causa para a discrepância de valores tem a ver com os dados de radiação utilizados na simulação corresponderem ao ano de 2020 e os dados reais de produção fazem a referência ao período entre Agosto de 2024 e Agosto de 2025.

No caso do parque com estrutura tracker, as discrepâncias foram ainda mais marcadas, com a produção real a revelar-se sistematicamente inferior à estimada. Esta diferença pode ser atribuída a constrangimentos técnicos verificados ao longo do período em análise, nomeadamente falhas recorrentes em inversores e problemas em cablagens, que comprometeram a disponibilidade operacional do sistema. Estes fatores não são contemplados nos modelos de simulação, mas tiveram um impacto significativo na produção efetiva, justificando os desvios observados.

De uma perspetiva global, a análise comparativa entre valores simulados e reais confirma a utilidade do PVSyst enquanto ferramenta de previsão e planeamento energético, mas evidencia igualmente a existência de limitações relevantes. Os desvios médios identificados nas duas centrais reforçam a necessidade de interpretar criticamente os resultados obtidos em simulação, sobretudo em análises de viabilidade económica de longo prazo. Discrepâncias aparentemente modestas podem repercutir-se de forma significativa em indicadores-chave, como o LCOE ou o período de retorno do investimento, influenciando a tomada de decisão no planeamento e operação de projetos fotovoltaicos.

## 5.4 ANÁLISE ECONÓMICA

A análise económica permite avaliar a competitividade e a viabilidade financeira das centrais fotovoltaicas em estudo, associando os resultados técnicos de produção à vertente económico-financeira. Para este efeito, foram considerados indicadores de referência, nomeadamente o LCOE e as receitas de venda de energia.

Para calcular o LCOE utilizou-se a fórmula 3.1 e os dados presentes no quadro abaixo. Os valores adotados para o CAPEX e para o OPEX não correspondem a dados reais, tendo sido definidos a partir de referências do mercado. Para o parque com estrutura fixa foi considerado um investimento de 685 €/MWp e um investimento de 750 €/MWp para o parque com tracker.

Quadro 8 - Indicadores económicos das duas instalações em estudo

Parâmetro	Parque com estrutura fixa	Parque com tracker
Investimento inicial (CAPEX) (€)	4959300	3600000
Custos anuais O&M (OPEX) (€/MWp)	7000	7000
Produção anual real (MW)	6810,96	5064,22
Produção anual estimada (MW)	9572,20	6795,50
Taxa de atualização (%)	4	4
Nº de anos de vida útil do projeto (anos)	25	25

Começou-se por calcular o valor do fator de anuidade ( $ka$ ) a partir da equação 3.2:

$$ka = \frac{1}{r} - \frac{1}{r(1+r)^n} \quad (3.2)$$

$$ka = \frac{1}{4\%} - \frac{1}{4\%(1+4\%)^{25}}$$

$$ka = 15,62$$

De seguida, tendo todos os valores necessários calculou-se o LCOE (real e estimado) para cada um dos projetos, estando os valores apresentados na seguinte tabela e gráficos.

Quadro 9 - LCOE

LCOE (€/MWh)	Parque com estrutura fixa	Parque com tracker
Real	54,05	52,14
Estimado	38,46	38,86

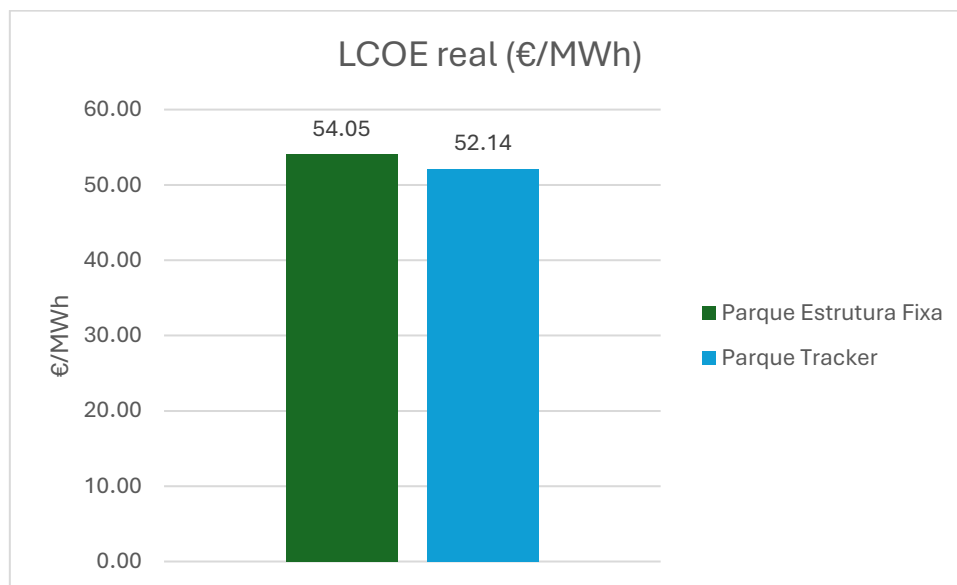


Gráfico 1 - LCOE real

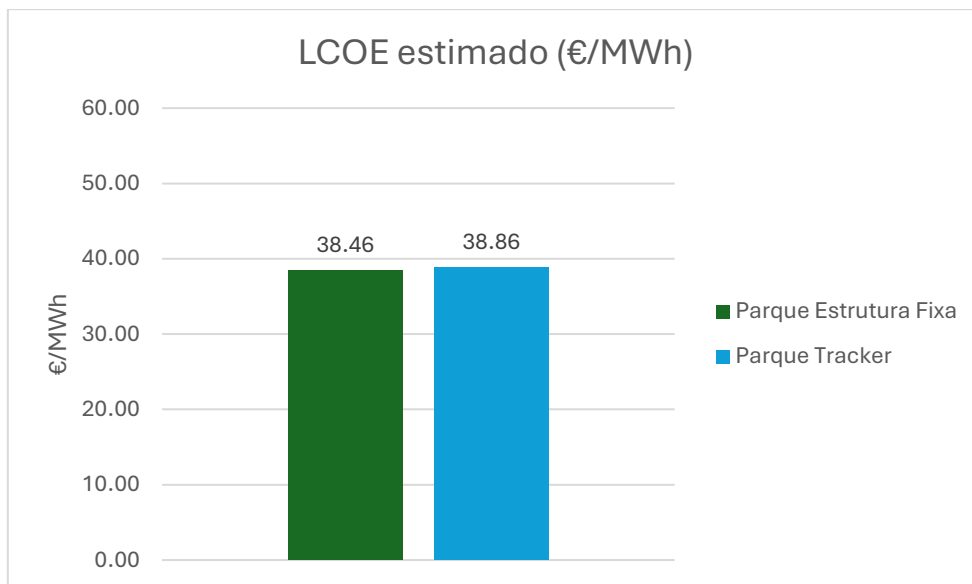


Gráfico 2 - LCOE estimado

Após a determinação do LCOE, procede-se à análise das receitas associadas a cada instalação, de modo a relacionar os indicadores de custo com os fluxos financeiros efetivos. Para o efeito, foram calculadas as receitas com base na energia efetivamente produzida, considerando um preço de venda da eletricidade em mercado de 45 €/MWh. Em paralelo, calcularam-se as receitas resultantes das simulações efetuadas no PVsyst. A comparação entre estes dois cenários permite identificar o impacto das diferenças de produção na rentabilidade anual de cada parque, evidenciando não só as perdas associadas a falhas técnicas ou indisponibilidades, mas também as diferenças de receitas com que os produtores podem efetivamente contar.

Quadro 10 - Receitas por projeto

Parâmetro	Parque com estrutura fixa	Parque com tracker
Preço de venda de energia (€/MWh)	45,00	45,00
Produção anual real (MW)	6810,96	5064,22
Produção anual estimada (MW)	9572,20	6795,50
Receita real 1º ano (€)	306493,20	227889,90
Receita estimada 1º ano (€)	430749,00	305797,50
Diferença (€)	-124255,80	-77907,60

Para além do cálculo do LCOE, procedeu-se a uma análise económico-financeira aprofundada, recorrendo ao Valor Atual Líquido (VAL) e à Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) como indicadores principais de avaliação. Estes parâmetros permitem não apenas avaliar a viabilidade dos investimentos, mas também quantificar o impacto das variações entre produção estimada e produção real nos fluxos de caixa de cada central. A análise foi estruturada em dois cenários distintos, o cenário real baseado nos registos reais de produção e o cenário estimado, obtido através da produção estimada. Em ambos os cenários projetou-se a evolução da produção ao longo de 25 anos, aplicando uma taxa de degradação anual de 0,45 %. As receitas anuais foram calculadas com base num perfil de preços em dois blocos temporais: 45 €/MWh durante os primeiros 10 anos e 63,45 €/MWh nos anos subsequentes (11.º a 25.º). O preço de 63,45€/MWh foi obtido através da consulta do preço médio anual de mercado no ano de 2024 presente no site da OMIE ([Mínimo, médio e máximo preço da cassação do mercado diário | OMIE](#)). Os custos de operação e manutenção foram assumidos constantes, a 7.000 €/MWp/ano, e a taxa de atualização foi de 4%. Os valores estão apresentados nas tabelas seguintes.

Nota: Os valores de receitas e cashflows apresentados são fictícios e não refletem a realidade dos projetos analisados.

Quadro 11 - Cashflow parque estrutura fixa ao longo de 25 anos

Parque com estrutura fixa									
	Real					Estimado			
Ano	Preço (€/MWh)	Energia (MW)	Receita (€)	O&M (€)	Cashflow (€)	Energia (MW)	Receita (€)	O&M (€)	Cashflow (€)
0	-	-	-	-	-4959400	-	-	-	-4959400
1	45,00	6810,96	306493,20	50680,00	255813,20	9572,20	430749,00	50680,00	380069,00
2	45,00	6780,31	305113,98	50680,00	254433,98	9529,13	428810,63	50680,00	378130,63
3	45,00	6749,80	303740,97	50680,00	253060,97	9486,24	426880,98	50680,00	376200,98
4	45,00	6719,43	302374,13	50680,00	251694,13	9443,56	424960,02	50680,00	374280,02
5	45,00	6689,19	301013,45	50680,00	250333,45	9401,06	423047,70	50680,00	372367,70
6	45,00	6659,09	299658,89	50680,00	248978,89	9358,76	421143,98	50680,00	370463,98
7	45,00	6629,12	298310,42	50680,00	247630,42	9316,64	419248,83	50680,00	368568,83
8	45,00	6599,29	296968,03	50680,00	246288,03	9274,72	417362,21	50680,00	366682,21
9	45,00	6569,59	295631,67	50680,00	244951,67	9232,98	415484,08	50680,00	364804,08
10	45,00	6540,03	294301,33	50680,00	243621,33	9191,43	413614,41	50680,00	362934,41
11	63,45	6510,60	413097,53	50680,00	362417,53	9150,07	580571,93	50680,00	529891,93
12	63,45	6481,30	411238,59	50680,00	360558,59	9108,89	577959,36	50680,00	527279,36
13	63,45	6452,14	409388,02	50680,00	358708,02	9067,90	575358,54	50680,00	524678,54
14	63,45	6423,10	407545,77	50680,00	356865,77	9027,10	572769,43	50680,00	522089,43
15	63,45	6394,20	405711,82	50680,00	355031,82	8986,48	570191,96	50680,00	519511,96
16	63,45	6365,42	403886,11	50680,00	353206,11	8946,04	567626,10	50680,00	516946,10
17	63,45	6336,78	402068,63	50680,00	351388,63	8905,78	565071,78	50680,00	514391,78
18	63,45	6308,26	400259,32	50680,00	349579,32	8865,70	562528,96	50680,00	511848,96
19	63,45	6279,88	398458,15	50680,00	347778,15	8825,81	559997,58	50680,00	509317,58
20	63,45	6251,62	396665,09	50680,00	345985,09	8786,09	557477,59	50680,00	506797,59
21	63,45	6223,48	394880,10	50680,00	344200,10	8746,56	554968,94	50680,00	504288,94
22	63,45	6195,48	393103,14	50680,00	342423,14	8707,20	552471,58	50680,00	501791,58
23	63,45	6167,60	391334,17	50680,00	340654,17	8668,01	549985,46	50680,00	499305,46
24	63,45	6139,85	389573,17	50680,00	338893,17	8629,01	547510,52	50680,00	496830,52
25	63,45	6112,22	387820,09	50680,00	337140,09	8590,18	545046,73	50680,00	494366,73

Quadro 12 – Cashflow parque tracker ao longo de 25 anos

		Parque com tracker							
		Real				Estimado			
Ano	Preço (€/MWh)	Energia (MW)	Receita (€)	O&M (€)	Cashflow (€)	Energia (MW)	Receita (€)	O&M (€)	Cashflow (€)
0	-	-	-	-	-3600000				-3600000
1	45,00	5064,22	227889,90	33600,00	194289,90	6795,50	305797,50	33600,00	272197,50
2	45,00	5041,43	226864,40	33600,00	193264,40	6764,92	304421,41	33600,00	270821,41
3	45,00	5018,74	225843,51	33600,00	192243,51	6734,48	303051,51	33600,00	269451,51
4	45,00	4996,16	224827,21	33600,00	191227,21	6704,17	301687,78	33600,00	268087,78
5	45,00	4973,68	223815,49	33600,00	190215,49	6674,00	300330,19	33600,00	266730,19
6	45,00	4951,30	222808,32	33600,00	189208,32	6643,97	298978,70	33600,00	265378,70
7	45,00	4929,02	221805,68	33600,00	188205,68	6614,07	297633,30	33600,00	264033,30
8	45,00	4906,83	220807,55	33600,00	187207,55	6584,31	296293,95	33600,00	262693,95
9	45,00	4884,75	219813,92	33600,00	186213,92	6554,68	294960,63	33600,00	261360,63
10	45,00	4862,77	218824,76	33600,00	185224,76	6525,18	293633,30	33600,00	260033,30
11	63,45	4840,89	307154,47	33600,00	273554,47	6495,82	412159,85	33600,00	378559,85
12	63,45	4819,11	305772,27	33600,00	272172,27	6466,59	410305,13	33600,00	376705,13
13	63,45	4797,42	304396,30	33600,00	270796,30	6437,49	408458,76	33600,00	374858,76
14	63,45	4775,83	303026,51	33600,00	269426,51	6408,52	406620,70	33600,00	373020,70
15	63,45	4754,34	301662,89	33600,00	268062,89	6379,68	404790,90	33600,00	371190,90
16	63,45	4732,95	300305,41	33600,00	266705,41	6350,97	402969,34	33600,00	369369,34
17	63,45	4711,65	298954,04	33600,00	265354,04	6322,40	401155,98	33600,00	367555,98
18	63,45	4690,45	297608,74	33600,00	264008,74	6293,94	399350,78	33600,00	365750,78
19	63,45	4669,34	296269,50	33600,00	262669,50	6265,62	397553,70	33600,00	363953,70
20	63,45	4648,33	294936,29	33600,00	261336,29	6237,43	395764,71	33600,00	362164,71
21	63,45	4627,41	293609,08	33600,00	260009,08	6209,36	393983,77	33600,00	360383,77
22	63,45	4606,59	292287,84	33600,00	258687,84	6181,42	392210,84	33600,00	358610,84
23	63,45	4585,86	290972,54	33600,00	257372,54	6153,60	390445,89	33600,00	356845,89
24	63,45	4565,22	289663,16	33600,00	256063,16	6125,91	388688,89	33600,00	355088,89
25	63,45	4544,68	288359,68	33600,00	254759,68	6098,34	386939,79	33600,00	353339,79

Quadro 13 - VAL e TIR para cada uma das instalações

	Parque com estrutura fixa		Parque com tracker	
	Real	Estimado	Real	Estimado
VAL (€)	-294516,58	1917654,83	-67694,72	1319322,75
TIR (%)	3,5	7,1	3,8	6,9

## 6. CONCLUSÕES

---

### 6.1 PRINCIPAIS CONCLUSÕES TÉCNICAS E ECONÓMICAS

O presente estudo permitiu avaliar, de forma comparativa, o desempenho técnico e económico de duas centrais fotovoltaicas localizadas na região de Grândola, uma com estrutura fixa (6 MW) e outra com estrutura tracker (4 MW). A análise incidiu sobre os dados reais de produção referentes ao primeiro ano de operação, complementados com simulações obtidas através do software PVsyst, bem como pela avaliação económico-financeira de ambos os projetos.

Do ponto de vista técnico, verificou-se que a produção real de ambas as centrais ficou aquém da produção estimada pelo PVsyst. No caso do parque com estrutura fixa, a produção anual real atingiu **6810,96 MWh**, enquanto o valor simulado foi de **9572,20 MWh**, traduzindo-se numa diferença de cerca de **-28,8%**. Já no parque com estrutura tracker, a produção real foi de **5064,22 MWh** face aos **6795,50 MWh** simulados, correspondendo a um desvio de aproximadamente **-25,5%**. Estes resultados confirmam que a simulação não reflete integralmente a realidade operacional, uma vez que omite falhas técnicas, períodos de indisponibilidade e perdas adicionais não representadas no modelo.

Contudo, importa analisar os valores de produção por MW instalado. O parque fixo registou uma produção real de cerca de **1135 MWh/MW**, enquanto o parque com tracker atingiu aproximadamente **1266 MWh/MW**. Apesar dos problemas técnicos reportados, o sistema com trackers demonstrou um melhor aproveitamento energético da potência instalada, validando o princípio de que os trackers maximizam a captação da radiação e aumentam a produtividade específica.

A análise económica confirma esta tendência. O cálculo do **LCOE real** revelou valores de **54,05 €/MWh** para o parque fixo e **52,14 €/MWh** para o parque tracker, demonstrando uma vantagem competitiva para este último. Em termos de **LCOE estimado**, os valores foram próximos, **38,46 €/MWh** no fixo e **38,86 €/MWh** no tracker, mas, quando analisada a produção por MW, o parque com tracker continuou a apresentar maior produtividade específica, reforçando o seu benefício face à estrutura fixa. Uma vez que nos primeiros 10 anos o preço de venda da energia é de 45 €/MWh, este valor é inferior aos LCOEs reais, o que leva a que o retorno seja inferior ao investimento, o que não acontece quando analisamos os LCOEs estimados. Após o 10º ano e até ao 25º, como o valor de venda será de 63,45€/MWh, em todos os casos o retorno será superior ao investimento.

Quanto à análise de fluxos de caixa, o parque fixo apresentou um VAL com um valor de **-294,516 k€** e uma TIR de **3,5%**, valores que apontam para uma viabilidade económica limitada. Já o parque com tracker revelou um VAL de **-67,694 k€** e uma TIR de **3,8%**, evidenciando uma situação mais favorável. Importa salientar que, nos cenários estimados, ambos os projetos apresentam VALs positivos e TIRs superiores, reforçando a influência das falhas técnicas e indisponibilidades na rentabilidade real das centrais.

A análise das receitas reforça esta leitura. Com base num preço de venda de 45 €/MWh, o parque fixo gerou receitas anuais reais de cerca de **306,49 k€**, enquanto o parque tracker obteve **222,89 k€**. Contudo, em termos de potência instalada, o parque fixo registou aproximadamente **42,33 k€/MW**, enquanto o tracker alcançou **47,48 k€/MW**, confirmando novamente a situação mais favorável para os trackers.

Em síntese, pode concluir-se que o parque com estrutura tracker apresentou uma maior produtividade específica (MWh/MW), menores custos nivelados de eletricidade (LCOE) e melhores indicadores de VAL e TIR, evidenciando, assim, uma superior eficiência técnica e uma maior competitividade económica. Já o parque com estrutura fixa, embora tenha registado uma produção total mais elevada devido à sua maior potência instalada, revelou uma rentabilidade inferior por MW instalado. A análise dos desvios entre os valores simulados e os valores reais confirma que os modelos de previsão, apesar da sua relevância no planeamento, necessitam de ser ajustados de forma a refletirem com maior rigor as condições reais de operação.

De forma conclusiva, tanto no cenário estimado como no cenário real, a estrutura tracker surge como a melhor opção. Nas simulações, apresenta maior produtividade específica e rentabilidade semelhante ou superior à estrutura fixa, enquanto nos resultados reais demonstra clara vantagem em termos de energia produzida por MW instalado, LCOE e receitas relativas. Assim, quando devidamente mantido e operado, o sistema de tracker constitui a alternativa mais eficiente e economicamente atrativa para centrais fotovoltaicas.

## 6.2 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

Uma linha de investigação particularmente relevante para complementar os resultados deste estudo prende-se com a integração de sistemas de armazenamento em centrais fotovoltaicas. A natureza intermitente da produção solar origina uma forte concentração de geração durante o período diurno, nem sempre coincidente com os momentos de maior procura ou de preços mais atrativos no mercado. O recurso a soluções de armazenamento, nomeadamente baterias, permitiria não apenas reduzir o desfasamento entre produção e consumo, mas também possibilitar a venda de energia em períodos de maior valorização, aumentando assim as receitas dos produtores. Para além das baterias de lítio, amplamente difundidas, outras tecnologias como armazenamento através de hidrogénio verde poderão ser alternativas viáveis em projetos de grande escala.

Paralelamente, torna-se igualmente promissora a análise da complementaridade entre energia fotovoltaica e eólica. O recurso a centrais híbridas, que partilhem a mesma infraestrutura elétrica e o mesmo ponto de ligação à rede, permitiria um melhor aproveitamento da capacidade instalada. Dado que a produção solar ocorre maioritariamente durante o dia, enquanto a produção eólica tende a ser mais significativa durante a noite e em épocas menos ensolaradas, esta complementaridade reduz a variabilidade do perfil de geração, garantindo um fornecimento mais constante e previsível. Para os produtores, tal solução representa não só um aumento da eficiência na utilização da rede, mas também a possibilidade de estabilizar os fluxos de receita ao longo do ano, mitigando os riscos associados à intermitência da energia solar.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- [1] J. Zaraket, M. Aillerie, e C. Salame, «Capacitance evolution of PV solar modules under thermal stress», em *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2017, pp. 702–708. doi:10.1016/j.egypro.2017.07.097.
- [2] Wolfgang Palz, «Power for the World», 2011.
- [3] Sng, G. K. E., Chua, S. W., Roy, S. and Lim, L. H. I. (2021) Solar Energy Simulation of Bifacial Panels for Performance Optimisation. In: 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC 47), 15 Jun - 21 Aug 2020.
- [4] M. Tahir Patel, M. Ryyan Khan, Xingshu Sun, and Muhammad A. Alam (2018). A Worldwide Cost-based Design and Optimization of Tilted Bifacial Solar Farms.
- [5] Lorenzo, E., Narvarte, L., & Muñoz, F. J. (2011). Tracking and backtracking. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(7), 747-753.
- [6] Ayadi et al. (2024) – Techno-Economic Assessment of Bifacial Photovoltaic Systems under Desert Climatic Conditions.
- [7] Marion, B., del Cueto, J., & Riley, E. (2017). Bifacial PV Performance Models: Comparison and Field Results. National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- [8] Huld, Gottschalg, Beyer & Topič (2010) – Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. *Solar Energy*, 84(2), 324–338.
- [9] Sun et al. (2017) – Optimization and Performance of Bifacial Solar Modules: A Global Perspective. arXiv, 1709.10026.
- [10] Fraunhofer ISE (2020). Global Trends in Photovoltaic Applications. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.
- [11] Logan, P. E., & Raichle, B. W. (n.d.). Performance comparison of fixed, single, and dual axis tracking systems for small photovoltaic systems with measured direct beam fraction. Appalachian State University Technical Report.
- [12] Chin, C. S., Babu, A., & McBride, W. (2011). Design, modeling and testing of a standalone single axis active solar tracker using MATLAB/Simulink. *Renewable Energy*, 120, 332-346.
- [13] Sadeghi, R., Parenti, M., Memme, S., Fossa, M., & Morchio, S. (2025). A Review and Comparative Analysis of Solar Tracking Systems. *Energies*, 18(10), 2553.
- [14] Fathabadi, H. (2016). Novel high efficient offline sensorless dual-axis solar tracker for use in photovoltaic systems and solar concentrators.
- [15] Alami, A. H., Bennani, L., & Stitou, D. (2019). Maintenance challenges in solar tracking systems. *Renewable Energy*, 130, 515-524.
- [16] Aydan Garrod & Aritra Ghosh (2023). A review of bifacial solar photovoltaic applications.
- [17] Patel, M. T., Ahmed, M. S., Imran, H., Butt, N. Z., Khan, M. R., & Alam, M. A. (2020). Optimum design of tracking bifacial solar farms -- A comprehensive global analysis of next-generation PV. arXiv preprint arXiv:2011.01276.
- [18] Nsengiyumva, W., Chen, S. G., Hu, L., & Chen, X. (2018). Recent advancements and challenges in Solar Tracking Systems (STS): A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 250–279.

- [19] IRENA – International Renewable Energy Agency (2020). Renewable Power Generation Costs in 2019.
- [20] Branker, K., Pathak, M. J. M., & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4470–4482.
- [21] Ayadi, O., Rinchi, B., Al-Dahidi, S., Abdalla, M. E. B., & Al-Mahmodi, M. (2024). Techno-Economic Assessment of Bifacial Photovoltaic Systems under Desert Climatic Conditions. *Sustainability*, 16(16), 6982.
- [22] PVSyst SA. PVSyst Photovoltaic Software Grid Connected, PVSYST8.
- [23] Kenny, R. P., Friesen, G., Chianese, D., Bernasconi, A., & Dunlop, E. D. (2012). Performance assessment of PV modules.
- [24] De Soto, W., Klein, S. A., & Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80(1), 78–88.
- [25] Huld, T. (2017). PVMAPS: Software tools and data for the estimation of solar radiation and photovoltaic module performance over large geographical areas. *Solar Energy*, 142, 171–181.
- [26] Hafez, A. Z., Yousef, A. M., & Harag, N. M. (2018). Solar tracking systems: Technologies and trackers drive types – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 754–782.