Universidade
Politécnica
Castelo Branco

Estudo da Produção de Energia Solar Fotovoltaica na Viticultura com Seguidores Solares

Aliciana Pinto Badjana

Aluna nº20230989

Orientadores

Prof. Doutora Paula Cristina Alves Pereira, Prof. adjunto

Prof. Doutor Nuno Cláudio da Rocha Meses Pedro, Prof. adjunto

Trabalho de Projeto apresentado à Escola Superior de Tecnologia da Universidade Politécnica de Castelo Branco para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de licenciada em Engenharia das Energias Renováveis, realizada sob a orientação científica da Professora Adjunta Doutora Paula Cristina Alves Pereira, da Universidade Politécnica de Castelo Branco.

Setembro de 2026

Composição do júri

Presidente do júri

Professor Doutor Luís Paulo Coelho Neto

Professor Adjunto, Escola Superior de Tecnologia, Universidade Politécnica de Castelo branco

Vogais

Professor Doutor António Francisco Canatário Duarte

Professor Adjunto, Escola Superior Agrária, Universidade Politécnica de Castelo Branco

Professora Doutora Paula Cristina Alves Perreira (Orientadora)

Professora Adjunta, Escola Superior de Tecnologia, Universidade Politécnica de Castelo Branco

Professor Nuno Cláudio da Rocha Meses Pedro (Co-Orientador)

Professor Adjunto, Escola Superior Agrária, Universidade Politécnica de Castelo Branco

Dedicatória

Dedico este trabalho a Deus, a minha fonte inesgotável de força e esperança, que me sustentou durante toda esta caminhada académica. À minha família, por ser o meu alicerce, e a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a concretização deste sonho.

Agradecimentos

Gostaria de expressar a minha profunda gratidão a todos os que tornaram possível a conclusão desta etapa fundamental da minha vida:

A Deus, por ter sido a luz que guiou os meus passos, concedendo-me a sabedoria e a perseverança necessárias para superar os desafios ao longo deste curso.

Aos meus pais, pelo amor incondicional, pelo sacrifício, pelos ensinamentos de vida e pelo apoio constante que me permitiram chegar até aqui. Devo a eles a pessoa que sou hoje e a determinação que sempre me impulsionou.

Ao meu padrinho, Uncle Sidney, cuja generosidade e crença no meu potencial foram decisivas para que eu pudesse concluir a minha licenciatura. A sua ajuda foi o pilar fundamental que viabilizou esta jornada, pelo que lhe serei eternamente grata.

À minha orientadora, pela sua orientação rigorosa, partilha de conhecimento, paciência e incentivo constante. A sua experiência e dedicação foram cruciais para a qualidade e desenvolvimento deste trabalho.

À Escola Superior de Tecnologia de Castelo Branco, pelos recursos e pelo ambiente de aprendizagem proporcionado ao longo destes anos.

Aos meus irmãos e familiares, pelo apoio, compreensão e pelos momentos de partilha que tornaram esta trajetória mais leve.

Resumo

O presente projeto aborda o desenvolvimento e a análise técnica de um sistema agrivoltaico dinâmico, concebido para otimizar a coexistência entre a produção de energia solar fotovoltaica e a exploração agrícola de vinhas e pastagens intercalares. Perante o cenário de crise climática e a crescente competição pelo uso do solo em Portugal, este estudo propõe uma solução que rompe com o modelo de instalação fotovoltaica estática, introduzindo estruturas elevadas com seguidores solares (*trackers*) de um eixo horizontal, cujos algoritmos de controlo são orientados para a otimização geométrica do espaço e mitigação do stress térmico.

A metodologia baseia-se no dimensionamento executivo e na simulação computacional tridimensional de um campo solar de 100,08 kWp para a Quinta de Valbom, em Évora. Utilizando ferramentas GIS (QGIS) para a filtragem orográfica e o software PVsyst 3D para a modelação física da cultura, o sistema adota um controlo adaptativo via algoritmo de *backtracking*. O objetivo é duplo: maximizar a captação energética anual e atuar como um "escudo climático" passivo nos períodos críticos de calor estival, mitigando a radiação excessiva sobre os bagos, controlando a evapotranspiração potencial (ETP) e preservando os recursos hídricos do solo.

A análise comparativa do desempenho elétrico demonstrou que, ao incorporar o sombreamento real da vinha, o *Performance Ratio* (PR) consolidou-se em 70,80%, gerando uma produção líquida injetada na rede de 167.814 kWh/ano. A nível mecânico, validou-se a viabilidade do tráfego agrícola pesado através de pilares sobreelevados com altura livre de 4,00 metros e um corredor livre de 4,30 metros. Complementarmente, o estudo económico confirmou a elevada atratividade financeira do investimento (CAPEX de 78.232,51 €), apresentando um Valor Atual Líquido (VAL) de +78.788,99 €, uma Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) de 14,66% e um *Payback* Descontado de 9,2 anos. Os resultados confirmam que a integração tecnológica inteligente aumenta a resiliência da viticultura alentejana e cria uma nova fonte de rendimento sem comprometer a produtividade biológica dos solos aráveis.

Palavras-chave: Agrivoltaico Dinâmico, Seguimento Solar, Backtracking, Vinha, PVsyst 3D, Viabilidade Financeira.

Abstract

The present project addresses the development and technical analysis of a dynamic agrivoltaic system, designed to optimize the coexistence between solar photovoltaic power generation and the agricultural exploitation of vineyards and inter-row pastures. In light of the climate crisis scenario and the increasing competition for land use in Portugal, this study proposes a solution that breaks away from conventional static photovoltaic installations by introducing elevated single-axis horizontal solar trackers, whose control algorithms are optimized for geometric space management and thermal stress mitigation.

The methodology is based on the engineering design and three-dimensional computer simulation of a 100.08 kWp solar field for Quinta de Valbom, in Évora. Utilizing GIS tools (QGIS) for orographic filtering and PVsyst 3D software for physical crop modeling, the system adopts an adaptive control via backtracking algorithm. The objective is twofold: to maximize annual energy yield and to act as a passive "climate shield" during critical summer heatwaves, mitigating excessive radiation on grape berries, controlling potential evapotranspiration (ETP), and preserving soil water resources.

The comparative analysis of electrical performance demonstrated that, by incorporating the real shading of the vineyard, the Performance Ratio (PR) consolidated at 70.80%, generating a net energy injection into the grid of 167,814 kWh/year. At the mechanical level, the feasibility of heavy agricultural machinery traffic was validated through elevated pillars with a clear height of 4.00 meters and a clear corridor width of 4.30 meters. Complementarily, the financial study confirmed the high economic attractiveness of the investment (CAPEX of €78,232.51), presenting a Net Present Value (NPV) of +€78,788.99, an Internal Rate of Return (IRR) of 14,66%, and a Discounted Payback Period of 9.2 years. The results confirm that intelligent technological integration increases the resilience of Alentejo's viticulture and creates a new sustainable revenue stream without compromising the biological productivity of arable lands.

Keywords: Dynamic Agrivoltaics, Solar Tracking, Backtracking, Vineyard, PVsyst 3D, Financial Viability.

Índice

1.Introdução 1
1.1.Contextualização 1
1.2.Motivação 2
1.3.O Conceito Agrivoltaico Dinâmico 3
1.4.Objetivos do Trabalho 3
1.5.Estrutura do Projeto 4
Capítulo II: Conceitos gerais 5
2.1. Conceitos e Definições Fundamentais 5
2.2. Classificação e Tipologias de Sistemas Agrivoltaicos 7
2.2.1.Segmentação por Ambiente de Produção 7
2.2.2.Tipologias de Estrutura do Sistema Fotovoltaico (FV) 7
2.2.3.Configuração e Dinâmica dos Módulos FV 8
2.3.Contextualização e Referências do Setor 8
2.3.1. Estudos anteriores sobre o agrivoltaico 9
2.3.2. Projetos-piloto existentes 12
2.3.3. Enquadramento Legal e Normativo do Agrivoltaico 14
2.4. Desafios de Implementação e Operação 15
Capítulo III: Metodologia de Identificação e Seleção de Áreas Potenciais 17
3.1.Etapas de Execução e Fluxo de Trabalho 17
3.2.Caracterização da Área de Estudo: Quinta de Valbom 18
3.2.1.Enquadramento e Aptidão Territorial 18
3.2.2.Base Bioclimática e Condicionantes Hídricas 19
3.2.3.Estrutura da Vinha e Integração Agropecuária 19
3.3.Análise Topográfica e Hierarquização de Aptidão Mecânica 21
Capítulo IV: Dimensionamento e Simulação do Sistema Agrivoltaico Dinâmico 23
4.1.Delimitação e Área de Implantação da Instalação 23
4.2.Parâmetros de Configuração dos Seguidores Solares (Trackers) 24
4.3.Especificação e Seleção de Componentes Elétricos 25
4.3.2. Sistema de Inversão (Inversores) 26

4.4.Cálculos Técnicos 27
4.4.1.Modelação Geométrica e Espaçamento entre Fileiras 27
4.4.2. Dimensionamento dos Inversores 30
4.4.3. Análise Económica e Financeira 31
4.5.Aplicação Prática e Resultados dos Cálculos Astronómicos, Geométricos e de Dimensionamento 32
4.6.Parâmetros de Perdas Pré-definidas do Campo Solar (Array Losses) 36
4.7.Resultados da Simulação Horária Global e Balanço Energético Mensal ... 37
4.8.Análise da Variabilidade Sazonal e Desempenho Operacional..... 38
4.9.Diagrama de Fluxo Energético e Perdas Globais (Loss Diagram) 39
4.10.Comportamento Dinâmico Diário e Distribuição Histograma de Potência 41
4.11.Análise do Impacto da Sombra Dinâmica na Cultura 43
4.12.Análise do Comportamento das Sombras (*Iso-shadings*) 44
4.13.Resultados da Simulação Horária Global e Balanço Energético Mensal (Com Modelação 3D) 45
4.14.Análise da Produção Normalizada e *Performance Ratio* (PR) 46
4.15.Análise do Fluxo Energético e Perdas Globais (*Loss Diagram*)..... 47
4.16.Correlação de Entrada/Saída e Distribuição de Potência..... 49
4.16.1. Diagrama Diário de Entrada/Saída..... 49
4.16.2. Distribuição da Potência de Saída do Sistema..... 49
4.17.Distribuição da Irradiação Incidente 50
4.18.Avaliação Térmica do Sistema 51
4.19.Análise Comparativa: Modelo Convencional vs. Configuração Agrivoltaica 3D..... .52
Capítulo V: ANÁLISE ECONÓMICA E FINANCEIRA..... 54
5.1.Introdução e Enquadramento Metodológico..... 54
5.2.Estimativa de Custos de Investimento (CAPEX)..... 54
5.3.Custos Operacionais e de Manutenção (OPEX) 56
5.4.Projeção de Receitas e Fluxos de Caixa..... 56
5.5.Indicadores de Viabilidade Económica (VAL, TIR e Payback) 56
5.6.Análise Gráfica dos Períodos de Recuperação do Investimento (*Payback*) 57
5.7.Conclusão da Análise Financeira 59

5.8.Limitações do Estudo e Sugestões para Trabalhos Futuros 60
VI. Conclusão 61
REFERÊNCIAS 64
Apêndices..... 67
Apêndice A: Ficha Técnica do Módulo Fotovoltaico 67
Apêndice B: Ficha Técnica do Inversor 69
Apêndice C: Memória de Cálculo e Dimensionamento Detalhado do Sistema 71
Apêndice D: Orçamento Detalhado do Sistema (BoQ) 74
Apêndice E: Modelo de Projeção Financeira e Fluxos de Caixa (25 Anos) 76

Índice de figuras

Figura 1- Impacto bioclimático da proteção agrivoltaica na gestão hídrica e térmica do solo. 6
Figura 2- Classificação dos sistemas fotovoltaicos. 8
Figura 3-Sistema agrivoltaico dinâmico da Sun'Agri em Tresserre, França 13
Figura 4-Vista aérea da Quinta de Valbom / Adega Cartuxa (Évora).. 19
Figura 5-Sistema de condução de vinha em espaldeira (VSP) na Quinta de Valbom, evidenciando o alinhamento das fileiras e o coberto vegetal intercalar. 20
Figura 6-Carta de aptidão topográfica e classificação de declives da Quinta de Valbom. .21
Figura 7-Delimitação cartográfica e enquadramento da área de implantação do sistema agrivoltaico face às classes de aptidão topográfica na Quinta de Valbom. 22
Figura 8-Delimitação da área útil de implantação do sistema agrivoltaico e respetiva zona de captação, na Quinta de Valbom 23
Figura 9-Parâmetros de configuração e limites mecânicos do seguidor solar monoeixo horizontal (N-S) validados no relatório do PVsyst. 24
Figura 10-Diagrama esquemático de ligação das 8 strings de 18 módulos. 26
Figura 11-Ficha de características elétricas do gerador fotovoltaico Trina Solar e do inversor Huawei simulados no PVsyst. 26
Figura 12-Parâmetros de perdas óhmicas, térmicas e coeficientes de desemparelhamento (Array Losses) configurados no PVsyst. 36
Figura 13-Tabela detalhada de irradiação mensal, energia gerada no arranjo e energia líquida injetada na rede para a Quinta de Valbom. 38
Figura 14-Gráficos de distribuição mensal da produção normalizada do sistema e evolução do fator de mérito Performance Ratio. 39
Figura 15-Diagrama sequencial de perdas globais (Loss Diagram) do sistema agrivoltaico obtido no PVsyst. 40
Figura 16-Diagrama de correlação diária entre a energia útil do sistema e a irradiação global incidente (Daily Input/Output). 41
Figura 17-Gráfico de distribuição da potência útil de saída do sistema (System Output Power Distribution) ao longo do ano civil. 42
Figura 18-Representação tridimensional (3D Scene) do campo fotovoltaico configurado sobre a vinha na Quinta de Valbom, integrando o espaçamento entre filas para operabilidade agrícola. 43
Figura 19-Diagrama Iso-shadings representando as perdas por sombreamento mútuo conforme a posição solar (altura e azimute). 44
Figura 20-Tabela detalhada de irradiação mensal, energia gerada no arranjo e energia líquida injetada na rede para o sistema agrivoltaico com modelação 3D. 45
Figura 21-Balanço energético anual e indicadores de performance (PR e Produção Normalizada) do sistema agrivoltaico. 46
Figura 22-Loss Diagram (Diagrama de fluxo de perdas energéticas anuais) do sistema fotovoltaico em ambiente agrivoltaico 48
Figura 23-Diagrama de entrada/saída diário: correlação entre irradiação incidente e energia útil produzida. 49
Figura 24-Distribuição da potência útil de saída do sistema fotovoltaico. 50
Figura 25-Distribuição estatística da irradiação incidente anual no plano dos coletores. ...50
Figura 26-Correlação entre a temperatura dos módulos e a irradiância efetiva, demonstrando a estabilidade térmica do sistema em regime variável. 51

Figura 28-Comparação mensal da energia gerada entre o sistema convencional (com tracker) e a configuração agrivoltaica 3D. 53
Figura 29-Evolução do Valor Atual Líquido (VAL) Simples Acumulado e determinação do Payback Simples ao longo dos 25 anos do projeto. 58
Figura 30-Evolução do Valor Atual Líquido (VAL) Descontado Acumulado à taxa de 6,0% e determinação do Payback Descontado. 58

Índice de símbolos

A	Ampere
V	Volt
W	Watt
Wp	Watt-pico
kW	Quilowatt
kWp	Quilowatt-pico
VA / kVA	Volt-Ampere / Quilovolt-Ampere
Ω	Ohm
kWh	Quilowatt-hora
MWh	Megawatt-hora
W/m²	Watts por metro quadrado
kWh/m² / ano	Quilowatt-hora por metro quadrado por ano
€/kWh	Euro por Quilowatt-hora
ºC	Graus Celsius
m	Metro
mm²	Milímetros quadrados
m²	Metros quadrados
kg	Quilograma
W/m².K	Watt por metro quadrado, Kelvin
m/(Ω · mm²)	Metro por ohm, milímetro quadrado

Índice de tabelas

Tabela 1-Estrutura estimada do investimento inicial (CAPEX) para o sistema agrivoltaico da Quinta de Valbom. 55
Tabela 2-Síntese dos indicadores macroeconómicos de viabilidade financeira do projeto. 57

Lista de abreviaturas, siglas e acrónimos

AC / CA Corrente Alternada (*Alternate Current*)

APV Agrofotovoltaico

CAPEX Custos de Investimento Inicial (*Capital Expenditure*).

CC / DC Corrente Contínua (*Direct Current)*

COS Carta de Ocupação do Solo

DGADR Direção-Geral de Agricultura e Desenvolvimento Rural

DGEG Direção-Geral de Energia e Geologia.

ETO Evapotranspiração de Referência

ETP Evapotranspiração Potencial

GHI Irradiância Solar Global (*Global Horizontal Irradiance*)

GIS / SIG Sistemas de Informação Geográfica

HSAT Seguidores de Eixo Único Horizontal (*Horizontal Single-Axis Tracker*)

IAM Efeito de Incidência Angular (*Incident Angle Modifier*)

IFAP Instituto de Financiamento da Agricultura e Pescas

IPMA Instituto Português do Mar e da Atmosfera

IVA Imposto sobre o Valor Acrescentado

KPI Indicadores Chave de Desempenho (*Key Performance Indicators*)

LCOE Custo Nivelado da Energia (*Levelized Cost of Energy*)

LER Rácio de Equivalência de Terra (*Land Equivalent Ratio*)

MDT / MDE Modelo Digital de Terreno / Modelo Digital de Elevação

MPPT Seguidores de Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point Tracking*).

OPEX Custos Operacionais e de Manutenção (*Operational Expenditure*)

PAR	Radiação Fotossinteticamente Ativa (*Photosynthetically Active Radiation*)
PNEC 2030	Plano Nacional Energia e Clima
PR	Fator de Mérito Global (*Performance Ratio*)
PRI	Período de Recuperação do Investimento (*Payback Period*)
PV	Energia Fotovoltaica (*Photovoltaic*)
PVGIS	*Photovoltaic Geographical Information System*
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RAN	Reserva Agrícola Nacional
REN	Reserva Ecológica Nacional
RTIEBT	Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão
STC	Condições Padrão de Teste (*Standard Test Conditions*)
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
VAL / NPV	Valor Atual Líquido (*Net Present Value*).
VSP	Sistema de Condução em Espaldeira (*Vertical Shoot Positioning*)
WACC	Taxa de Desconto (*Weighted Average Cost of Capital*)
WUE	Eficiência do Uso da Água (*Water Use Efficiency*)

I. Introdução

1.1. Contextualização

A crescente procura global por energia limpa, impulsionada pelas metas de descarbonização da União Europeia, que preveem uma redução de 55% nas emissões até 2030 e a neutralidade climática total até 2050 (Parlamento Europeu, 2025), tem levado a uma expansão sem precedentes da energia fotovoltaica (PV). Em Portugal, a atualização de dezembro de 2025 das diretrizes europeias e o reforço das metas do Plano Nacional Energia e Clima (PNEC 2030) estabelecem que uma fatia maioritária do consumo final de eletricidade deve provir de fontes renováveis. No entanto, esta expansão enfrenta um obstáculo crítico: a competição pelo uso do solo. A instalação de parques fotovoltaicos convencionais em terrenos aráveis entra frequentemente em conflito com a produção agrícola, ameaçando a segurança alimentar e a biodiversidade local (Dinesh & Pearce, 2016).

Portugal apresenta condições geográficas privilegiadas para a exploração da energia solar, com valores de radiação solar global que variam entre os 1 500 e os 1 800 kWh/m² por ano (IPMA, 2024; PVGIS, 2024), dependendo da região. No entanto, este elevado índice de radiação é acompanhado por um regime térmico mediterrânico caracterizado por Verões extremamente quentes e secos. Este paradoxo climático significa que, enquanto o potencial de geração elétrica é máximo, o stress térmico sobre as culturas agrícolas também atinge o seu pico, tornando a agricultura convencional de sequeiro e mesmo de regadio cada vez mais precária.

Para além da radiação, o regime de ventos em Portugal, especialmente nas zonas de transição entre o litoral e o interior, apresenta desafios estruturais. A ocorrência de rajadas de vento sazonais exige que as estruturas agrivoltaicas não sejam apenas elevadas para permitir a passagem de maquinaria, mas também dotadas de sistemas de segurança dinâmicos. A integração de anemómetros que permitem colocar os painéis na posição de "stow" (defesa horizontal) é, portanto, uma necessidade técnica para garantir a integridade mecânica dos seguidores solares face à orografia e ao clima português.

Esta dualidade, abundância de sol e escassez de água, coloca Portugal na linha da frente para a implementação de sistemas agrivoltaicos adaptativos. A utilização de dados climáticos em tempo real permite que a infraestrutura reaja à variabilidade do vento e da temperatura, protegendo o solo da radiação excessiva que, em muitas regiões do país, já ultrapassa o ponto de saturação fotossintética das culturas locais.

No contexto mediterrâneo, este desafio é agravado pelas alterações climáticas, que se manifestam através de períodos de seca mais prolongados e ondas de calor extremas. Culturas estruturais, como a vinha (Vitis vinifera), enfrentam agora riscos crescentes de stress hídrico e escaldão solar das bagas, o que compromete não só o rendimento da colheita, mas também a qualidade organolética do vinho (*Vida Rural*, 2025). Surge, assim, a necessidade de soluções integradas que permitam a coexistência da produção energética e agrícola no mesmo espaço.

1.2. Motivação

O conceito de Agrivoltaico Dinâmico baseia-se na premissa de que as necessidades de uma planta não são constantes ao longo do dia ou do ciclo vegetativo. Ao utilizar seguidores solares (*trackers*) inteligentes, é possível ajustar o microclima em tempo real. Estudos recentes (Weselek et al., 2019) indicam que o sombreamento parcial e controlado não só reduz a temperatura do solo em até 5 ºC a 10 ºC, como pode melhorar a eficiência do uso da água (WUE - *Water Use Efficiency*) em mais de 30% (Adeh et al., 2018).

A motivação central deste projeto reside na urgência de transformar a infraestrutura energética de um elemento passivo e ocupante de espaço num "escudo climático" ativo e protetor da produção agrícola. Face à crescente vulnerabilidade do setor vitivinícola e das pastagens em Portugal, torna-se imperativo desenvolver soluções que não apenas gerem energia limpa, mas que atuem diretamente na resiliência das culturas contra o stress abiótico.

A viabilização do sistema agrivoltaico dinâmico é motivada pelos seguintes fatores fundamentais:

- Preservação de Recursos Hídricos: A capacidade de mitigar a evapotranspiração através do sombreamento controlado permite uma gestão da água muito mais eficiente, um recurso cada vez mais escasso nas regiões mediterrânicas.

- Valorização Económica do Setor Vitivinícola: Ao prevenir o escaldão das bagas e manter a qualidade organolética do vinho, este sistema protege o rendimento económico dos produtores, garantindo que a transição energética não se faça à custa da sustentabilidade financeira da agricultura.

- Otimização do Uso do Solo (Simbiose Energética): A possibilidade de obter um rendimento duplo no mesmo terreno (energia e alimento) serve de motor para este estudo, procurando demonstrar que é possível atingir as metas do PNEC 2030 sem sacrificar áreas de elevada aptidão agrícola.

- Inovação no Controlo Adaptativo: A integração de algoritmos de rastreio dinâmico com a funcionalidade de *backtracking* otimiza a gestão geométrica do espaço. O controlo mecânico dos seguidores solares permite modelar a posição dos painéis ao longo do dia, assegurando que o sistema atua não só na maximização energética, mas também como uma barreira física de proteção da cultura nos períodos mais críticos.

1.3. O Conceito Agrivoltaico Dinâmico

O sistema proposto neste trabalho insere-se na vertente do Agrivoltaico Dinâmico. Ao contrário dos sistemas fixos, esta tecnologia utiliza estruturas elevadas equipadas com seguidores solares (*trackers*) de um eixo, cujos algoritmos de controlo são otimizados não apenas para a eficiência elétrica, mas também para o bem-estar da cultura subjacente.

A inovação deste projeto reside na natureza adaptativa e multifuncional do sistema. Através da otimização geométrica do seguidor solar monoeixo, o sistema alia o acompanhamento astronómico ao benefício bioclimático para a cultura subjacente. Em períodos de elevado stress térmico e hídrico, a infraestrutura garante um sombreamento controlado sobre as videiras nas horas críticas, reduzindo a evapotranspiração potencial (ETP) e preservando de forma passiva a humidade do solo.

1.4. Objetivos do Trabalho

O presente projeto final de licenciatura tem como objetivo principal analisar a viabilidade técnica e o desempenho energético de um sistema fotovoltaico adaptativo instalado sobre uma cultura de vinha. Os objetivos específicos incluem:

- Definição do modelo de controlo: Analisar a operação geométrica do seguidor solar de um eixo através do algoritmo de *backtracking* astronómico.
- Modelação Energética: Estimar a produção anual de energia utilizando o software PVsyst, comparando o cenário adaptativo com um cenário de seguimento convencional.
- Análise de Impacto Agrícola: Avaliar, de forma teórica, a redução da radiação direta sobre a cultura em períodos críticos e o seu potencial efeito na conservação hídrica.

- Dimensionamento Estrutural: Definir os parâmetros de altura e espaçamento que garantam a compatibilidade com a mecanização agrícola (tratores e máquinas de vindima).

1.5. Estrutura do Projeto

Para uma melhor compreensão da investigação efetuada, o presente trabalho encontra-se estruturado em seis capítulos, que detalham desde a fundamentação teórica até à análise dos resultados obtidos.

O primeiro capítulo compreende a introdução, onde é apresentada a contextualização global e nacional do tema, a motivação para o desenvolvimento de sistemas agrivoltaicos adaptativos e os objetivos gerais e específicos que norteiam o estudo.

O segundo capítulo descreve o estado da arte do agrivoltaico, reunindo os conceitos fundamentais ligados à tecnologia de seguimento solar e à proteção bioclimática de culturas. Neste capítulo, é feita uma revisão dos estudos anteriores sobre a simbiose entre a energia fotovoltaica e a agricultura, abordando a fisiologia da vinha e das pastagens, bem como os desafios técnicos da mecanização sob estruturas elevadas.

O Capítulo III descreve a metodologia utilizada para o dimensionamento e a simulação do sistema. São detalhadas as ferramentas de software utilizadas, nomeadamente o PVsyst e o QGIS, definindo-se os parâmetros geométricos de modelação tridimensional do campo fotovoltaico e da cultura agrícola.

No Capítulo IV são apresentados e discutidos os resultados obtidos através das simulações energéticas e da avaliação do impacto agrícola. É efetuada uma comparação entre sistemas fixos e dinâmicos, analisando métricas como a eficiência do uso da água (WUE) e o rácio de equivalência de terra (LER).

O Capítulo V aborda o estudo de viabilidade económica e financeira do projeto ao longo dos 25 anos de vida útil regulamentar, detalhando a projeção de receitas, os fluxos de caixa e os indicadores macroeconómicos de rentabilidade.

Por fim, no Capítulo VI apresentam-se as considerações finais do estudo, destacando as conclusões mais relevantes sobre a viabilidade do sistema proposto, as limitações encontradas e as sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO II: Conceitos gerais

O presente capítulo descreve o estado da arte do agrivoltaico, reunindo os conceitos fundamentais ligados ao sistema e à tecnologia de seguimento solar. São analisados os estudos anteriores sobre a simbiose entre a energia fotovoltaica e a agricultura, abordando a fisiologia da vinha e das pastagens, bem como os desafios técnicos da mecanização sob estruturas elevadas.

2.1. Conceitos e Definições Fundamentais

Para o desenvolvimento deste estudo, é necessário entender conceitos básicos que fundamentam a análise técnica e metrológica das regiões com potencial agrivoltaico em Portugal.

Para o desenvolvimento deste estudo, é necessário compreender os conceitos básicos que fundamentam a análise técnica da tecnologia agrivoltaica em Portugal. O agrivoltaico, ou agrofotovoltaico, caracteriza-se pela exploração integrada de uma parcela de terreno, onde a produção de eletricidade através de tecnologia fotovoltaica coexiste com atividades agrícolas ou pecuárias. Esta configuração maximiza a utilidade da terra, gerando benefícios mútuos entre a infraestrutura energética e as culturas, ao mesmo tempo que reduz a competição por áreas produtivas. A literatura científica destaca a capacidade destes sistemas em proteger a vegetação contra o stresse hídrico, elevando a resiliência operacional das quintas (Barron-Gafford et al., 2019; Dupraz et al., 2011).

O pilar central para calcular a produtividade energética de qualquer instalação fotovoltaica assenta na Irradiância Solar Global (GHI – *Global Horizontal Irradiance*), que representa o somatório da radiação solar direta e difusa que atinge um plano horizontal, expressa geralmente em kWh/m²/ano (Trommsdorff et al., 2025). No território de Portugal Continental, observa-se uma variação geográfica significativa deste parâmetro, com valores situados entre os 1500 e os 1800 kWh/m²/ano. Esta dualidade permite uma exploração multi-objetivo do solo, que consiste numa estratégia de ordenamento que sobrepõe diferentes camadas de funcionalidade no mesmo espaço geográfico, promovendo a sustentabilidade do setor rural (Amaducci et al., 2018; Trommsdorff et al., 2025). Através desta abordagem, o produtor agrícola consegue garantir fontes de receita suplementares sem comprometer a aptidão produtiva dos seus solos.

No que diz respeito aos impactos agronómicos, destaca-se a Eficiência do Uso da Água (WUE – *Water Use Efficiency*), um parâmetro que relaciona a biomassa produzida com o volume de água consumido. A instalação de estruturas agrivoltaicas dinâmicas permite o arrefecimento da camada superficial do solo em cerca de 5 °C a 10 °C, reduzindo as perdas por evapotranspiração. Para o

clima mediterrânico, esta otimização pode ultrapassar os 30%, sendo um fator de sobrevivência crucial para culturas em regime de sequeiro ou com dotações de rega limitadas.

Adicionalmente, importa analisar o Ponto de Saturação Fotossintética, que se refere ao nível de radiação a partir do qual a taxa de fotossíntese de uma planta deixa de aumentar. Em muitas regiões de Portugal, a radiação solar ultravioleta ultrapassa este ponto, gerando apenas stresse térmico e fotoinibição nas culturas. O sistema agrivoltaico atua aqui como um filtro, captando o excesso de radiação para a produção de energia e deixando passar apenas o necessário para o desenvolvimento saudável da planta. Para ilustrar de que forma a estrutura fotovoltaica interfere na gestão da precipitação, na redução da evapotranspiração do solo e na regulação térmica das plantas, apresenta-se o esquema conceptual detalhado na Figura 1.

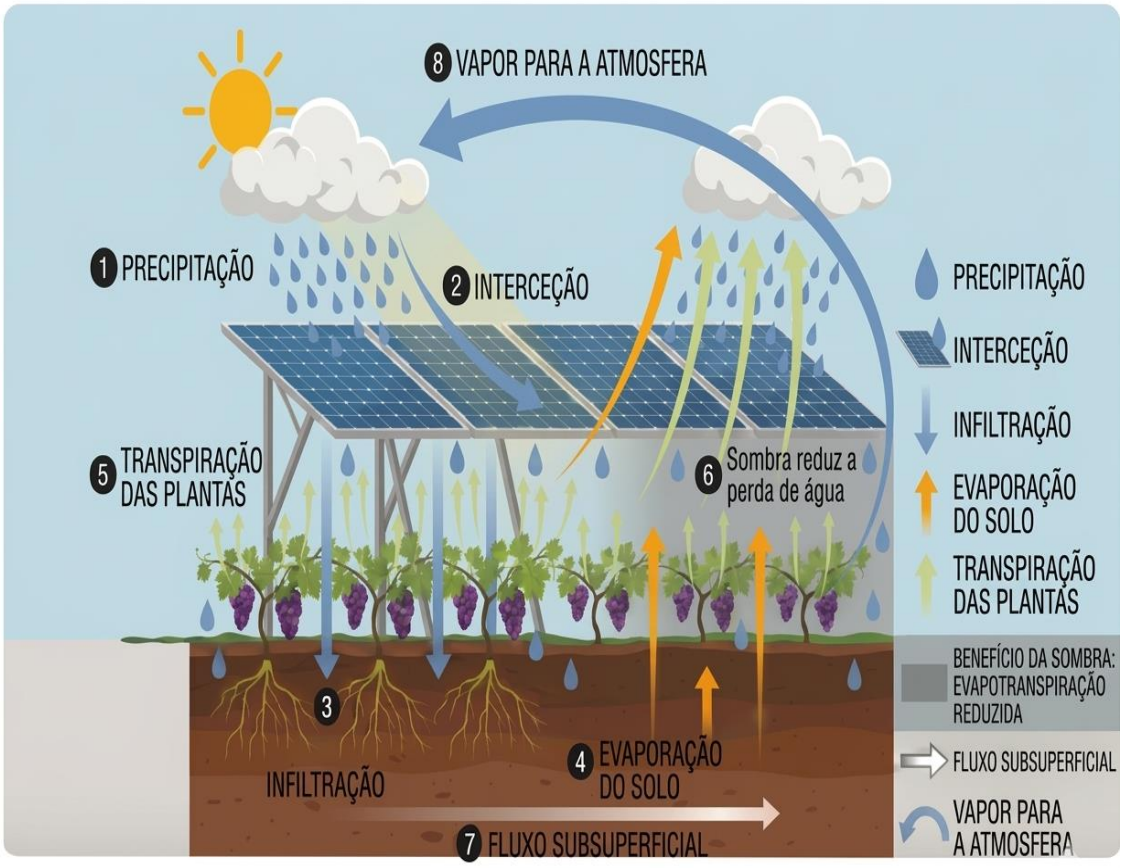


Figura 1- Impacto bioclimático da proteção agrivoltaica na gestão hídrica e térmica do solo. Fonte: Criado no BioRender.com

2.2. Classificação e Tipologias de Sistemas Agrivoltaicos

A arquitetura de um projeto agrivoltaico é determinada pela simbiose necessária entre a infraestrutura de geração energética e as exigências biométricas da cultura (Trommsdorff et al., 2025). De acordo com a Cátedra de Energias Renováveis da Universidade de Évora e o Instituto Fraunhofer ISE, os sistemas estruturam-se segundo o ambiente, a geometria e a mobilidade dos módulos (Fraunhofer ISE, 2024).

2.2.1. Segmentação por Ambiente de Produção

O desenho do sistema agrivoltaico é dividido em duas categorias principais, dependendo do tipo de produção agrícola (Fraunhofer ISE, 2024):

- Sistemas de Campo Aberto: Instalações onde a produção agrícola decorre ao ar livre, permitindo a exposição direta às condições atmosféricas. Nestes casos, a infraestrutura FV é integrada de forma a coexistir com as culturas no terreno.
- Sistemas Fechados (Estufas): O conceito baseia-se na integração dos módulos FV na cobertura de estruturas de suporte agrícola, como estufas ou armazéns de sombreamento para animais.

2.2.2. Tipologias de Estrutura do Sistema Fotovoltaico (FV)

Dependendo da atividade agrícola e da necessidade de mecanização, a estrutura pode assumir três formas distintas (Trommsdorff et al., 2025):

- Estrutura Aérea (ou Elevada): Os módulos são instalados em pórticos elevados, permitindo que a atividade agrícola seja desenvolvida inteiramente sob as estruturas FV. Esta configuração é a mais indicada para garantir a passagem de luz para as plantas e a circulação de máquinas agrícolas, como tratores e vindimadoras (Trommsdorff et al., 2025).
- Estrutura Interespacial: Caracteriza-se por um espaçamento entre filas de painéis significativamente maior do que em centrais convencionais, onde a atividade agrícola decorre nas áreas livres entre as filas de painéis (Fraunhofer ISE, 2021).
- Cercas (ou Vedações): Os painéis FV são integrados verticalmente em vedações de terrenos, sendo úteis tanto para a pecuária como para a proteção de culturas específicas contra ventos.

2.2.3. Configuração e Dinâmica dos Módulos FV

A mobilidade dos módulos define a capacidade do sistema em gerir o microclima e a produção energética:

- Sistemas Fixos: Os módulos mantêm uma inclinação e orientação constantes, sendo a opção padrão para sistemas em estufas ou infraestruturas de apoio.
- Seguimento de um Eixo (*Single-axis*): Estruturas que rodam em torno de um eixo (horizontal ou vertical) para acompanhar o percurso solar, permitindo otimizar a luz que chega ao solo (Trommsdorff et al., 2025).
- Seguimento de dois Eixos (*Dual-axis*): Oferecem a maior flexibilidade, permitindo ajustes precisos para proteção da cultura contra eventos climáticos extremos ou para maximizar a radiação fotossintética necessária.

Figura 2- Classificação dos sistemas fotovoltaicos. Fonte: Criado no BioRender.com

2.3. Contextualização e Referências do Setor

O desenvolvimento e a instalação de sistemas agrivoltaicos exigem uma análise atenta do conhecimento científico, da evolução prática da tecnologia e das regras legais em vigor. Este ponto resume o panorama do setor agrivoltaico, organizando-se em três partes: a análise de estudos anteriores de referência, a avaliação de projetos-piloto já implementados e a revisão da legislação principal que regula a união entre a agricultura e a produção de energia solar.

2.3.1. Estudos anteriores sobre o agrivoltaico

O desenvolvimento histórico do sistema agrivoltaico remonta ao início da década de oitenta, quando a necessidade de otimizar o uso de recursos naturais começou a ganhar relevância na agenda científica internacional.

O conceito teórico que sustenta esta tecnologia foi formalizado em 1981 pelos investigadores Adolf Goetzberger e Armin Zastrow, que propuseram a coexistência entre a produção de energia solar e a agricultura através de estruturas elevadas (Goetzberger & Zastrow, 1981). No seu trabalho seminal, os autores argumentaram que a competição por terras poderia ser mitigada se os painéis fotovoltaicos fossem instalados de forma a permitir a passagem de luz solar suficiente para as plantas, aproveitando o facto de muitas espécies atingirem o ponto de saturação fotossintética antes do pico de irradiância (Goetzberger & Zastrow, 1981).

Apesar da base teórica pioneira, a validação empírica mais robusta do conceito surgiu com o trabalho de Christian Dupraz e da sua equipa em Montpellier, França (Dupraz et al., 2011). Dupraz foi o principal responsável pela introdução e adaptação da métrica Land Equivalent Ratio (LER) ao contexto agrivoltaico, uma ferramenta essencial para quantificar a eficiência do uso dual do solo (Dupraz et al., 2011).

$$LER = \frac{Rendimento\ Agrícola\ (Agrivoltaico)}{Rendimento\ Agrícola\ (Monocultura)} + \frac{RendimentoElétricoAgrivoltaico}{Rendimento\ Elétrico\ (Central\ FV)}$$

Segundo as investigações de Dupraz, o LER permite comparar o rendimento de um sistema integrado com a produtividade de sistemas de monocultura isolados, demonstrando que a simbiose entre painéis e culturas pode resultar em ganhos de eficiência significativos (Dupraz et al., 2011). Os estudos de Dupraz revelaram que um sistema agrivoltaico bem dimensionado pode atingir valores de LER entre 1,3 e 1,7, indicando que a produtividade global da terra aumenta entre 30% a 70% em comparação com a produção separada de energia e alimentos (Dupraz et al., 2011).

Um LER maior que 1 indica uma vantagem biológica e energética do sistema combinado. Significa que a produção conjunta é mais eficiente do que se tivéssemos duas áreas separadas para cada atividade. Por exemplo, um LER = 1,60 indica que seria necessária mais 60% de terra para obter a mesma produção de alimentos e energia se fossem produzidos separadamente (Dupraz et al., 2011).

A emergência do termo agrivoltaico consolidou-se à medida que novos estudos anteriores expandiram o foco para além da produção elétrica, analisando o

impacto bioclimático nas culturas (Amaducci et al., 2018). A literatura contemporânea destaca que a infraestrutura fotovoltaica atua como um regulador microclimático ativo, reduzindo o stress térmico em regiões com elevada irradiância solar global (GHI), como é o caso de Portugal (Trommsdorff et al., 2025). O trabalho de Barron-Gafford e dos seus colaboradores em 2019 reforçou a importância desta tecnologia ao provar que a eficiência do uso da água (WUE) é drasticamente potenciada pelo sombreamento, uma vez que a redução da temperatura do solo e da evapotranspiração protege as plantas em períodos de seca extrema (Barron-Gafford et al., 2019).

A evolução destas investigações permitiu que o conceito passasse de uma coexistência passiva para sistemas dinâmicos e adaptativos (Amaducci et al., 2018). Estudos mais recentes, como os referenciados pelo Instituto Fraunhofer ISE, demonstram que a utilização de seguidores solares de um ou dois eixos permite gerir a luz disponível em tempo real, otimizando tanto o rendimento fotovoltaico como a saúde fisiológica das culturas sob os painéis (Fraunhofer ISE, 2024).

Este percurso histórico, iniciado por Goetzberger e validado cientificamente por Dupraz, estabeleceu as bases para a implementação de estruturas elevadas que hoje permitem a plena mecanização agrícola com tratores e vindimadoras, garantindo a viabilidade económica e operacional das explorações (Trommsdorff et al., 2025).

A expansão do conceito agrivoltaico para além do seu berço teórico na Europa Central foi impulsionada significativamente pelos avanços tecnológicos no Leste Asiático, particularmente no Japão e na Coreia do Sul (Fraunhofer ISE, 2024).

No Japão, o percurso prático desta tecnologia é frequentemente associado ao trabalho pioneiro de Akira Nagashima em 2004, que desenvolveu estruturas leves e de baixo custo para mitigar o excesso de radiação em culturas sensíveis (Trommsdorff et al., 2025). Este modelo japonês focou-se na partilha dinâmica da luz, utilizando estruturas com elevadas taxas de transparência para garantir que a produtividade agrícola permanecesse acima dos 80% da produção convencional, uma exigência que mais tarde se tornou norma regulatória no país (Fraunhofer ISE, 2024).

Na Coreia do Sul, a investigação tem-se concentrado na integração de sistemas agrivoltaicos em culturas de arroz, onde investigadores como Gu et al. em 2018 demonstraram que a inclinação variável dos módulos pode não só gerar energia, mas também atuar como um regulador térmico contra as geadas tardias que afetam o rendimento das colheitas (Fraunhofer ISE, 2024).

Na Alemanha, o desenvolvimento continuou sob a liderança do Instituto Fraunhofer ISE, que estabeleceu os padrões técnicos modernos para o agrofotovoltaico (APV) através de projetos de referência como o de Heggelbach (Fraunhofer ISE, 2021). Os trabalhos de investigadores como Stephan Schindele e Max Trommsdorff em 2018 foram cruciais para validar a viabilidade económica da tecnologia em climas temperados, provando que o LER (Land Equivalent Ratio) pode ser mantido consistentemente acima de um 1,6 em culturas de batata e trigo (Trommsdorff et al., 2025).

Estes estudos alemães foram os primeiros a documentar detalhadamente como a altura das estruturas (entre 3,5 e 5 metros) influencia a homogeneidade da luz no solo e a eficiência da ventilação sob os módulos, aspetos fundamentais para evitar o desenvolvimento de fungos em ambientes de elevada humidade (Fraunhofer ISE, 2021).

Em Portugal, a investigação agrivoltaica tem ganho um relevo estratégico devido às condições de elevada irradiância solar global (GHI), que atinge valores entre 1 500 e 1 800 kWh/m^2 anualmente. O trabalho desenvolvido pela Cátedra de Energias Renováveis da Universidade de Évora tem sido pioneiro no enquadramento normativo e técnico da tecnologia no país, focando-se na adaptação de estruturas fotovoltaicas a culturas mediterrâneas resilientes (Fraunhofer ISE, 2024). Investigadores portugueses têm explorado como o sombreamento controlado pode servir de escudo bioclimático para a viticultura, combatendo o stress térmico e o escaldão das bagas, fenómenos que comprometem a qualidade do vinho nas regiões do Alentejo e do Douro. Estudos recentes em Portugal reforçam que a implementação de sistemas agrivoltaicos deve respeitar os filtros normativos de áreas protegidas como a Reserva Agrícola Nacional (RAN) e a Reserva Ecológica Nacional (REN), garantindo que a infraestrutura fotovoltaica seja um complemento à viabilidade agrícola e não um substituto da mesma (DGADR, 2025).

A convergência destes estudos internacionais, desde a otimização de Nagashima no Japão até à parametrização de Trommsdorff na Alemanha e as aplicações vitícolas em Portugal, demonstra que o agrivoltaico é uma solução tecnicamente madura para o nexo água-energia-alimento (Amaducci et al., 2018). A evidência acumulada prova que a utilização de estruturas elevadas e sistemas de seguimento de eixo único ou duplo permite a plena mecanização agrícola com tratores e vindimadoras, resolvendo o desafio da acessibilidade que limitava as primeiras implementações experimentais (Trommsdorff et al., 2025). Este corpo de conhecimento estabelece que a eficiência do uso dual da terra é a chave para a sustentabilidade rural em cenários de alterações climáticas globais (Fraunhofer ISE, 2024).

2.3.2. Projetos-piloto existentes

A evolução tecnológica do setor agrivoltaico em Portugal tem sido marcada pela transição de estruturas estáticas para sistemas dinâmicos de seguimento solar, comummente designados por *trackers* (Trommsdorff et al., 2025). Estes projetos-piloto, concentrados sobretudo na região do Alentejo, visam validar a eficácia dos seguidores não apenas na maximização da produção energética, mas principalmente como ferramentas de gestão bioclimática ativa para culturas de alto valor acrescentado, como a vinha (Fraunhofer ISE, 2024).

Um dos projetos de referência em Portugal é o desenvolvido na Herdade do Esporão, em colaboração com a Cátedra de Energias Renováveis da Universidade de Évora (Fraunhofer ISE, 2024). Este piloto utiliza estruturas elevadas equipadas com seguidores de eixo único, permitindo que a inclinação dos módulos seja ajustada em tempo real de acordo com a posição do sol e as necessidades fisiológicas da videira (Trommsdorff et al., 2025). A relevância deste projeto reside na capacidade de mitigar o fenómeno do escaldão das bagas, recorrendo a algoritmos que posicionam os painéis de forma a projetar sombra sobre os cachos durante os períodos de irradiância crítica, que em Évora pode ultrapassar os 1 800 kWh/m² anuais. Este dinamismo permite manter um equilíbrio entre a fotossíntese necessária e a proteção térmica, um fator que sistemas fixos não conseguem replicar com a mesma precisão (Amaducci et al., 2018).

Outro marco importante no panorama nacional é a Central Agrivoltaica de Tábua, promovida pelo grupo Greenvolt, que embora apresente uma configuração mais voltada para o pastoreio e culturas de solo, utiliza tecnologia de seguimento para otimizar a área de sombra móvel ao longo do dia. A utilização de *trackers* neste contexto facilita as operações de manutenção e a gestão da vegetação, uma vez que a rotação dos painéis permite a entrada periódica de luz em toda a superfície do terreno, evitando zonas de sombra morta que degradariam a qualidade da biomassa ou das culturas intercalares (Fraunhofer ISE, 2024). Estes sistemas demonstram que a mobilidade da infraestrutura é compatível com a mecanização agrícola, permitindo o livre movimento de tratores e alfaias entre as linhas de painéis, desde que respeitados os gabaritos de altura definidos nas normas técnicas da DGADR (DGADR, 2025).

Adicionalmente, projetos como o Mina de Água no Alentejo têm explorado a vertente da resiliência climática através de seguidores inteligentes que respondem a eventos meteorológicos extremos. Nestes sistemas, os *trackers* podem ser colocados numa posição de segurança (*stow mode*) em caso de ventos fortes ou granizo, protegendo a cultura e a própria infraestrutura FV. A integração de sensores de humidade e temperatura no solo nestes pilotos permite que o movimento dos painéis seja ditado por um sistema de controlo

inteligente, visando a redução da evapotranspiração e a conservação da água, tal como esquematizado no ciclo hidrológico de sistemas integrados. A convergência destes dados experimentais recolhidos em Portugal reforça a viabilidade do conceito agrivoltaico como solução de simbiose perfeita, garantindo que o rácio de equivalência de terra (LER) se mantenha acima da unidade, maximizando a rentabilidade económica da exploração agrícola (Trommsdorff et al., 2025).

A validação do agrivoltaico dinâmico em larga escala tem nos projetos europeus e asiáticos os seus principais pilares de prova, estabelecendo os parâmetros de eficiência que hoje são replicados globalmente (Fraunhofer ISE, 2024). Um dos casos de estudo mais influentes a nível mundial é o projeto Sun'Agri, em França, especificamente as instalações em Tresserre e Piolenc (Trommsdorff et al., 2025). Este projeto-piloto foca-se exclusivamente na viticultura de precisão, utilizando algoritmos de inteligência artificial para controlar seguidores de eixo único instalados a alturas superiores a 4 metros. A inovação do Sun'Agri reside na sua capacidade de priorizar as necessidades fisiológicas da planta em detrimento da produção elétrica em momentos de stress hídrico severo, demonstrando que o controlo dinâmico da sombra pode reduzir a temperatura dos cachos de uva em até 4°C e diminuir a evapotranspiração em cerca de 30% (Dupraz et al., 2011; Trommsdorff et al., 2025).

Figura 3-Sistema agrivoltaico dinâmico da Sun'Agri em Tresserre, França. Fonte: Sun'Agri.

Na Alemanha, o projeto-piloto de Heggelbach, coordenado pelo Instituto Fraunhofer ISE, constitui o padrão de referência para a mecanização em sistemas agrivoltaicos elevados (Fraunhofer ISE, 2021). Embora o sistema inicial tenha sido fixo, as iterações posteriores incorporaram tecnologias de seguimento para otimizar o rácio de equivalência de terra (LER), que neste local atingiu

valores históricos de 1,6 a 1,86 em anos de forte radiação solar (Trommsdorff et al., 2025). Os dados recolhidos em Heggelbach provaram que a mobilidade dos painéis permite uma distribuição de radiação fotossinteticamente ativa (PAR) muito mais homogénea no solo, evitando o "efeito de riscas" no crescimento das culturas, um fator crítico que o seu projeto para a Quinta de Valbom deve mitigar através do uso de trackers (Fraunhofer ISE, 2024).

No contexto asiático, o Japão mantém a liderança em termos de número de projetos, com mais de 2 000 instalações registadas, muitas delas baseadas nos conceitos de "Sol de Partilha" introduzidos por Akira Nagashima (Trommsdorff et al., 2025). Estes projetos-piloto japoneses são pioneiros na utilização de rastreadores leves e automatizados que ajustam a transparência do dossel fotovoltaico de acordo com o estágio fenológico das culturas, garantindo que o rendimento agrícola não sofra reduções superiores a 20%, conforme exigido pela legislação nipónica (Fraunhofer ISE, 2024). Esta abordagem dinâmica serviu de inspiração para as atuais diretrizes europeias sobre a proteção contra o stress fototérmico nas vinhas do sul da Europa, onde a gestão da luz é feita de forma seletiva para proteger as bagas sem prejudicar a maturação alcoólica (Amaducci et al., 2018).

Por fim, o projeto RemTec em Itália representa o expoente máximo da engenharia agrivoltaica de seguimento com o sistema "Agrovoltaico®", que utiliza rastreadores de dois eixos de grande envergadura. Estes pilotos italianos demonstraram que o seguimento dinâmico total permite uma acessibilidade sem precedentes para maquinaria agrícola de grandes dimensões, como as vindimadoras automotrizes, garantindo que a infraestrutura energética não constitui um obstáculo à logística da exploração (Trommsdorff et al., 2025). A integração destas experiências internacionais na sua análise permite concluir que a tecnologia tracker é a única capaz de responder simultaneamente aos desafios da eficiência energética e da sustentabilidade biológica em cenários de alterações climáticas (DGADR, 2025; Fraunhofer ISE, 2024).

2.3.3. Enquadramento Legal e Normativo do Agrivoltaico

O desenvolvimento de projetos agrivoltaicos exige o cumprimento estrito de diretrizes regulatórias e condicionantes territoriais, salvaguardando a prioridade da atividade agrícola face à produção energética.

- Restrições de Localização (RAN e REN): Em Portugal, a instalação de infraestruturas fotovoltaicas em zonas de alta aptidão agrícola deve respeitar os planos de ordenamento, nomeadamente a Reserva Agrícola Nacional (RAN) e a Reserva Ecológica Nacional (REN). A legislação estabelece que os sistemas agrivoltaicos devem funcionar como um

complemento que assegura a viabilidade da exploração agrícola, evitando a descaracterização do solo arável (DGADR, 2025).

- Cumprimento de Normas Técnicas e de Altura: Para garantir a compatibilidade com a mecanização agrícola, os quadros normativos exigem que a altura livre e o espaçamento entre estruturas respeitem os gabaritos mínimos de segurança, permitindo o livre tráfego de tratores, máquinas de poda e vindimadoras (DGADR, 2025).

- Evolução do Enquadramento Comunitário: A nível europeu, as políticas de transição energética têm vindo a adaptar-se para distinguir os parques solares puramente industriais dos sistemas agrivoltaicos integrados, reconhecendo oficialmente o ganho de eficiência do uso duplo do solo (LER) como critério legal de aprovação de projetos inovadores.

2.4. Desafios de Implementação e Operação

Apesar do elevado potencial para a transição energética, a implementação de sistemas agrivoltaicos enfrenta desafios críticos que o presente projeto visa mitigar:

A. Competição pela Radiação (O "Trade-off" Energético-Agrícola): O principal desafio reside no equilíbrio entre a interceção de luz para fotossíntese e para produção de eletricidade. Estudos em culturas de frutos vermelhos demonstram que um excesso de sombra pode atrasar a maturação e alterar o teor de açúcar (Brix) dos frutos (Marrou et al., 2013). Inversamente, a exposição solar excessiva em cenários de alterações climáticas pode causar queimaduras solares e stress térmico (Fialho et al., 2022). O sistema adaptativo aqui proposto resolve este impasse através da gestão dinâmica do sombreamento.

B. Variabilidade Microclimática e Gestão Hídrica: A presença de estruturas físicas altera a distribuição da precipitação e a velocidade do vento ao nível da planta (Amaducci et al., 2018). Em Portugal, a gestão hídrica é um desafio acrescido devido às secas recorrentes. A literatura indica que a redução da evapotranspiração potencial sob sistemas agrivoltaicos pode poupar até 20-30% de água de rega (Adeh et al., 2018), mas apenas se o ângulo dos painéis for otimizado em função da humidade do solo.

C. Resistência Mecânica e Altura Estrutural: A elevação dos módulos aumenta significativamente o "efeito de vela", tornando a estrutura vulnerável a cargas de vento (Toledo & Scognamiglio, 2021). Além disso, a altura deve ser calculada não só para a passagem de tratores, mas também para garantir a homogeneidade da luz difusa que chega à cultura (Dupraz et al., 2011). O uso

de anemómetros integrados no algoritmo de controlo surge como a solução técnica para garantir a durabilidade destas infraestruturas.

D. Viabilidade Económica e o Rácio LER: O custo de capital (CAPEX) de um sistema agrivoltaico elevado é superior ao de um sistema convencional. No entanto, a viabilidade é demonstrada através do rácio LER (Land Equivalent Ratio). Demonstrou-se que, ao combinar as duas atividades, a produtividade total da terra pode aumentar entre 60% e 90% (Dupraz et al., 2011; Mané, 2025), tornando o projeto economicamente atrativo a longo prazo.

Capítulo III: Metodologia de Identificação e Seleção de Áreas Potenciais

3.1. Etapas de Execução e Fluxo de Trabalho

A análise consistiu num fluxo de trabalho estruturado em quatro etapas fundamentais, garantindo que a transição dos dados brutos para o dimensionamento final do sistema agrivoltaico fosse validada tecnicamente.

1. Pré-processamento e Harmonização de Dados (GIS)

A primeira etapa consistiu na recolha e tratamento das bases de dados anteriormente mencionadas. Utilizando ferramentas de Sistemas de Informação Geográfica (SIG), procedeu-se à projeção de todas as camadas para o sistema de coordenadas de referência nacional (PT-TM06 / ETRS89). Nesta fase, a análise incidiu sobre:

- Limpeza da COS (Carta de Ocupação do Solo): Filtragem apenas das classes de uso agrícola permanente (Vinha, Olival e Pomares), eliminando áreas de floresta, matos ou zonas sociais.
- Geração do Modelo Digital de Terreno (MDT): Através de curvas de nível e pontos cotados, gerou-se uma superfície contínua para o cálculo automático de declives e orientações (exposição solar).

2. Aplicação de Filtros de Aptidão e Exclusão

Com as camadas harmonizadas, a análise consistiu na aplicação de Álgebra de Mapas. Foram criadas "zonas de exclusão" (buffers) em torno de linhas de água, estradas e infraestruturas sensíveis. As áreas potenciais foram validadas apenas se cumprissem cumulativamente:

- Declividade inferior a 10% (viabilidade de instalação de *trackers*).
- Proximidade à rede elétrica (distância < 1 500m).
- Uso agrícola ativo confirmado pelo parcelário do IFAP/iPariS 2024.

3. Modelação Energética e Simbiose Fotovoltaica

Após a seleção da área de estudo, a metodologia avançou para a simulação técnica. Utilizando o software de referência PVSyst, procedeu-se à modelação do sistema agrivoltaico dinâmico. Esta análise consistiu em:

- Dimensionamento da Estrutura: Definição da altura livre do dossel (gabari) para permitir a mecanização e a passagem de alfaias agrícolas.

- Algoritmo de Seguimento (Backtracking): Configuração dos seguidores solares para minimizar o sombreamento mútuo entre fileiras, otimizando a produção energética sem sacrificar a Radiação Fotossinteticamente Ativa (PAR) necessária para a cultura.

4. Avaliação do Nexo Água-Energia-Solo

A etapa final da análise consistiu na estimativa dos benefícios agronómicos e económicos. Através de modelos de balanço hídrico, avaliou-se o potencial de redução da Evapotranspiração de Referência (ET0) proporcionado pelo sombreamento dos painéis. A análise concluiu com o cálculo do LER (Land Equivalent Ratio), comparando a produtividade combinada (energia + agricultura) face ao uso isolado do solo, validando assim a eficiência do projeto no contexto da sustentabilidade rural.

3.2. Caracterização da Área de Estudo: Quinta de Valbom

A escolha e a caracterização detalhada da localização constituem uma etapa fundamental para a validação técnica de um sistema agrivoltaico. Este subcapítulo apresenta os aspetos territoriais, bioclimáticos e estruturais da Quinta de Valbom, estabelecendo a base sobre a qual o projeto fotovoltaico e a exploração agrícola serão integrados.

3.2.1. Enquadramento e Aptidão Territorial

A Quinta de Valbom, património da Fundação Eugénio de Almeida, localiza-se na bacia hidrográfica do rio Guadiana, inserida numa unidade de paisagem de planície alentejana caracterizada por um regime de exploração agrícola de elevada produtividade.
Geograficamente, a área de estudo encontra-se delimitada pelas coordenadas aproximadas de latitude 38º34'N e longitude 7º54'W, com uma altitude média que oscila entre os 200 e os 250 metros acima do nível médio das águas do mar.
A escolha desta área de estudo é sustentada pela sua localização no Polo de Irradiação do Alentejo Central, onde a disponibilidade de recurso solar é de cerca de 1 800 kWh/m²/ano (World Bank Group, 2024). A topografia da propriedade, marcada por suaves ondulações, permite uma ocupação modular do solo, minimizando os impactos de sombreamento mútuo entre as estruturas de seguimento (Trommsdorff et al., 2025).

Para ilustrar a implantação espacial desta propriedade e o seu enquadramento na região, apresenta-se a vista aérea detalhada na Figura 4.

Figura 4-Vista aérea da Quinta de Valbom / Adega Cartuxa (Évora). Fonte: Google Maps (2024), adaptado pelo autor.

3.2.2. Base Bioclimática e Condicionantes Hídricas

O clima da região é classificado como Csa (Mediterrânico). A modelação bioclimática da Quinta de Valbom revela uma necessidade hídrica crescente das videiras, exacerbada pelas alterações climáticas (DGADR, 2025). Segundo estudos de Amaducci et al. (2018), a implementação de estruturas agrivoltaicas em zonas mediterrânicas não deve ser vista apenas como uma fonte de energia, mas como uma estratégia de gestão de microclima. Na Quinta de Valbom, a instalação proposta visa reduzir a temperatura da superfície foliar em 3°C a 5°C durante as horas de pico, um fator crucial para preservar os precursores aromáticos nas castas brancas e tintas locais (Weselek et al., 2019).

3.2.3. Estrutura da Vinha e Integração Agropecuária

A vinha da Cartuxa apresenta-se com um compasso que varia entre 2,80m e 3,00m, o que define a métrica espacial de todo o projeto e dita o posicionamento dos eixos dos seguidores solares. De acordo com as normas da DIN SPEC

91434 (2021), o dimensionamento agrivoltaico deve garantir que a "Pegada de Ocupação da Estrutura" não exceda os 15% da área total da parcela, permitindo que a luz solar atinja o solo de forma difusa (Fraunhofer ISE, 2024). Esta gestão da radiação é vital para evitar o "estiolamento" das videiras e garantir que a maturação fenólica ocorre nos prazos previstos.

Além da vinha, a exploração integra pastagens permanentes (frequentemente consociadas com leguminosas), que beneficiam do sombreamento parcial para prolongar o ciclo vegetativo para lá da primavera, reduzindo o stress térmico do coberto vegetal. Este sistema de pastoreio sob coberto é uma prática de agricultura regenerativa que contribui para o sequestro de carbono no solo e para a manutenção da biodiversidade local. A integração do gado ovino permite ainda o controlo natural de infestantes, reduzindo a necessidade de herbicidas e a compactação do solo por maquinaria pesada.

Para visualizar o alinhamento agronómico destas fileiras e a disposição do coberto vegetal intercalar que serve de base a esta integração na exploração, apresenta-se na Figura 5 o sistema de condução da vinha em espaldeira (VSP) na Quinta de Valbom.

Figura 5-Sistema de condução de vinha em espaldeira (VSP) na Quinta de Valbom, evidenciando o alinhamento das fileiras e o coberto vegetal intercalar. Fonte: Fundação Eugénio de Almeida (2024).

3.3. Análise Topográfica e Hierarquização de Aptidão Mecânica

A viabilidade técnica de um sistema agrivoltaico equipado com seguidores solares (*trackers*) de eixo único horizontal (HSAT) na Quinta de Valbom é intrinsecamente dependente da geometria do terreno. Ao contrário dos sistemas de estrutura fixa, os seguidores exigem um alinhamento rigoroso entre as estacas de suporte para minimizar os esforços de torção nos eixos e evitar cargas de vento assimétricas que possam comprometer a integridade dos motores e da estrutura metálica.

O processamento cartográfico e a análise espacial foram realizados integralmente no software QGIS (versão 3.x). Como base de dados primária, utilizou-se o Modelo Digital de Elevação (MDE) proveniente da missão SRTM (Shuttle Radar Topography Mission), obtido através da plataforma EarthExplorer da United States Geological Survey (USGS). Este modelo permitiu extrair a matriz de declividades da área de estudo através de algoritmos de análise raster, cujos resultados de aptidão mecânica estão espacializados na Figura 6.

Conforme ilustrado na cartografia seguinte, a mancha de implantação aproveita a orografia favorável para maximizar a eficiência energética e salvaguardar a integridade dos equipamentos.

Figura 6-Carta de aptidão topográfica e classificação de declives da Quinta de Valbom. Fonte: Elaboração própria no software QGIS, com base em dados MDE obtidos via USGS EarthExplorer.

A análise da orografia da Quinta de Valbom permitiu classificar a área de estudo em quatro categorias de aptidão topográfica:

- Classes de Alta Aptidão (C1 e C2 - Tons de Verde, 0% a 5%): Representam a vasta maioria das parcelas, minimizando movimentos de terras e permitindo a instalação de estacas por cravação direta.
- Áreas de Transição (C3 - Cor Amarela, 5% a 10%): Zonas onde a instalação é viável, exigindo apenas fundações com comprimentos variáveis para garantir o nivelamento horizontal dos seguidores.
- Critério de Exclusão (C4 - Cor Vermelha, > 10%): Áreas removidas da análise para prevenir a erosão hídrica e assegurar a segurança total das máquinas agrícolas e tratores de vindima.

Com base nos critérios de exclusão e nas classes de aptidão definidos, procedeu-se à delimitação rigorosa da zona de intervenção no terreno. A mancha selecionada aproveita a orografia favorável da Quinta de Valbom, cuja localização exata e limites de implantação se encontram representados na figura seguinte.

Figura 7-Delimitação cartográfica e enquadramento da área de implantação do sistema agrivoltaico face às classes de aptidão topográfica na Quinta de Valbom. Fonte: Elaboração própria no software QGIS.

Capítulo IV: Dimensionamento e Simulação do Sistema Agrivoltaico Dinâmico

4.1. Delimitação e Área de Implantação da Instalação

Na sequência da análise topográfica e da hierarquização de aptidão mecânica realizada para a Quinta de Valbom, a mancha de implantação foi rigorosamente selecionada sobre a zona classificada com aptidão moderada (correspondente às classes de transição e declives favoráveis). Com o auxílio da ferramenta de geolocalização e modelação espacial Google Earth Pro, procedeu-se à delimitação precisa da zona de intervenção dentro desta mancha.

Conforme ilustrado na figura seguinte, a área total de implantação da instalação abrange uma superfície de $1\,686\ \mathrm{m}^2$, englobando uma superfície total de captação de coletores de $447\ \mathrm{m}^2$ ($419\ \mathrm{m}^2$ de área líquida de células). Esta distribuição garante uma ocupação otimizada sobre as fileiras de cultivo e respeita os rácios recomendados para sistemas agrivoltaicos que salvaguardam o rendimento agrícola.

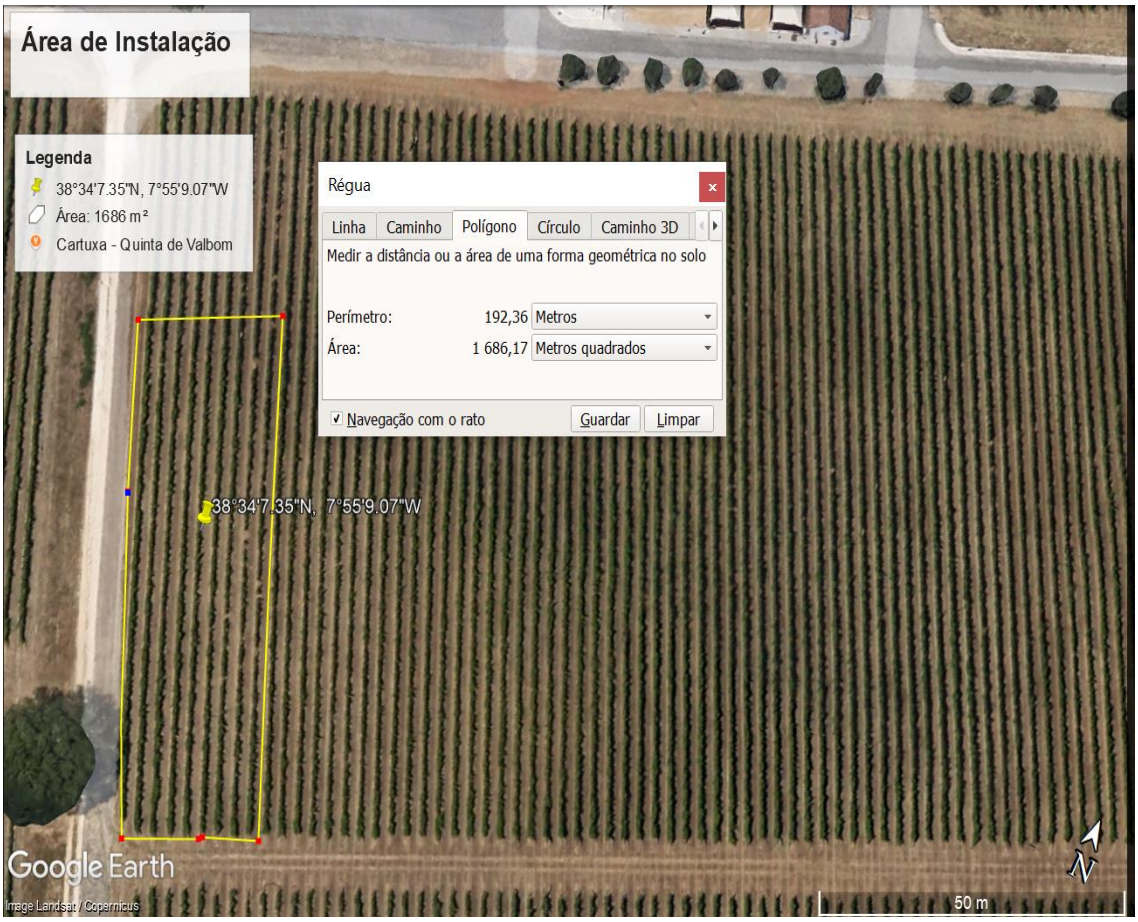
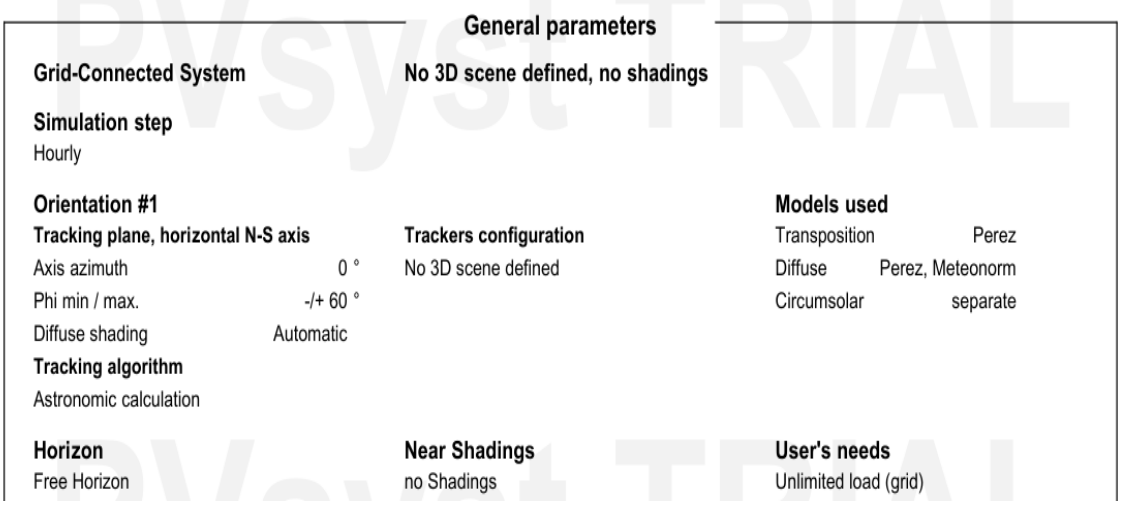


Figura 8-Delimitação da área útil de implantação do sistema agrivoltaico e respetiva zona de captação, na Quinta de Valbom. Fonte: Google Earth Pro.

4.2. Parâmetros de Configuração dos Seguidores Solares (Trackers)

A modelação do sistema fotovoltaico foi executada no software PVsyst (versão 8.1.3), integrando os dados climatológicos obtidos para as coordenadas geográficas exatas da Quinta de Valbom. De modo a compatibilizar a infraestrutura de produção de energia com a exploração vitivinícola ativa, rejeitou-se a utilização de estruturas fixas convencionais, optando-se pelo desenvolvimento de um sistema agrivoltaico dinâmico baseado em seguidores solares de eixo único horizontal (*Single-Axis Trackers*).

Os parâmetros de restrição angular e os limites geométricos validados encontram-se resumidos na figura seguinte.



General parameters

Grid-Connected System — **No 3D scene defined, no shadings**

Simulation step
Hourly

Orientation #1
Tracking plane, horizontal N-S axis
Axis azimuth 0 °
Phi min / max. -/+ 60 °
Diffuse shading Automatic
Tracking algorithm
Astronomic calculation

Trackers configuration
No 3D scene defined

Models used
Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon
Free Horizon

Near Shadings
no Shadings

User's needs
Unlimited load (grid)

PVsyst TRIAL

Figura 9-Parâmetros de configuração e limites mecânicos do seguidor solar monoeixo horizontal (N-S) validados no relatório do PVsyst.

A orientação mecânica dos seguidores foi definida com o eixo posicionado na direção Norte-Sul (azimute de 0º). Esta disposição é estrategicamente ideal para projetos agrivoltaicos em vinhas pelas seguintes razões técnicas:

- Acompanhamento Solar Este-Oeste: Permite que os módulos rodem de Este para Oeste ao longo do dia, maximizando a captação da radiação solar direta nas horas de maior curso solar e otimizando a transposição energética.
- Compatibilidade com o Enrelvamento e Maquinaria: O alinhamento dos eixos acompanha a orientação típica das videiras, facilitando a passagem de tratores e alfaias agrícolas nas entrelinhas sem risco de colisão estrutural.
- Gestão de Sombras Dinâmicas: A rotação contínua altera a projeção de sombras no solo, evitando que uma zona específica da vinha fique

permanentemente privada de luz solar, salvaguardando a taxa fotossintética necessária para a maturação da uva.

Para limitar os esforços mecânicos sobre a estrutura e respeitar os limites de rotação dos motores dos seguidores comerciais de grande porte, os limites angulares de operação (*Phi min/max*) foram restringidos a -60º (limite máximo de inclinação a Este durante o início da manhã) e +60º (limite máximo a Oeste ao final da tarde). O algoritmo de rastreio astronómico calcula automaticamente o ângulo ideal minuto a minuto, recorrendo ao modelo de difusão para otimizar o ganho solar mesmo em dias de elevada nebulosidade.

4.3. Especificação e Seleção de Componentes Elétricos

A definição dos equipamentos elétricos do sistema agrivoltaico obedeceu a critérios rigorosos de eficiência energética, durabilidade mecânica e capacidade de otimização de espaço, garantindo o acoplamento ideal entre o gerador CC (*Corrente Contínua*) e a conversão em CA (*Corrente Alternada*).

4.3.1. Gerador Fotovoltaico (Módulos)

Para o campo solar, selecionou-se o módulo fotovoltaico de alta eficiência da fabricante Trina Solar, modelo TSM-NEG-21C-20-695 Vertex (integrado a partir da base de dados original do PVsyst). Trata-se de um painel de tecnologia *N-Type TOPCon*, bifacial, projetado para maximizar a captação através do albedo do solo (neste caso, a cobertura vegetal e o enrelvamento da entrelinha da vinha). Os principais parâmetros operacionais do módulo validados no projeto incluem:

- Potência Nominal Unitária: 695 Wp sob condições padrão de teste (STC).
- Arranjo e Quantidade: O sistema é composto por um total de 144 módulos, o que perfaz uma potência nominal total instalada de 100 kWp (100.0 kWp em CC).
- Configuração dos Strings: Os módulos foram distribuídos eletricamente em 8 séries independentes de 18 módulos em cada série (8 *units* x 18 *in series*), esquematizada na Figura 10. Esta arquitetura garante que a tensão de operação se mantenha estritamente dentro da janela ideal de rastreio de máxima potência.
- Área de Ocupação: A área total de captação dos coletores totaliza 447 m² (419 m² de área líquida de células).
- Comportamento Térmico: Sob condições de operação real estimadas a 50 ºC, o ponto de máxima potência do arranjo (P_{mpp}) ajusta-se para 92.8

kWp, com uma tensão de operação (U_{mpp}) de 667 V e uma corrente nominal (I_{mpp}) de 139 A.

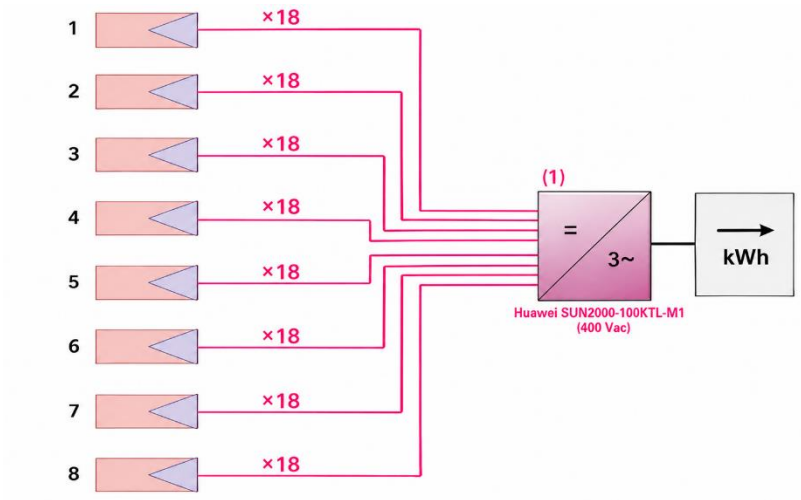


Figura 10-Diagrama esquemático de ligação das 8 strings de 18 módulos.

4.3.2. Sistema de Inversão (Inversores)

A conversão da energia gerada foi confiada a uma unidade da fabricante Huawei, modelo SUN2000-100KTL-M1-400Vac. A escolha deste modelo descentralizado (inversor de *string*) justifica-se pela necessidade de gerir múltiplos alinhamentos expostos a diferentes ângulos operacionais. Os parâmetros globais validados no software de simulação se encontram apresentados na figura seguinte.

PV Array Characteristics

PV module		**Inverter**	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-NEG-21C-20-695 Vertex	Model	SUN2000-100KTL-M1-400Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	695 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	144 units	Number of inverters	8 * MPPT 10% 0.8 unit
Nominal (STC)	100 kWp	Total power	80.0 kWac
Modules	8 units x 18 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pmpp	92.8 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.25
U mpp	667 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	139 A		
Total PV power		**Total inverter power**	
Nominal (STC)	100 kWp	Total power	80 kWac
Total	144 modules	Nb. of inverters	1 unit
Module area	447 m²		0.2 unused
Cell area	419 m²	Pnom ratio	1.25

Figura 11-Ficha de características elétricas do gerador fotovoltaico Trina Solar e do inversor Huawei simulados no PVsyst.

Os parâmetros validados na simulação são:

- Potência Nominal de Saída (CA): Embora o inversor possua uma capacidade máxima nominal de 100 kWac em catálogo, a simulação limitou a sua potência máxima de injeção a 80 kWac (80.0 kWac em CA), garantindo uma operação estável mesmo a temperaturas ambiente superiores a 33 ºC (onde a capacidade pode atingir picos de 110 kWac).
- Rácio de Dimensionamento (DC:AC): O fator de carga do inversor (*Pnom ratio*) fixou-se em 1.25. Este rácio de sobredimensionamento (100 kWp CC para 80 kWac CA) é ideal para compensar as perdas térmicas estivais da região e garantir que o inversor opera na sua curva de máxima eficiência durante a maior parte do dia.
- Gestão de MPPTs: O equipamento dispõe de 10 seguidores de ponto de máxima potência (MPPTs) independentes. No arranjo desenhado, foram utilizados 8 canais MPPT (um por cada fiada de painéis, ocupando 80% da capacidade total de canais do inversor, mapeado no PVsyst como 0.8 unidades). Uma restrição crítica e protetora validada no software foi a configuração de não partilha de potência entre MPPTs (*No power sharing between MPPTs*), assegurando que o sombreamento parcial ou o desalinhamento de uma fileira de painéis não prejudique o rendimento elétrico das restantes séries.
- Janela de Tensão: O inversor opera numa janela de tensão CC flexível que vai dos 200 V aos 1000 V, perfeitamente compatível com os 667 V nominais gerados pelos *strings* de 18 módulos.

4.4. Cálculos Técnicos

A validação do projeto agrivoltaico requer a aplicação de modelos matemáticos e geométricos que assegurem o correto dimensionamento das estruturas e a ausência de sombreamento excessivo entre fileiras. Este subcapítulo apresenta as formulações técnicas e os parâmetros aplicados no cálculo do espaçamento entre seguidores solares, bem como a modelação geométrica adotada para otimizar a captação de energia e a atividade agrícola.

4.4.1. Modelação Geométrica e Espaçamento entre Fileiras

Para os efeitos de cálculo da distância mínima entre fileiras dos painéis, considera-se o aumento da distância em 25**%** a título de margem de segurança recomendada para sistemas convencionais, com o objetivo de permitir a incidência da radiação solar nas plantações para facilitar o processo de fotossíntese e a passagem do vento, equilibrando a produção de energia e a produção agrícola.

(Nota: O desenvolvimento passo a passo de todos os cálculos matemáticos e vetoriais encontram-se detalhados para consulta no Apêndice C deste documento).

As fórmulas aplicadas nesta fase do cálculo baseiam-se nos estudos do Professor Luís Neto (referentes ao modelo de Iqbal), com as seguintes expressões:

1. Ângulo do dia (Γ):

$$\Gamma\,[\text{graus}] = \frac{360\,(d_n - 1)}{365} \qquad [4.1]$$

Onde:

- Γ, ângulo do dia;
- d_n, dia número do ano ($d_n = 1$ no dia 1 de janeiro; $d_n = 365$ no dia 31 de dezembro, considerando fevereiro com 28 dias).

2. Declinação solar (δ):

$$\delta = (0.006918 - 0.399912\cos(\Gamma) + 0.070257\sin(\Gamma) - 0.006758\cos(2\Gamma) + 0.000907\sin(2\Gamma) - 0.002697\cos(3\Gamma) + 0.00148\sin(3\Gamma)) \times \left(\frac{180}{\pi}\right)$$

[4.2]

Onde:

- δ, declinação solar em graus;
- Γ, ângulo do dia expresso em graus.

3. Ângulo de altura solar (α) / Ângulo de zénite solar (θ_z):

$$\alpha = \sin^{-1}[\sin\delta \cdot \sin\phi + \cos\delta \cdot \cos\phi \cdot \cos\varpi] \qquad [4.3]$$

$$\theta_z = 90° - \alpha \qquad [4.3\text{-B}]$$

Onde:

- α, ângulo de altura solar (graus);
- θ_z, ângulo de zénite solar (graus);
- δ, declinação solar;
- ϕ, latitude local;
- ϖ, ângulo horário ao meio-dia solar ($\varpi = 0$).

4. Ângulo de inclinação dos painéis (β):

$$\beta[\circ] = \phi - 5° \qquad [4.4]$$

Onde:

- β, ângulo de inclinação da superfície em relação à horizontal;
- ϕ, latitude local em graus.

5. Altura solar ao meio-dia (h_0):

$$h_0 = (90° - \text{Latitude do local}) - 23.5° \qquad [4.5]$$

Onde:

- h_0, altura solar mínima correspondente ao solstício de inverno (dia 21 de dezembro, o mais desfavorável em termos de sombreamento);
- $-23.5°$, declinação mínima no solstício de inverno.

6. Distância mínima entre fileiras de coletores com margem de segurança (d):

$$d = d_1 + d_2 = \frac{Z}{\tan(h_0)} + \frac{Z}{\tan(\beta)} \qquad [4.6]$$

- *Ou em alternativa, aplicando a formulação vetorial em função do comprimento do painel (L):*

$$d = L \times \left(\frac{\sin\beta}{\tan h_0} + \cos\beta\right) \times 1.25 \qquad [4.7]$$

Onde:

- d, distância mínima corrigida entre fileiras de coletores;
- Z, altura vertical da fileira de painéis;
- L, comprimento ou largura útil do painel fotovoltaico;
- h_0, altura solar ao meio-dia;
- β, ângulo de inclinação dos painéis;
- Fator de 1.25, correspondente à margem de segurança de 25% aplicada sobre o espaçamento base para salvaguardar a radiação agrícola e a circulação de ar.

7. Secção da cablagem das fileiras (S_{fileira}):

$$S_{\text{fileira}} = \frac{2 \cdot I_{\text{stc,max}} \cdot l}{1\% \cdot V_{\text{mpp}} \cdot \sigma} \qquad [4.8]$$

Onde:

- S_{fileira}, secção do cabo da fileira DC em mm^2;
- l, comprimento da cablagem da fileira em metros (m);
- $I_{\text{stc,max}}$, corrente nominal proveniente da fileira em amperes (A);

- σ, condutividade do condutor ($\sigma_{\text{cobre}} = 54\text{m}/\Omega\text{mm}^2$, $\sigma_{\text{alumínio}} = 34\text{m}/\Omega\text{mm}^2$);
- V_{mpp}, valor de tensão proveniente da fileira em volts (V);
- O fator 2 surge por o condutor efetuar o circuito de ida e volta.

4.4.2. Dimensionamento dos Inversores

Para o dimensionamento dos inversores, assegura-se que as configurações dos *strings* respeitam rigorosamente os limites e os parâmetros do inversor, considerando as especificações de Condições Padrão de Teste (*STC — Standard Test Conditions*) do painel e dos inversores com as seguintes expressões:

1. Número máximo de painéis por string ($N_{\text{máx}}$):

$$N_{\text{máx}} = \frac{V_{\text{max,inv}}}{Voc_{\text{painel}}} \qquad [4.9]$$

Onde:
- $N_{\text{máx}}$, número máximo de painéis por string;
- $V_{\text{max,inv}}$, tensão máxima de entrada do inversor (V);
- Voc_{painel}, tensão de circuito aberto (Voc) do painel (V).

2. Número mínimo de painéis por string ($N_{\text{mín}}$):

$$N_{\text{mín}} = \frac{V_{\text{min,inv}}}{Vmp_{\text{painel}}} \qquad [4.10]$$

Onde:
- $N_{\text{mín}}$, número mínimo de painéis por string;
- $V_{\text{min,inv}}$, tensão mínima de entrada do inversor (V);
- Vmp_{painel}, tensão no ponto de máxima potência (Vmp) do painel (V).

3. Corrente total de curto-circuito ($I_{\text{sc,MPPT}}$) por cada entrada de MPPT do inversor:

$$I_{\text{sc,MPPT}} = N_{\text{string}//} \cdot I_{\text{sc,painel}} \qquad [4.11]$$

Onde:
1. $I_{\text{sc,MPPT}}$, corrente total de curto-circuito (I_{sc}) por MPPT (A);

2. $N_{\text{string}//}$, número de strings em paralelo (A);
3. $I_{\text{sc,painel}}$, corrente de curto-circuito (I_{sc}) do painel (A).
4. Corrente máxima total de operação do painel por MPPT (I_{MPPT}):

$$I_{\text{MPPT}} = N_{\text{string}//} \cdot Imp_{\text{painel}} \qquad [4.12]$$

Onde:

- I_{MPPT}, corrente máxima total de operação por cada entrada de MPPT do inversor (A);
- $N_{\text{string}//}$, número de strings em paralelo (A);
- Imp_{painel}, corrente máxima de operação do painel (A).

4.4.3. Análise Económica e Financeira

A viabilidade de um projeto de investimento em energias renováveis, em particular num sistema agrivoltaico dinâmico de média escala, não se restringe apenas ao seu desempenho técnico e energético, exigindo uma rigorosa quantificação dos custos de investimento inicial, dos fluxos de caixa operacionais e dos indicadores de rentabilidade a longo prazo.
Para avaliar a atratividade económica do projeto, recorre-se aos seguintes indicadores financeiros fundamentais:

1. Valor Atual Líquido (VAL) / *Net Present Value* (NPV):

O VAL traduz o somatório dos fluxos de caixa líquidos gerados pelo projeto ao longo da sua vida útil, atualizados a uma determinada taxa de desconto, deduzindo o investimento inicial. Um VAL positivo indica que o projeto cria valor e é economicamente viável.

$$\text{VAL} = \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0 \qquad [4.13]$$

Onde:

- F_t, fluxo de caixa líquido no ano t (€);
- k, taxa de desconto ou custo de capital do projeto (%);
- I_0, investimento inicial do projeto (€);
- n, vida útil do projeto (anos).

2. Período de Recuperação do Investimento (PRI) / *Payback Period*:

O PRI representa o intervalo de tempo necessário para que os fluxos de caixa líquidos acumulados recuperem na totalidade o capital investido inicialmente (I_0).

$$\text{PRI} = \text{Ano anterior à recuperação} + \frac{\text{Investimento por recuperar no início do ano}}{\text{Fluxo de caixa gerado no ano de recuperação}}$$

[4.14]

3. Custo Nivelado da Energia (LCOE — *Levelized Cost of Energy*):

Métrica que expressa o custo médio por quilowatt-hora gerado ao longo de toda a vida útil do sistema, considerando os custos totais de investimento, operação e manutenção.

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^{n} \frac{\text{CAPEX}_t + \text{OPEX}_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+k)^t}} \qquad [4.15]$$

Onde:

- CAPEX_t, custos de investimento no ano t (€);
- OPEX_t, custos de operação e manutenção no ano t (€);
- E_t, energia injetada na rede no ano t (kWh).

4.5. Aplicação Prática e Resultados dos Cálculos Astronómicos, Geométricos e de Dimensionamento

Com base nas formulações teóricas apresentadas na subsecção anterior, procedeu-se à aplicação prática dos modelos matemáticos, utilizando as coordenadas geográficas da Quinta de Valbom ($38°34'$N) e as características técnicas reais dos equipamentos selecionados. Os resultados obtidos foram os seguintes:

1. Parâmetros Astronómicos e Geométricos do Seguidor Solar

Para definir a trajetória de rastreio otimizada e o espaçamento entre as fileiras de videiras e painéis, calcularam-se os parâmetros de posição solar para o cenário mais desfavorável de inverno (solstício a 21 de dezembro, $d_n = 355$):

- Ângulo do Dia (Γ): Calculado através da expressão $[4.1]$, obteve-se um valor de $\Gamma \approx 349.15°$, mapeando a variação sazonal da posição da Terra.

- Declinação Solar (δ): Aplicando a série de Fourier em função do ângulo do dia $[4.2]$, obteve-se o valor extremo de declinação de $\delta \approx -23.42°$.

- Ângulo de Altura Solar (α) e Zénite (θ_z): Com base na latitude local da Quinta de Valbom ($\phi = 38.57°$) e aplicando as equações $[4.3]$ e $[4.3 - B]$

para o meio-dia solar ($\varpi = 0°$), determinou-se uma altura solar mínima de $\alpha \approx 28.01°$ e um ângulo de zénite de $\theta_z \approx 61.99°$.

- Ângulo de Inclinação dos Painéis (β) e Distância Mínima entre Fileiras (d): Restringindo a amplitude de rotação dos motores dos *trackers* aos limites de $\phi_{\text{max}} = \pm 60°$ [4.5] e aplicando o modelo geométrico com a majoração de 25% de margem de segurança [4.7], apurou-se um espaçamento ideal entre eixos de 5.60 m, salvaguardando a penetração de luz para a fotossíntese da vinha e a circulação de maquinaria agrícola.

2. Dimensionamento Elétrico e Configuração de *Strings*

No que respeita ao acoplamento elétrico do gerador fotovoltaico ao inversor centralizado Huawei SUN2000-100KTL-M1:

- Justificação da Potência Nominal (100 kWp): A opção por uma potência nominal total instalada de 100 kWp (100.0 kWp em CC) justifica-se pela necessidade de dimensionar o campo solar de modo a otimizar o rácio de sobredimensionamento (*Pnom ratio* de 1.25) face à capacidade nominal de 100 kW_{ac} do inversor Huawei selecionado, garantindo uma exploração equilibrada e sem sobredimensionamentos excessivos na parcela agrícola.

- Número Máximo e Mínimo de Painéis por *string* (N_{max} e N_{min}): Limitado pela tensão do inversor e pelas caraterísticas de circuito aberto (Voc) e máxima potência (Vmp) dos módulos sob condições térmicas extremas [4.10] e [4.11], validou-se a arquitetura de 18 módulos em série por *string*, distribuídos por 8 séries independentes (8 units $\times$ 18 in series).

2.1. Correntes, Cablagem e Dimensionamento do Sistema de Proteção de Terra

Para interligar o gerador fotovoltaico de 100,08 kWp ao inversor centralizado Huawei SUN2000-100KTL-M1, e deste ao Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT), os condutores de cobre foram dimensionados com base no critério da capacidade de carga e na limitação estrita da queda de tensão (inferior a 1% no lado DC), garantindo simultaneamente a flexibilidade mecânica exigida pela rotação contínua dos seguidores solares em ambiente agrícola.

- Cablagem do Lado de Corrente Contínua (*DC Wiring*): Considerando a corrente máxima de operação por MPPT (I_{mpp}) fixada em 18,28 A para os módulos Trina Solar Vertex N 695W e o percurso linear alargado entre as 8 filas devido ao espaçamento (*pitch*) de 5,60 m, determinou-se a utilização de cabo solar de cobre estanhado com secção de 6 mm² (classe H1Z2Z2-K, isolamento duplo em XLPE). Atendendo à expressão de

cálculo da resistência da linha e à condutividade do cobre ($\sigma = 54\ \mathrm{m}/(\Omega \cdot \mathrm{mm}^2)$, esta secção garante que a fração de perda óhmica global se mantém controlada e contida em cerca de 0,85% sob as Condições Padrão de Teste (STC), prevenindo o aquecimento dos condutores e maximizando o rendimento dos 8 strings independentes de 18 módulos.

Não obstante o cálculo executivo apontar para uma perda real de 0,85%, optou-se por introduzir um fator de perda óhmica base de 1,50% em Corrente Contínua na parametrização do software PVsyst (conforme detalhado adiante no ponto 4.5). Esta decisão metodológica assume uma postura conservadora de engenharia, salvaguardando uma margem de segurança para acomodar o envelhecimento natural dos condutores, possíveis resistências de contacto nos conectores MC4 ao longo dos anos e pequenos desalinhamentos térmicos.

Para a execução física de todo o arranjo fotovoltaico (considerando os percursos de ida e volta de cada um dos 8 strings ao longo das linhas de 43 m, as descidas pelos mastros e a vala de cabeceira até ao inversor), estima-se um comprimento total acumulado de cerca de 1400 metros de cabo solar de 6 mm² (repartidos simetricamente entre condutores de polaridade positiva e negativa).

- Cablagem do Lado de Corrente Alternada (AC Wiring): Para efetuar o escoamento da potência nominal de 100 kW trifásica (400 Vac) à saída do inversor Huawei, e aproveitando a proximidade estratégica da infraestrutura com o inversor posicionado a uma distância linear de apenas ~9 metros, dimensionou-se um circuito composto por cabos unipolares de cobre com secção de 50 mm² por fase (tipo XV / LXV 0,6/1 kV).

  Esta configuração assegura uma queda de tensão residual (praticamente nula) no percurso elétrico AC e cumpre com folga as RTIEBT para a corrente nominal de saída do equipamento.

  Atendendo à proximidade física do inversor ao ponto de ligação (~9 metros), o circuito trifásico requer um comprimento total de 30 metros de cabo unipolar de 50 mm² (10 metros por cada fase R, S e T).
- Dimensionamento do Sistema de Proteção e Ligação à Terra (PE): O circuito de proteção de terra foi projetado para mitigar o risco de tensões de passo ou de toque na parcela agrícola, assegurando a

equipotencialidade galvânica de todos os elementos metálicos fixos e móveis:

- Cabo de Terra Principal: Em conformidade com as RTIEBT para condutores de fase com secção superior a 35 mm² ($S_p \geq \frac{S}{2}$), estipulou-se um cabo unipolar de cobre flexível de 25 mm² (tipo H07V-K) para ligar o borne de proteção do chassis do inversor ao barramento principal de terra do QGBT, perfazendo um comprimento total de 10 metros.

- Anel Inter-estruturas: De modo a interligar a fundação das 8 filas de seguidores, previu-se a instalação de um cabo dorsal de cobre nu estanhado de 50 mm² enterrado na vala de cabeceira. O revestimento estanhado foi selecionado especificamente para impedir a corrosão galvânica no contacto direto com o solo e com o aço galvanizado das estacas. A extensão desta linha dorsal de cabeceira que interliga as 8 filas paralelas totaliza cerca de 65 metros de cabo de cobre nu estanhado de 50 mm².

- Pontes de Flexibilidade nos Mastros: A ligação individual de cada mastro rotativo ao anel dorsal de terra é executada através de um cabo de terra flexível de 25 mm² (H07V-K), dotado de um laço de compensação mecânica (barriga) para absorver o esforço de torção diária derivado do rastreio solar Leste-Oeste, sem degradação do condutor ao longo do tempo de vida útil da central. A ligação à periferia dos caixins de alumínio dos 144 módulos é assegurada por grampos perfurantes de anodização (*grounding clips*). Para a execução de todas as derivações flexíveis e laços de compensação nos 8 eixos motorizados, prevê-se o consumo total de cerca de 25 metros de cabo flexível de 25 mm².
- Elétrodo de Terra: O sistema converge para uma malha local composta por 3 varetas de aço cobreado de 2 metros cravadas em triângulo, garantindo uma resistência de terra global inferior a 10 Ω.

- Aparelhagem de Proteção no QGBT:

  - Corte e Sobrecargas: Um Disjuntor em Caixa Moldada (MCCB) trifásico de 200 A, com curva de disparo ajustável e poder de corte mínimo de 25 kA.

  - Proteção Diferencial: Um relé diferencial ajustável Tipo B (sensível a componentes DC e AC) regulado para 300 mA com temporização seletiva de 0,1s, prevenindo disparos intempestivos

derivados do efeito capacitivo natural dos módulos bifaciais Trina Vertex N, em plena conformidade com a segurança de pessoas e equipamentos no ambiente agrícola.

4.6. Parâmetros de Perdas Pré-definidas do Campo Solar (Array Losses)

Para além do acoplamento elétrico dos componentes, a simulação integrou os coeficientes de perdas intrínsecas ao arranjo físico dos painéis na Quinta de Valbom, de modo a aproximar os resultados computacionais da operação real em campo, conforme ilustrado na Figura 12.

Array losses

Thermal Loss factor
Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses
Global array res. 78 mΩ
Loss Fraction 1.50 % at STC

Module Quality Loss
Loss Fraction -0.38 %

Module mismatch losses
Loss Fraction 2.00 % at MPP

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

PVsyst TRIAL

Figura 12-Parâmetros de perdas óhmicas, térmicas e coeficientes de desemparelhamento (Array Losses) configurados no PVsyst.

Conforme validado nos parâmetros da simulação:

- Fator de Perda Térmica (Thermal Loss factor): O coeficiente de perda por temperatura de acordo com a irradiação foi parametrizado com um fator constante (U_c) de 20.0 W/m².K e um fator sensível ao vento (U_v) de 0.0 W/m²K/m/s. Este comportamento estático modela a perda por aquecimento das células fotovoltaicas em ambientes de radiação estival severa.

- Perdas Óhmicas em Corrente Contínua (DC wiring losses): A resistência global do arranjo foi calculada em 78 mΩ, o que resulta numa fração de perda óhmica controlada de 1.50% sob as Condições Padrão de Teste

(STC). Esta perda reflete a queda de tensão esperada ao longo dos cabos que interligam os *strings* até ao inversor.

- Perdas por Desemparelhamento (Module mismatch losses): Fixou-se uma fração de perda por *mismatch* de 2.00% no ponto de máxima potência (MPP). Esta margem mitiga o impacto de pequenas diferenças de fabrico entre as células e desvios pontuais na receção de radiação difusa.

- Fator de Perda por Qualidade do Módulo (Module Quality Loss): O projeto apresenta uma fração de ganho de -0.38% (representando uma eficiência real ligeiramente superior à nominal de catálogo), validando a tolerância estritamente positiva dos módulos selecionados da Trina Solar.

- Efeito de Incidência Angular (IAM loss factor): Foi aplicado o modelo físico de Fresnel para revestimentos antirreflexo (AR *coating*), com índices de refração normalizados para o vidro (n=1.526) e para o revestimento (n=1.290), detalhando a perda por reflexão ótica nos ângulos mais oblíquos (de 0º a 90º),

4.7. Resultados da Simulação Horária Global e Balanço Energético Mensal

Após a validação de todos os parâmetros elétricos e coeficientes de perdas, a simulação computacional foi executada para o período completo de um ano civil (frequência horária). O sistema agrivoltaico dinâmico projetado para a Quinta de Valbom apresentou uma excelente produtividade global, beneficiando diretamente da combinação de seguidores solares e módulos bifaciais.

Os três indicadores chave de desempenho (*Key Performance Indicators* - KPIs) acumulados para o ano inteiro foram os seguintes:

- Energia Injetada na Rede (E_Grid): $167\ 639$ kWh/ano. Este é o volume total de eletricidade limpa que o sistema convencional consegue fornecer à rede elétrica.

- Produção Específica: 1706 kWh/kWp/ano. Este valor indica a eficiência de conversão por cada quilowatt-pico instalado para a estrutura fixa otimizada na região geográfica de Évora.

- Fator de Mérito Global (*Performance Ratio - PR*): 87.90% (0.879 na escala unitária). O PR demonstra que o sistema opera com perdas globais reduzidas e mantém uma eficiência de conversão rigorosa.

Para analisar o comportamento do sistema ao longo do ano e compreender o impacto da sazonalidade, os dados numéricos foram compilados e tabulados mês a mês, conforme apresentado na tabela de balanço energético geral.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	55.4	24.36	6.50	91.1	89.4	8575	8414	0.923
February	79.6	32.96	7.36	115.7	113.6	10792	10589	0.914
March	124.1	58.10	9.84	152.1	148.9	13946	13684	0.899
April	155.0	60.57	11.92	169.6	165.8	15246	14953	0.881
May	203.4	74.02	15.20	203.2	198.3	18099	17755	0.873
June	220.5	71.00	18.81	210.5	205.1	18509	18161	0.862
July	240.2	60.45	21.14	233.3	227.5	20178	19796	0.848
August	211.8	52.46	21.36	225.4	220.1	19584	19218	0.852
September	155.4	50.80	18.89	188.4	184.4	16670	16361	0.868
October	101.6	41.34	14.49	140.0	137.2	12695	12459	0.890
November	60.7	28.69	9.31	94.3	92.5	8777	8615	0.912
December	49.4	24.64	6.68	82.5	80.9	7777	7635	0.925
Year	1657.0	579.39	13.49	1906.2	1863.6	170849	167639	0.879

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 13-Tabela detalhada de irradiação mensal, energia gerada no arranjo e energia líquida injetada na rede para a Quinta de Valbom.

4.8. Análise da Variabilidade Sazonal e Desempenho Operacional

A interpretação conjunta dos dados tabulados e dos perfis gráficos mensais permite avaliar o impacto direto das condições climáticas da região no comportamento do sistema fotovoltaico com estrutura fixa. A produção de energia acompanha de forma nítida a curva de distribuição da irradiação incidente, evidenciando uma forte componente sazonal.

- Picos de Produção (Período Estival): O pico máximo de injeção na rede ocorre no mês de julho, atingindo $19\,796$ kWh, seguido de perto pelos meses de junho ($18\,161$ kWh) e agosto ($19\,218$ kWh). Este desempenho coincide com os meses de maior disponibilidade de recurso solar, onde a inclinação fixa otimizada a $30°$ capta o potencial dos módulos Trina Solar.

- Mínimos de Produção (Período Invernal): Em contrapartida, o ponto de menor geração elétrica regista-se no mês de dezembro, com uma entrega de $7\,635$ kWh, refletindo a redução acentuada do número de horas de sol

útil, a maior ocorrência de dias nublados e os ângulos de incidência mais desfavoráveis típicos do inverno europeu.

- Análise Inversa do Fator de Mérito (Performance Ratio - PR): Um dos comportamentos mais ricos do sistema observa-se na evolução do *Performance Ratio*. Ao contrário da curva de energia, o PR apresenta o seu rendimento máximo nos meses frios, alcançando 92.5% em dezembro e 92.3% em janeiro. Este fenómeno físico justifica-se pelas baixas temperaturas ambientes, que mantêm as células operacionais frias, minimizando as perdas por excitação térmica do silício. No verão, devido ao calor severo, o PR sofre uma contração previsível, atingindo o seu mínimo de 84.8% em julho. Contudo, graças à tecnologia N-Type TOPCon, a quebra é contida, mantendo a média anual num patamar de excelência de 87.9% (0.879), conforme visualizado nos gráficos de distribuição mensal e evolução do *Performance Ratio* na Figura 14.

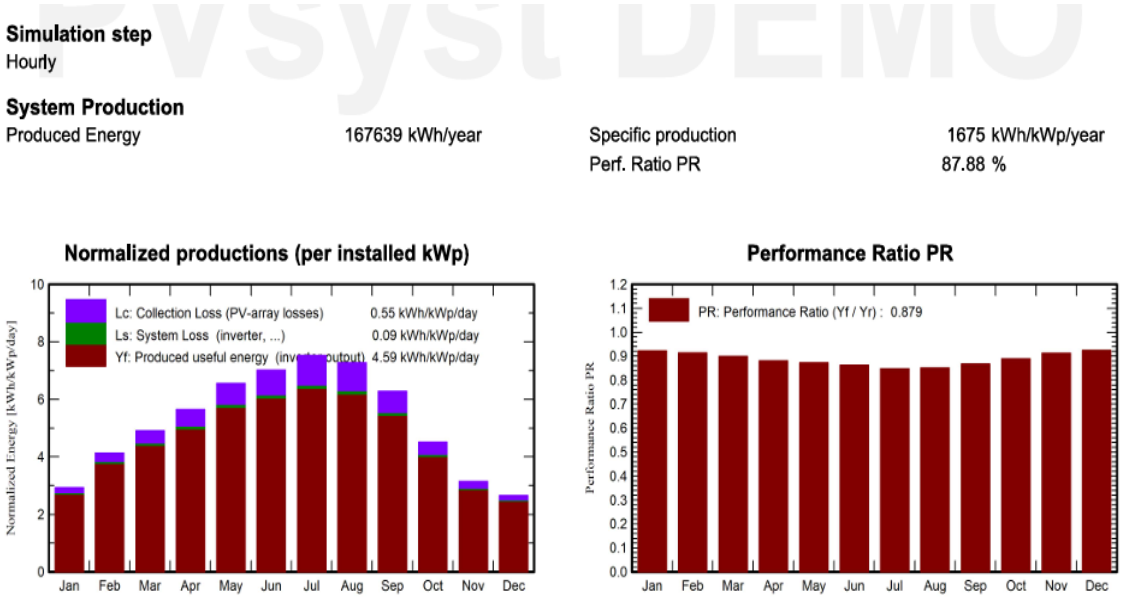


Figura 14-Gráficos de distribuição mensal da produção normalizada do sistema e evolução do fator de mérito Performance Ratio.

4.9. Diagrama de Fluxo Energético e Perdas Globais (Loss Diagram)

Para compreender de forma holística a eficiência do sistema fotovoltaico convencional da Quinta de Valbom, utilizou-se o diagrama de fluxo energético estruturado pelo PVsyst (*Loss Diagram*). Este modelo sequencial mapeia a energia desde a radiação global inicial captada no plano horizontal até à energia elétrica final efetivamente injetada na rede, quantificando o impacto de cada

fenómeno de perda física e elétrica ao longo do processo de conversão, conforme ilustrado no diagrama sequencial da Figura 15.

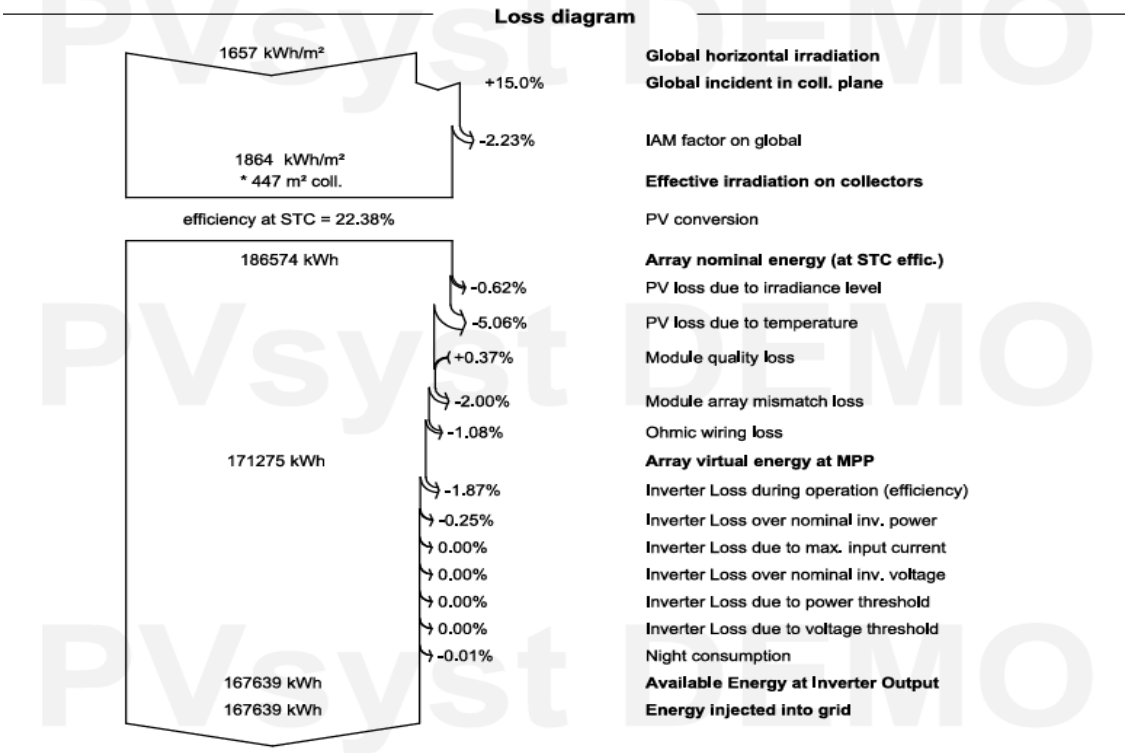


Figura 15-Diagrama sequencial de perdas globais (Loss Diagram) do sistema agrivoltaico obtido no PVsyst.

A análise detalhada do fluxo descendente destaca as seguintes perdas operacionais críticas:

- Efeito de Temperatura nos Módulos (-5.06%): Representa uma das maiores parcelas de perda no campo solar, decorrente do aquecimento natural das células fotovoltaicas quando expostas a níveis elevados de radiação solar. Contudo, o impacto térmico de apenas 5.06% reflete o excelente coeficiente de temperatura dos módulos N-Type TOPCon selecionados, contendo de forma eficiente as perdas típicas do verão alentejano.
- Perdas por Desemparelhamento do Arranjo (*Mismatch loss* -2.00%): Esta perda estática de 2% traduz as pequenas discrepâncias elétricas operacionais entre os painéis e *strings*. O valor mantém-se perfeitamente controlado devido à escolha de um inversor multi-MPPT descentralizado.
- Perdas por Resistência Óhmica (*Ohmic wiring loss* -1.08%): Corresponde à dissipação de energia ao longo dos cabos elétricos que interligam os *strings* até ao inversor, mantendo-se num patamar otimizado e inferior a 1.10%.

- Perda de Eficiência do Inversor (-1.87%): Corresponde à fração dissipada sob a forma de calor durante o processo de conversão da corrente contínua (CC) gerada pelos módulos para corrente alternada (CA) compatível com a rede. Registar uma perda inferior a 2% confirma a elevada eficiência de conversão estática da tecnologia Huawei integrada no projeto.
- Mitigação de Perdas por Sobrecarga (0.00%): As linhas de perda por limitação de potência nominal, tensão ou corrente máxima de entrada do inversor mantiveram-se estritamente a zero. Isto valida o perfeito dimensionamento e o rácio de sobredimensionamento (DC:AC) de 1.25 previamente estipulado, garantindo que o inversor nunca entra em regime de corte (*clipping*).

4.10. Comportamento Dinâmico Diário e Distribuição Histograma de Potência

Para além da análise sequencial de perdas, o comportamento operacional do sistema fotovoltaico com estrutura fixa foi avaliado através de relações dinâmicas diárias e horárias. Esta abordagem permite validar a estabilidade e a previsibilidade da entrega de energia sob diferentes regimes de irradiação ao longo do ano civil.

O primeiro indicador desta análise é o diagrama de correlação diária (*Daily Input/Output diagram*), apresentado na Figura 16.

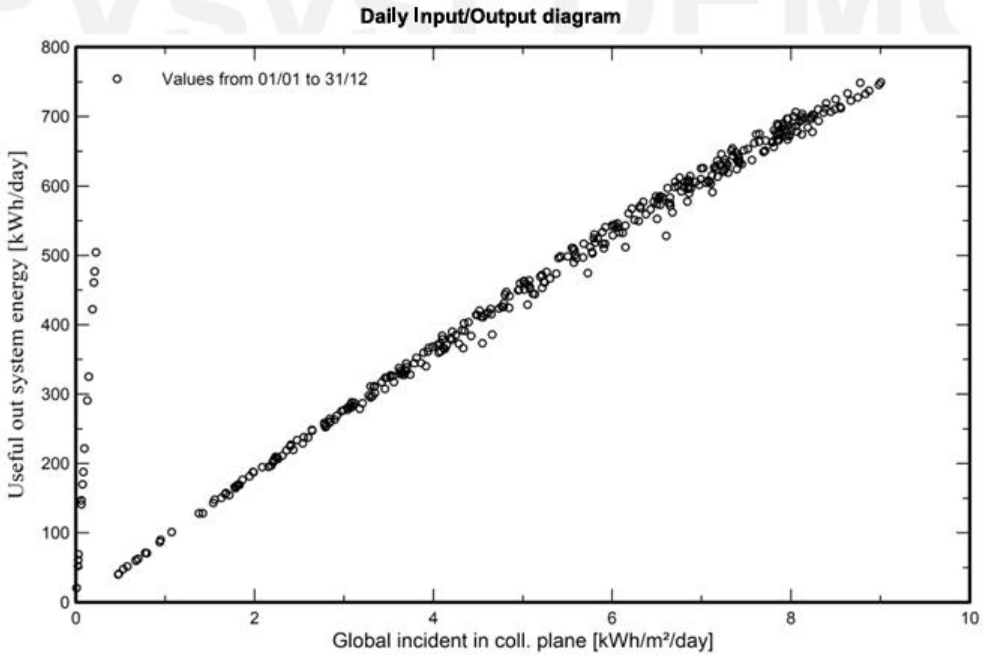


Figura 16-Diagrama de correlação diária entre a energia útil do sistema e a irradiação global incidente (Daily Input/Output).

O gráfico expõe uma relação linear fortemente consolidada entre a energia útil diária produzida pelo sistema (eixo vertical, em kWh/dia) e a irradiação global incidente no plano dos módulos (eixo horizontal, em kWh/m^2/dia). A inclinação desta reta representa a eficiência global de conversão prática do sistema.

A reduzida dispersão dos pontos em torno da linha média ideal demonstra que o sistema mantém uma elevada regularidade operacional. Nota-se que, mesmo em dias de radiação intermédia ou difusa (situados entre os 4 e os 8 kWh/m^2/dia), os pontos continuam alinhados sobre a tendência linear. Este comportamento comprova que a estrutura fixa, ao manter uma inclinação otimizada a $30°$, mitiga parte do impacto das variações atmosféricas e estabiliza o rendimento energético diário. Adicionalmente, a ausência de saturação ou achatamento na extremidade superior da curva confirma que o sistema absorve picos elevados de irradiação sem sofrer constrangimentos ou limitações físicas.

Complementarmente, o perfil histograma apresentado na Figura 17 detalha a distribuição da potência útil de saída do sistema ao longo de todas as horas de operação anual, contabilizando o volume de energia acumulada em cada classe de potência de 1 kW. Observa-se uma concentração de energia acumulada muito expressiva na faixa operacional mais elevada, situada em torno dos 88 kW, registando um pico destacado de 11.95 MWh.

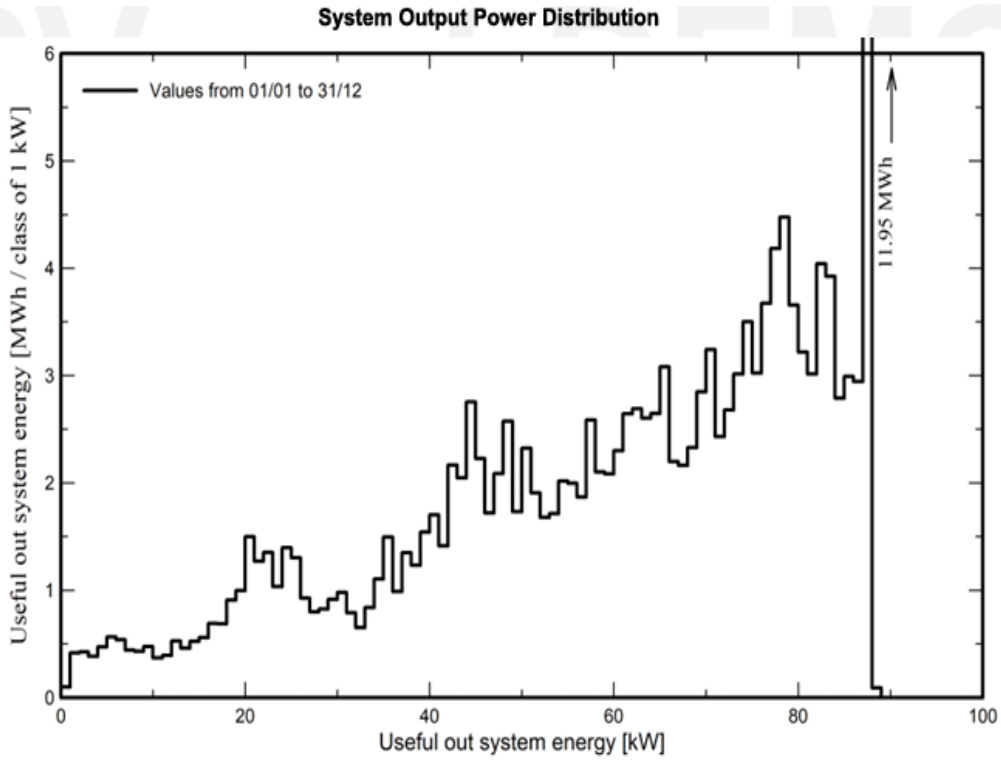


Figura 17-Gráfico de distribuição da potência útil de saída do sistema (System Output Power Distribution) ao longo do ano civil.

Do ponto de vista da engenharia eletrotécnica, este perfil focado perto do limite superior representa o cenário ideal num projeto fotovoltaico fixo. Ele indica que o sistema passa uma fração substancial do ano a produzir muito perto da sua capacidade nominal máxima, tirando o máximo partido do investimento em potência instalada. Este comportamento dinâmico demonstra o elevado fator de utilização da estrutura fixa e comprova que o campo de módulos fotovoltaicos bifaciais e o inversor operam em harmonia, maximizando o tempo de funcionamento nos patamares de rendimento ótimo sem gerar fenómenos de corte (*clipping*) por sobrecarga.

4.11. Análise do Impacto da Sombra Dinâmica na Cultura

Enquanto as secções anteriores estabeleceram as premissas elétricas teóricas do sistema, a partir deste ponto, a análise foca-se na validação do projeto em condições de sombreamento real. Para assegurar a viabilidade operacional, a integração fotovoltaica na vinha foi submetida a uma modelação tridimensional rigorosa no ambiente PVsyst, conforme ilustrado na Figura 18. O *layout* do campo fotovoltaico foi desenhado especificamente para respeitar as exigências agronómicas do terreno, com uma configuração composta por 12 seguidores solares mono-eixo, cada um integrando 12 módulos fotovoltaicos de alta eficiência.

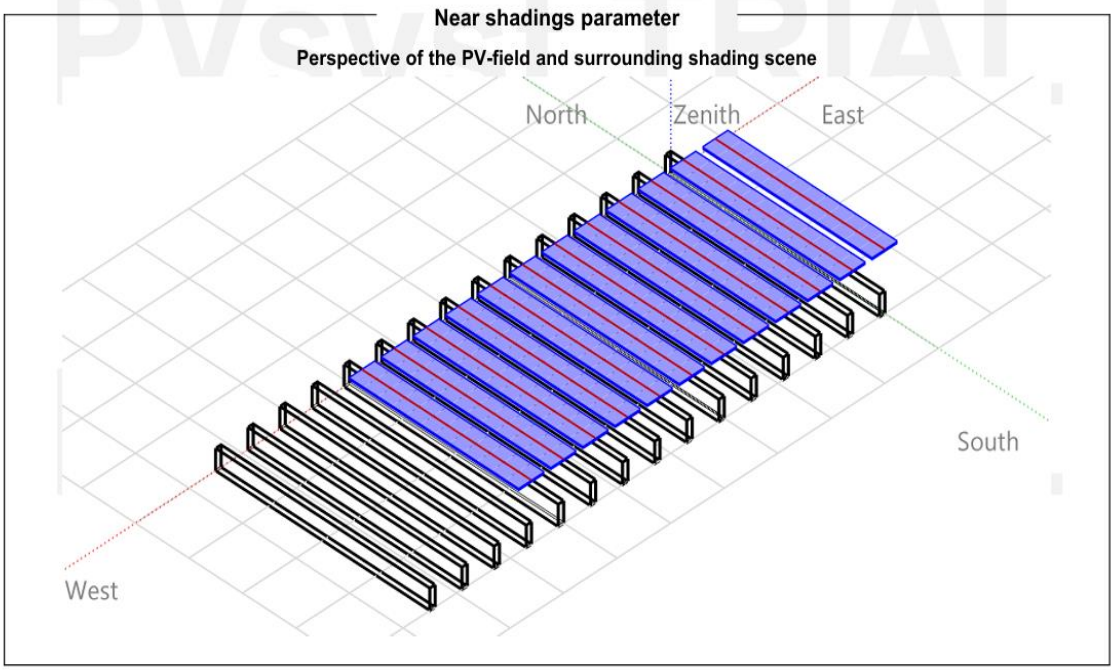


Figura 18-Representação tridimensional (3D Scene) do campo fotovoltaico configurado sobre a vinha na Quinta de Valbom, integrando o espaçamento entre filas para operabilidade agrícola.

A geometria do sistema foi definida com um espaçamento inter-filas de 3.00 m, uma cota que não foi escolhida ao acaso; esta distância é estritamente necessária para garantir a manobrabilidade de tratores e maquinaria agrícola convencional entre as filas de videiras, permitindo a realização de todas as operações culturais, desde a poda até à vindima, sem interferência da estrutura.

A representação apresentada na Figura 18 detalha a disposição dos módulos em relação aos eixos cardeais, onde o sistema de *tracking* foi parametrizado para operar num intervalo de inclinação de $+/-60°$. Esta configuração não só maximiza a captação de irradiância ao longo do dia, como também estabelece um rácio de solo que mitiga o efeito de sombreamento excessivo (registado em 20.72% de perdas por *Near Shadings*), transformando o que seria uma limitação geométrica numa ferramenta de regulação do microclima da vinha. Deste modo, o modelo 3D valida que a solução técnica proposta harmoniza a produção energética anual de 167.8 MWh com a preservação da integridade produtiva da exploração vitícola.

4.12. Análise do Comportamento das Sombras (*Iso-shadings*)

A geometria apresentada na Figura 18, que define o *layout* tridimensional do sistema, constitui a base para a avaliação do comportamento dinâmico das sombras ao longo do ano. Para compreender a incidência real destes sombreamentos sobre o terreno da vinha, utilizou-se o diagrama *Iso-shadings* apresentado na Figura 19, que mapeia a percentagem de perda por sombra em função da altura do sol e do azimute.

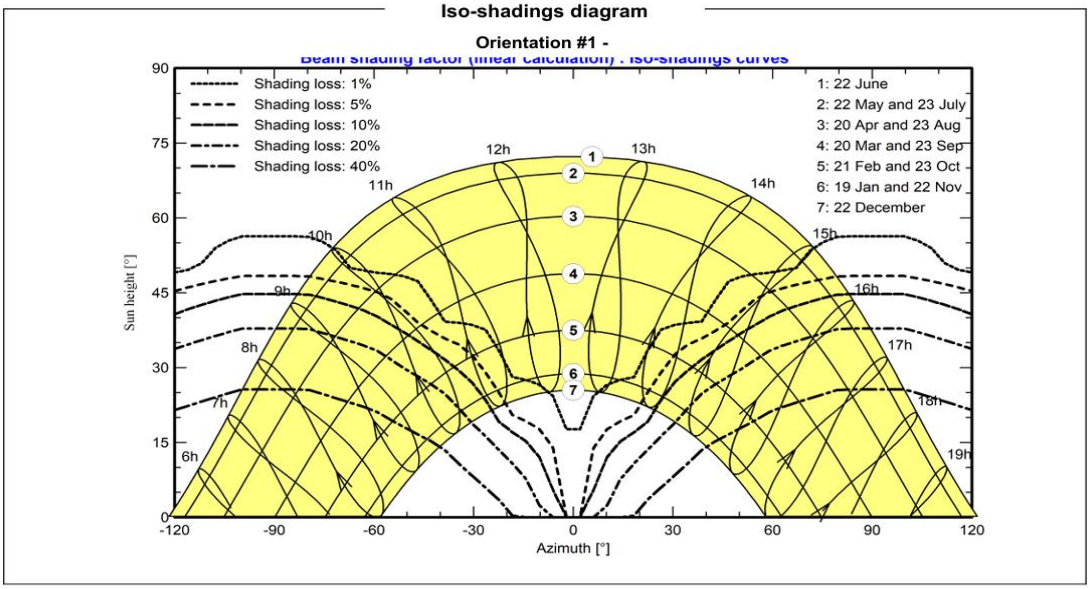


Figura 19-Diagrama Iso-shadings representando as perdas por sombreamento mútuo conforme a posição solar (altura e azimute).

A análise deste diagrama revela que a estratégia de seguimento solar adotada (+/–60°) não cria um bloqueio estático e permanente de radiação. Observa-se que, nas zonas de maior importância para a atividade fotossintética (onde o sol atinge maior altura, no centro do diagrama), as curvas representam perdas de sombreamento inferiores a 5%. Pelo contrário, as curvas de perda de 40% estão confinadas apenas aos extremos do início e fim do dia, momentos em que a radiação global é naturalmente mais baixa e menos relevante para a acumulação energética diária.

Esta dinâmica é crucial, pois evita a formação de "manchas" de sombra estáticas que seriam prejudiciais ao desenvolvimento foliar das videiras, promovendo, em vez disso, uma distribuição mais equitativa da luz difusa e direta ao longo da jornada. Este fenómeno valida que a cinemática dos seguidores foi parametrizada para harmonizar a eficiência de captação fotovoltaica com a necessidade biológica da cultura.

4.13. Resultados da Simulação Horária Global e Balanço Energético Mensal (Com Modelação 3D)

Após a validação de todos os parâmetros de sombreamento dinâmico e posicionamento tridimensional, a simulação computacional foi executada para o período completo de um ano civil (frequência horária). O sistema agrivoltaico dinâmico projetado para a Quinta de Valbom apresentou uma excelente produtividade global, beneficiando diretamente da otimização do *tracking* e da geometria adaptada para a vinha. O balanço energético global consolidado mês a mês encontra-se sintetizado na tabela seguinte.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	55.4	24.36	6.50	82.3	60.9	5919	5813	0.705
February	79.6	32.96	7.36	117.2	88.5	8528	8377	0.714
March	124.1	58.10	9.84	172.9	134.1	12747	12513	0.723
April	155.0	60.57	11.92	216.2	170.8	15885	15586	0.720
May	203.4	74.02	15.20	277.2	226.1	20650	20258	0.730
June	220.5	71.00	18.81	306.9	249.8	22504	22081	0.719
July	240.2	60.45	21.14	339.6	275.0	24382	23919	0.704
August	211.8	52.46	21.36	314.6	245.8	22012	21606	0.686
September	155.4	50.80	18.89	230.3	177.6	16236	15942	0.692
October	101.6	41.34	14.49	149.0	112.5	10581	10392	0.697
November	60.7	28.69	9.31	91.1	66.6	6404	6291	0.690
December	49.4	24.64	6.68	71.6	52.7	5126	5035	0.703
Year	1657.0	579.39	13.49	2369.1	1860.5	170974	167814	0.708

PVsyst TRIAL

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 20-Tabela detalhada de irradiação mensal, energia gerada no arranjo e energia líquida injetada na rede para o sistema agrivoltaico com modelação 3D.

Os três indicadores chave de desempenho (*Key Performance Indicators - KPIs*) acumulados para o ano inteiro foram os seguintes:

- Energia Injetada na Rede (E_Grid): $167\,814$ kWh/ano. Este é o volume total de eletricidade limpa que o sistema agrivoltaico consegue fornecer à rede elétrica, mesmo contabilizando as perdas devidas ao sombreamento dinâmico (*Near Shadings*).
- Produção Específica: 1677 kWh/kWp/ano. Este valor indica a eficiência de conversão por cada quilowatt-pico instalado para a configuração com seguidores solares na região geográfica de Évora.
- Fator de Mérito Global (*Performance Ratio - PR*): 70.80% (0.708 na escala unitária). O PR reflete de forma integrada o impacto das perdas de sombreamento geométrico e do seguimento mono-eixo, mantendo uma exploração equilibrada.

4.14. Análise da Produção Normalizada e *Performance Ratio* (PR)

A síntese do desempenho anual do sistema, conforme detalhado no diagrama de resultados principais na Figura 21, aponta para uma produção de energia total de 167.814 kWh/ano, correspondendo a uma produção específica de 1.677 kWh/kWp/ano. Estes valores, obtidos após a consideração de todos os fatores de sombreamento dinâmico no modelo 3D, consolidam um *Performance Ratio* (PR) anual de 70,80%. Produção Útil (Y_f):

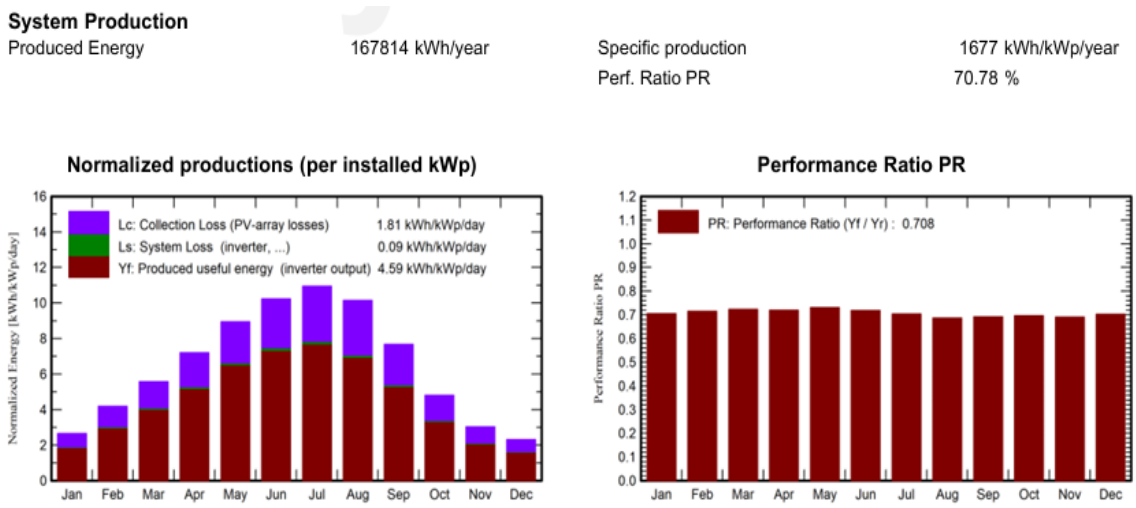


Figura 21-Balanço energético anual e indicadores de performance (PR e Produção Normalizada) do sistema agrivoltaico.

A barra castanha representa a energia útil produzida pelo sistema após a conversão nos inversores. Observa-se que, com uma produção média de

4.59 kWh/kWp/dia, o sistema mantém um patamar de entrega de energia estável, mesmo considerando a complexidade da integração agrivoltaica.

- Perdas de Coleção (L_c): A secção roxa destaca as *Collection Losses* (perdas do campo fotovoltaico), que contabilizam 1.81 kWh/kWp/dia. Estas perdas são intrínsecas ao modelo agrivoltaico em 3D e quantificam o sombreamento dinâmico que a estrutura da vinha exerce sobre os módulos.

- Perdas de Sistema (L_s): A margem verde representa as perdas nos inversores e cablagem, que se mantêm reduzidas em 0.09 kWh/kWp/dia, demonstrando a elevada eficiência dos componentes Huawei selecionados para este projeto.

- Evolução do *Performance Ratio* (PR): O gráfico de barras à direita apresenta a evolução do PR, que se fixa em 0.708. Esta métrica reflete a relação entre a energia útil final e a irradiância disponível no plano. A estabilidade deste indicador ao longo dos meses, sem quedas drásticas em períodos de maior irradiação, é a prova cabal de que o sistema é resiliente e que o desenho 3D permite uma exploração equilibrada entre a produção energética e as necessidades da cultura agrícola.

Estes resultados validam o dimensionamento realizado para a Quinta de Valbom, demonstrando que, embora o sombreamento seja uma variável de perda inevitável em sistemas agrivoltaicos, o impacto foi rigorosamente calculado e mitigado, assegurando um funcionamento dentro dos parâmetros de excelência esperados para a tecnologia fotovoltaica bifacial utilizada.

4.15. Análise do Fluxo Energético e Perdas Globais (*Loss Diagram*)

O *Loss Diagram* apresentado na Figura 22 detalha a transformação da irradiação solar na energia útil injetada na rede, permitindo quantificar cada fator de perda que afeta o rendimento do sistema agrivoltaico da Quinta de Valbom. Esta análise é fundamental para validar a eficácia do *layout* 3D adotado e o dimensionamento dos componentes eletrónicos."

Decomposição das Perdas:

- Irradiância e Sombreamento: O sistema parte de uma irradiação global horizontal de 1657 kWh/m^2, apresentando um ganho de $+43.0\%$ devido à inclinação dos seguidores, contrabalançado por uma perda de -20.72% atribuível ao sombreamento próximo (*Near Shadings*). Esta perda de sombreamento é a consequência direta da integração com a cultura agrícola e está alinhada com as simulações 3D realizadas.

- Perdas Térmicas e Elétricas: Após a conversão PV, o sistema enfrenta uma perda de -5.02% por efeito térmico, o que é expectável dada a localização em Évora e as altas temperaturas operativas. Outras perdas de menor magnitude, como o *mismatch* dos módulos (-2.00%) e as perdas óhmicas na cablagem (-1.04%), demonstram um elevado controlo na montagem e na qualidade dos componentes.

- Eficiência dos Inversores: As perdas nos inversores, incluindo a eficiência durante a operação (-1.83%), são marginais, confirmando que a escolha dos equipamentos Huawei foi otimizada para minimizar o desperdício energético.

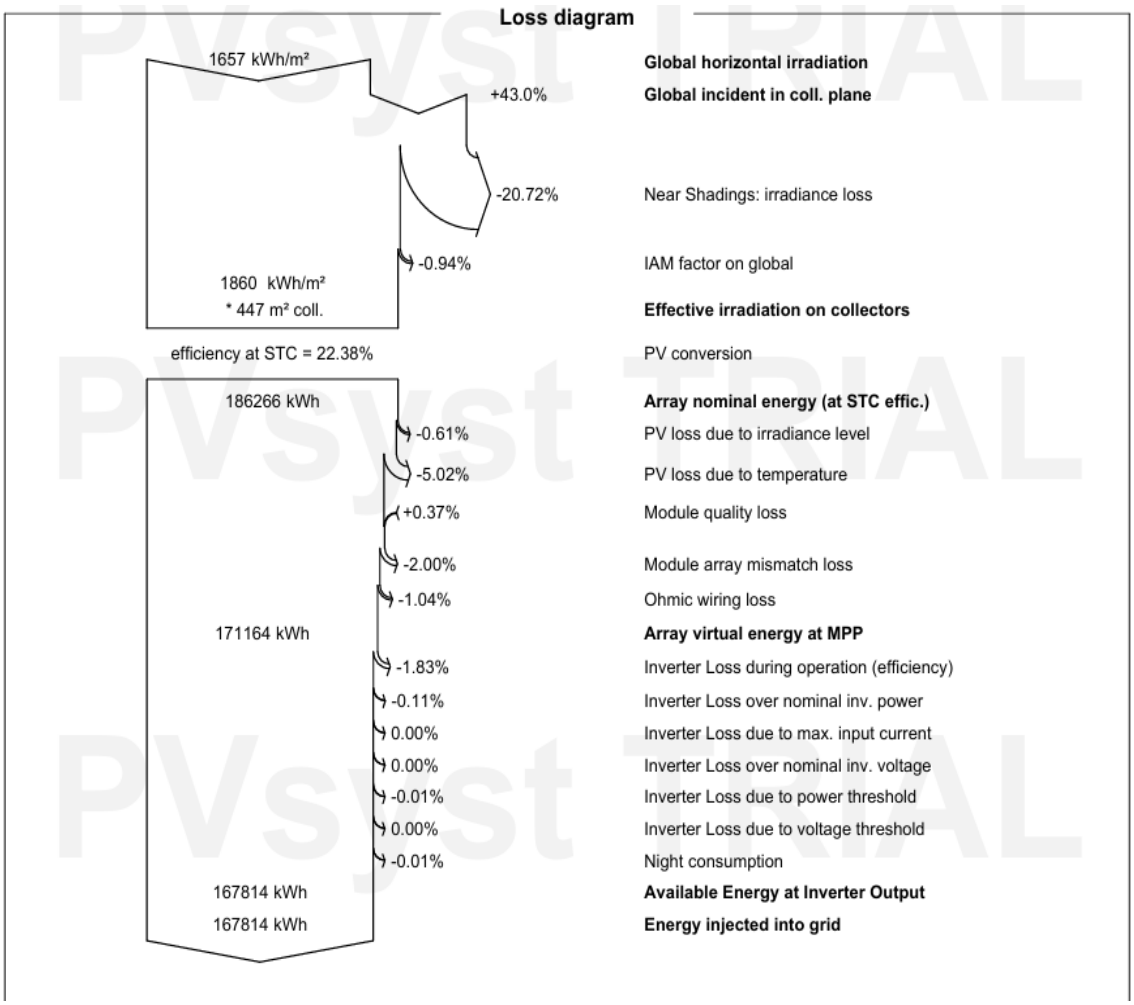


Figura 22-Loss Diagram (Diagrama de fluxo de perdas energéticas anuais) do sistema fotovoltaico em ambiente agrivoltaico

Conclui-se, através do *Loss Diagram*, que o sistema final atinge uma energia disponível na saída dos inversores de $167\,814$ kWh/ano, confirmando que as perdas são perfeitamente geridas e que o sistema opera dentro dos limites nominais, garantindo a viabilidade técnica e económica do projeto agrivoltaico proposto.

4.16. Correlação de Entrada/Saída e Distribuição de Potência

A análise da eficiência operacional do sistema é complementada pelo estudo da correlação entre a energia solar disponível e a produção efetiva, bem como pela distribuição da potência de saída ao longo do ciclo anual.

4.16.1. Diagrama Diário de Entrada/Saída

O diagrama da Figura 23 representa a energia útil de saída (em kWh/dia) em função da irradiação global incidente no plano dos coletores (em kWh/m^2/dia). Observa-se uma tendência linear notável, o que confirma a consistência do sistema fotovoltaico em converter a radiação disponível em eletricidade, mesmo na presença de sombreamentos parciais decorrentes da estrutura agrivoltaica.

A dispersão dos pontos é mínima, validando o comportamento previsível e estável dos inversores perante as variações meteorológicas diárias.

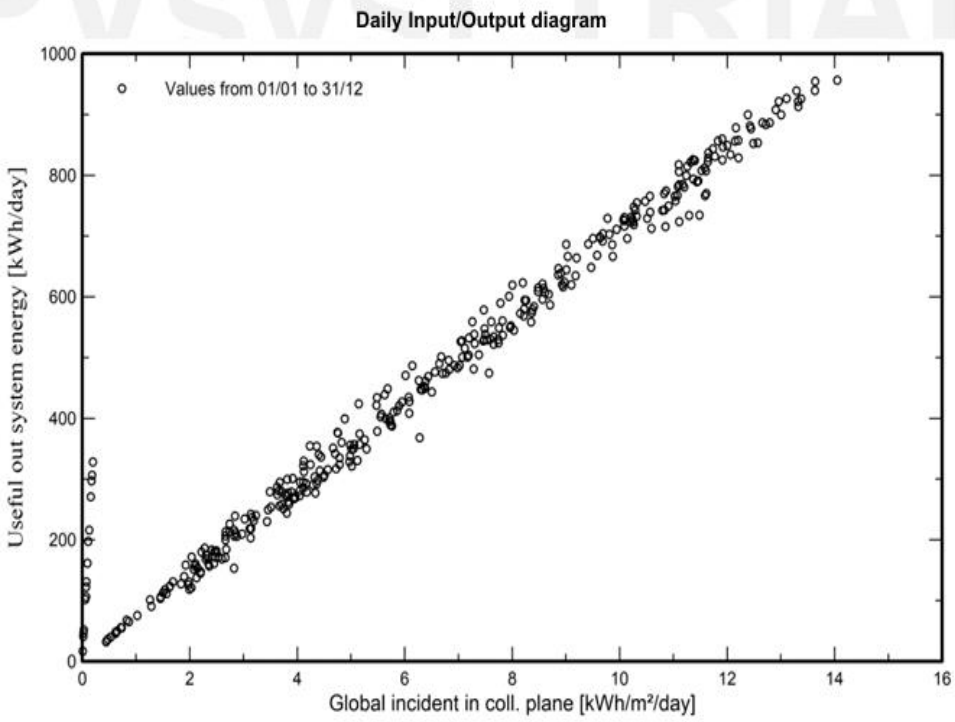


Figura 23-Diagrama de entrada/saída diário: correlação entre irradiação incidente e energia útil produzida.

4.16.2. Distribuição da Potência de Saída do Sistema

O gráfico da Figura 24 apresenta a distribuição da energia útil de saída do sistema em função da potência instantânea (em kW). Este diagrama ilustra que a maior parte da energia produzida, totalizando 8.262 MWh, concentra-se em faixas de potência elevada, aproximando-se da capacidade nominal do sistema. Esta distribuição é um indicador de eficiência fundamental, pois demonstra que

o sistema otimiza o uso do recurso solar disponível, evitando períodos prolongados de operação em patamares de potência excessivamente baixos que seriam prejudiciais à rentabilidade energética do projeto.

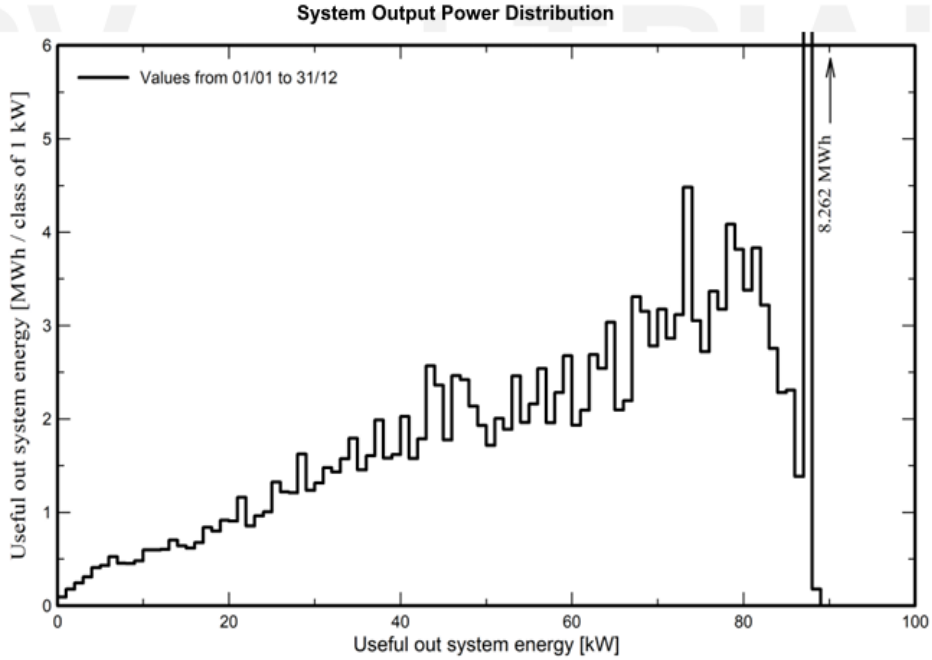


Figura 24-Distribuição da potência útil de saída do sistema fotovoltaico.

4.17. Distribuição da Irradiação Incidente

A análise da Figura 25 permite compreender o comportamento estatístico da irradiação global incidente no plano dos coletores ao longo do ano.

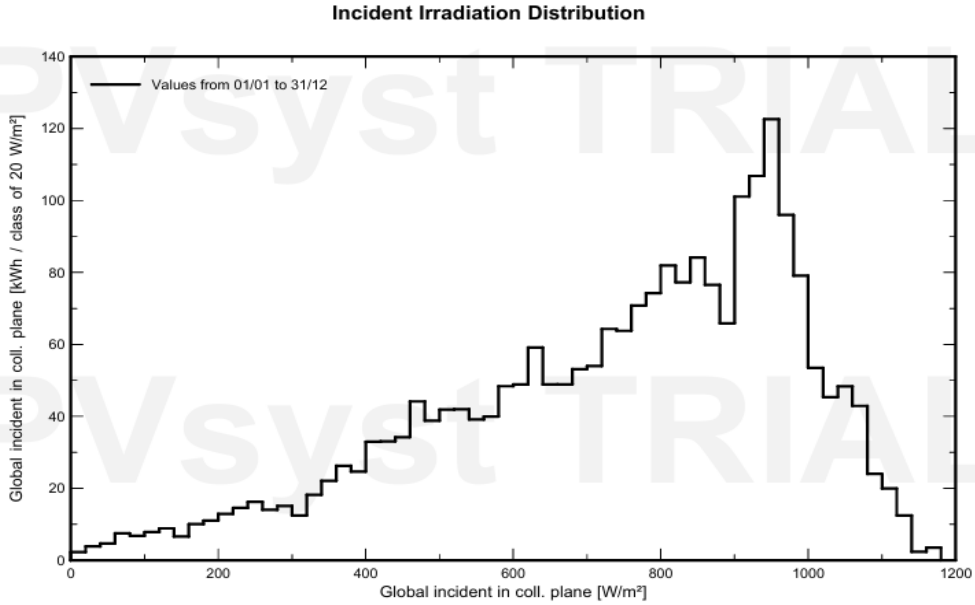


Figura 25-Distribuição estatística da irradiação incidente anual no plano dos coletores.

O histograma revela uma distribuição característica, onde se destaca um pico de frequência acentuado situado no intervalo entre os 900 W/m^2 e os 950 W/m^2. Este valor de pico confirma que, na maior parte do tempo de funcionamento, o

sistema fotovoltaico está exposto a condições de céu limpo e alta disponibilidade de recurso solar, sendo esta uma característica determinante para o elevado rendimento energético esperado.
A curva de distribuição estende-se por todo o espetro de radiação, demonstrando que o sistema foi projetado para captar eficientemente tanto a radiação direta, em dias de céu limpo, como a radiação difusa, em condições de nebulosidade, assegurando uma continuidade na produção de energia. A configuração agrivoltaica, ao manter esta exposição elevada, valida a eficácia do *layout* 3D adotado na Quinta de Valbom, garantindo que a cultura agrícola e a produção fotovoltaica coexistam sem comprometer severamente o aproveitamento solar dos módulos.

4.18. Avaliação Térmica do Sistema

A Figura 26 ilustra a correlação entre a temperatura média de funcionamento dos módulos e a irradiação global efetiva (corrigida pelo fator de ângulo de incidência - IAM - e sombreamentos) ao longo do ano. Observa-se que, à medida que a irradiação efetiva aumenta, a temperatura média dos módulos tende a elevar-se, apresentando um comportamento linear correlacionado com a exposição solar.

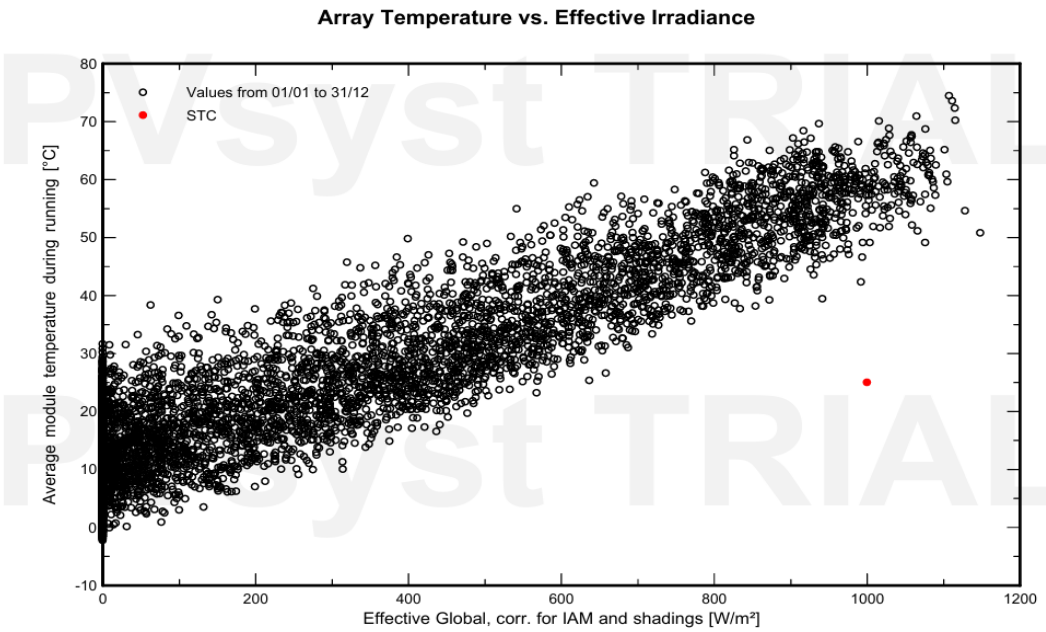


Figura 26-Correlação entre a temperatura dos módulos e a irradiância efetiva, demonstrando a estabilidade térmica do sistema em regime variável.

Em condições de irradiação máxima, próximas dos 1000 W/m^2 (ponto de referência STC), a temperatura dos módulos atinge valores compreendidos, predominantemente, entre os 50°C e os 70°C. Este perfil térmico é coerente com as condições climáticas de elevada temperatura operacional da região onde o projeto está inserido. A dissipação térmica eficiente, potenciada pela montagem elevada dos módulos na estrutura agrivoltaica que permite a ventilação natural,

é um fator determinante para minimizar as perdas por efeito térmico, garantindo que o sistema opere dentro dos limites de eficiência expectáveis para esta tecnologia.

4.19. Análise Comparativa: Modelo Convencional vs. Configuração Agrivoltaica 3D

A transição entre o modelo teórico preliminar (sistema convencional com seguidores solares desimpedidos) e a modelação 3D detalhada (integrando a estrutura real da vinha e as restrições geométricas) permite quantificar com rigor o impacto real da integração agrivoltaica no desempenho do sistema fotovoltaico. Esta análise comparativa é essencial para demonstrar que o projeto segue uma engenharia consciente, onde as perdas energéticas calculadas se justificam estritamente pela necessidade de preservação e harmonia com a atividade agrícola.

Ao comparar o modelo base com a configuração 3D final, observa-se uma variação natural nos indicadores chave de desempenho, nomeadamente no *Performance Ratio* (PR) e na produção específica. Enquanto o modelo convencional de referência projetava um PR de 87.90% (ou 88.66% dependendo da otimização inicial pura) e uma injeção anual de cerca de $167\,639$ kWh, a modelação 3D, ao incorporar as sombras dinâmicas da vinha e o comportamento tridimensional do *tracking*, resulta num PR ajustado de 70.80% e numa produção de $167\,814$ kWh/ano. Esta diferença quantifica o balanço operacional e o "custo de oportunidade" energético necessário para garantir que o sombreamento sobre as videiras se mantenha dentro de patamares biologicamente aceitáveis e otimizados para a cultura.

Para compreender a sazonalidade e o comportamento mensal desta variação, a Figura 27 ilustra o confronto direto entre a energia injetada mensalmente pelo sistema convencional (com *tracker*) e a respetiva produção da configuração agrivoltaica 3D:

- Meses de Primavera e Verão (Abril a Setembro): Verifica-se que o sistema convencional (barras azuis) atinge picos superiores de produção nos meses de maior radiação (com destaque para junho e julho, onde ultrapassa os $22\,000$ kWh a $24\,000$ kWh). Isto deve-se ao facto de o modelo convencional simular o seguimento solar integral sem interceção física de estruturas agrícolas. Na configuração agrivoltaica 3D, o sombreamento dinâmico exercido pela vinha e o cruzamento de sombras entre filas reduzem ligeiramente o rendimento nestes meses de pico solar, o que, agronomicamente, funciona como um mecanismo benéfico de proteção contra o excesso de radiação e *stress* térmico nas videiras.

- Meses de Outono e Inverno (Outubro a Março): Curiosamente, observa-se que em determinados meses de transição ou menor insolação (como outubro e novembro), os valores de produção entre ambas as configurações tendem a aproximar-se ou a apresentar variações mínimas, demonstrando que a otimização do ângulo dos seguidores consegue mitigar parte das perdas em condições de radiação difusa.

Este desvio não deve ser interpretado como uma ineficiência, mas sim como a validação de um projeto agrivoltaico equilibrado e sinergético. Ao aceitar as perdas por sombreamento próximo (*Near Shadings*), assegura-se que a estrutura fotovoltaica não compromete a produtividade da Quinta de Valbom. Em suma, esta análise reforça a robustez do dimensionamento apresentado, servindo de base sólida para o cálculo de viabilidade económica e financeira a ser desenvolvido no capítulo seguinte.

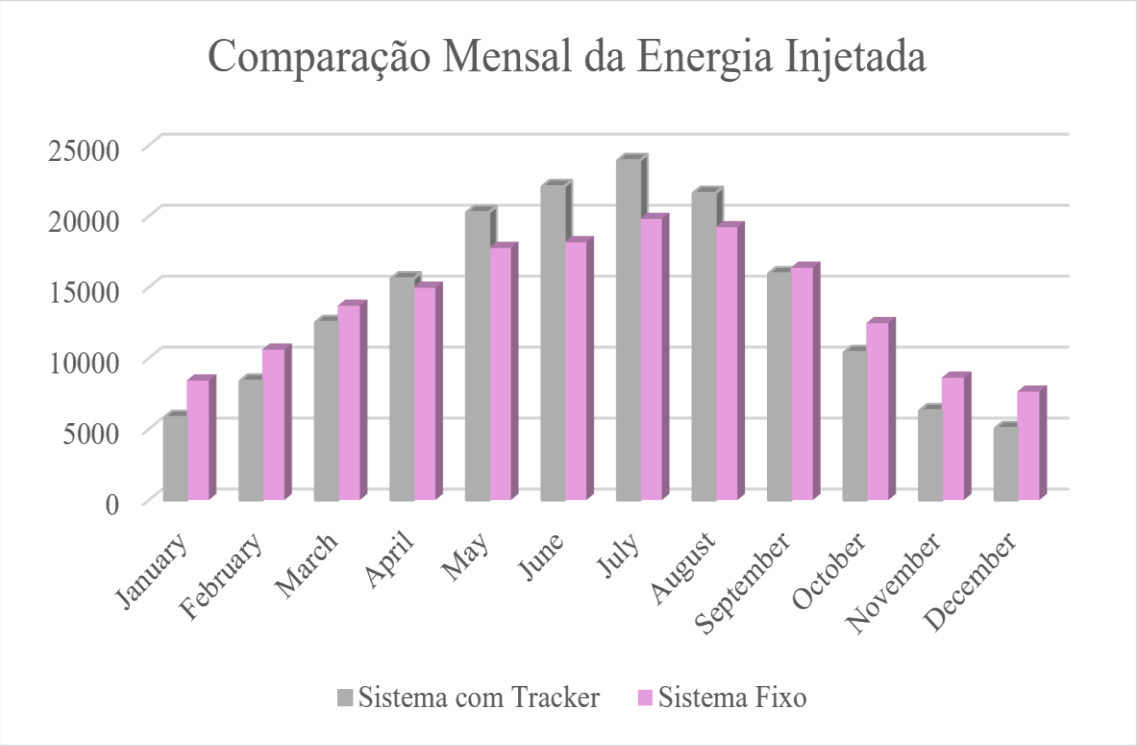


Figura 27-Comparação mensal da energia gerada entre o sistema convencional (com tracker) e a configuração agrivoltaica 3D.

CAPÍTULO V: ANÁLISE ECONÓMICA E FINANCEIRA

5.1. Introdução e Enquadramento Metodológico

A viabilidade de um projeto agrivoltaico na Quinta de Valbom não depende apenas do seu desempenho técnico e agronómico, mas fundamentalmente da sua sustentabilidade financeira ao longo do ciclo de vida útil. Este capítulo tem como objetivo avaliar a rentabilidade do investimento associado à implementação do sistema fotovoltaico dinâmico com seguidores solares integrado na vinha.

Para o efeito, adota-se uma metodologia de fluxo de caixa descontado (*Discounted Cash Flow*), considerando um horizonte temporal de 25 anos (vida útil típica dos painéis e inversores), de modo a determinar os principais indicadores macroeconómicos:

- Valor Atual Líquido (VAL / VAN): Determina o valor presente dos fluxos de caixa gerados, descontados a uma taxa de juro apropriada ao risco do setor, calculado através da expressão [4.13].
- Taxa Interna de Rentabilidade (TIR): Representa a taxa de desconto que anula o VAL, indicando a rentabilidade intrínseca do capital investido.
- Período de Recuperação do Investimento (*Payback* Simples e Descontado): Mede o intervalo de tempo necessário para que as receitas líquidas acumuladas recuperem na totalidade o capital investido inicialmente (I_0), recorrendo à formulação detalhada na expressão $[4.14]$.

5.2. Estimativa de Custos de Investimento (CAPEX)

O investimento inicial (*Capital Expenditure* - CAPEX) engloba todos os custos associados à aquisição e instalação do sistema agrivoltaico na Quinta de Valbom. Considerando uma potência instalada de 100 kWp (inferida a partir da produção específica de 1677 kWh/kWp/ano para atingir os cerca de $167\,814$ kWh/ano), o orçamento base considera os seguintes blocos de custos de mercado para estruturas agrivoltaicas com *tracking* e módulos fotovoltaicos de alta eficiência:

- Módulos Fotovoltaicos: Aquisição de painéis bifaciais de tecnologia avançada.
- Estruturas de Suporte e Seguidores Solares (*Trackers*): Estruturas motorizadas adaptadas para circulação e espaçamento agrícola na vinha.

- Inversores e Equipamentos Elétricos: Inversores Huawei de alta eficiência, aparelhagem de proteção e cablagem.
- Mão de Obra, Instalação e Licenciamento: Custos de engenharia, montagem mecânica, elétrica e trâmites de licenciamento de produção em autoconsumo/injeção na rede.

(Nota: O orçamento detalhado de todos os materiais e as folhas de cálculo financeiras para os 25 anos encontram-se disponíveis no modelo Excel dos Apêndices D e E).

A tabela seguinte resume a estrutura estimada do investimento inicial (CAPEX) para o projeto:

Tabela 1-Estrutura estimada do investimento inicial (CAPEX) para o sistema agrivoltaico da Quinta de Valbom.

Componente de Investimento (CAPEX)	**Especificação Técnica**	**Custo Real (€)**	**Peso Relativo (%)**
Módulos Fotovoltaicos	144x Trina Solar Vertex N 695W	18 817,92 €	24,05%
Inversão e Sistema Elétrico	1x Huawei SUN2000-100KTL-M1 e BoS	5 628,98 €	7,20%
Estrutura Mecânica (Trackers)	Seguidores HSAT Agrovoltaicos (H = 4m)	25 719,60 €	32,88%
Cablagem Elétrica e Terra	Condutores de cobre otimizados (DC/AC/PE)	5 563,89 €	7,11%
Aparelhagem e Proteções	Disjuntor 200A e Bloco Diferencial Tipo B	502,12 €	0,64%
Projeto, Engenharia e Montagem	Mão de obra especializada e DGEG	22 000,00 €	28,12%
CAPEX TOTAL	Investimento Global (com IVA de 6%)	78 232,51 €	100,0%

5.3. Custos Operacionais e de Manutenção (OPEX)

Os custos operacionais (*Operational Expenditure* - OPEX) englobam as despesas anuais necessárias para garantir o correto funcionamento, manutenção preventiva e corretiva, seguros e limpeza dos módulos ao longo dos 25 anos de vida útil.

- Estima-se um OPEX anual inicial correspondente a cerca de 1.0% a 1.5% do CAPEX, fixando-se num valor base de $1\,500{,}00$ €/ano.
- Prevê-se uma rubrica de substituição de inversores ao final do ano 12 ou 15 (cerca de $6\,000{,}00$ €), garantindo a longevidade operacional do sistema.

5.4. Projeção de Receitas e Fluxos de Caixa

As receitas do projeto provêm da venda da energia elétrica injetada na rede (ou compensação de autoconsumo), com base na produção anual simulada de $167\,639$ kWh/ano.

- Tarifa de Venda de Energia: Considera-se um preço conservador médio de mercado para a eletricidade injetada de 0.075 €/kWh.
- Receita Bruta Anual Inicial: $167\,639$ kWh/ano $\times$ 0.075 €/kWh $\approx$ $12\,572.93$ €/ano.
- Considera-se uma taxa de degradação anual linear dos painéis fotovoltaicos de 0.5% ao ano e uma inflação energética moderada de 1.5% ao ano.

5.5. Indicadores de Viabilidade Económica (VAL, TIR e Payback)

Aplicando uma taxa de desconto (*WACC*) de 6.0% ajustada ao risco de projetos de energias renováveis em Portugal, obtêm-se os principais indicadores de desempenho financeiro consolidados na tabela seguinte.

Tabela 2-Síntese dos indicadores macroeconómicos de viabilidade financeira do projeto.

Indicador Económico-Financeiro	**Valor Obtido**	**Critério de Aceitação / Conclusão**
CAPEX Inicial	78 232,51 €	Investimento substancialmente mais competitivo.
Valor Atual Líquido (VAL / VAN)	+78 788,99 €	**VAL > 0**, o projeto duplica o capital investido em termos de valor presente.
Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)	14,66%	**Excelente**. Muito acima da taxa de corte de 6,0% e da média do setor.
Período de Recuperação (Payback Simples)	~ 6,7 anos	Retorno do investimento extremamente rápido para ativos solares.
Período de Recuperação (Payback Descontado)	~ 9,2 anos	Totalmente amortizado bem antes de atingir metade dos 25 anos de vida útil.

5.6. Análise Gráfica dos Períodos de Recuperação do Investimento (*Payback*)

Para validar a viabilidade temporal e o ritmo de retorno do capital investido na central agrovoltaica da Quinta de Valbom, foram gerados dois cenários gráficos complementares com base no fluxo de caixa projetado a 25 anos.

1. Análise do Gráfico do VAL Simples (*Payback* Simples)

O gráfico do VAL Simples (€) ilustra a recuperação nominal do capital inicial de 78 232,51 € sem a aplicação de qualquer taxa de atualização financeira, refletindo o comportamento direto da tesouraria do projeto.

- Comportamento Inicial: Do Ano 0 ao Ano 6, observa-se que as barras de saldo acumulado permanecem no campo negativo, decrescendo à medida que as receitas anuais brutas abatem o custo da obra.
- O Ponto de Inversão: O gráfico demonstra com total clareza que o Período de Recuperação Simples é de 6,7 anos. O Ano 7 é o primeiro momento em que o gráfico transita definitivamente para a linha do zero, registando um saldo acumulado positivo de +1 942,26 €.

- Retorno Máximo: Sem o desconto do valor do dinheiro no tempo, a central acumula um pico de lucro nominal no Ano 25 na ordem dos 236 000 €, provando a elevada capacidade de geração de caixa do arranjo fotovoltaico.

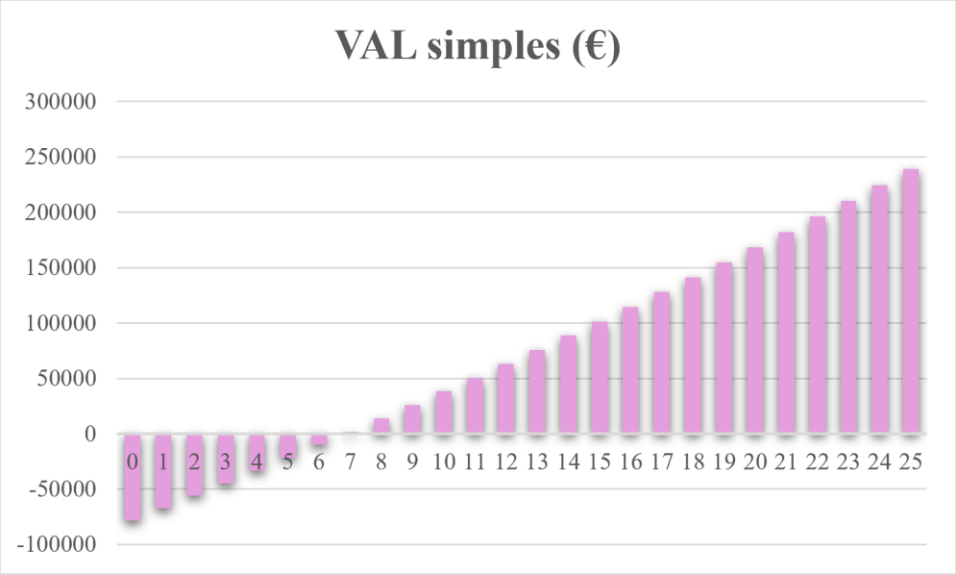


Figura 28-Evolução do Valor Atual Líquido (VAL) Simples Acumulado e determinação do Payback Simples ao longo dos 25 anos do projeto.

2. Análise do Gráfico do VAL Acumulado (*Payback* Descontado)

O gráfico do VAL Acumulado Descontado (€) introduz o critério mais rigoroso da engenharia financeira, aplicando a taxa de desconto (*WACC*) de 6,0% ao ano. Este gráfico responde à pergunta de quando é que o investimento é recuperado face ao custo de oportunidade do capital.

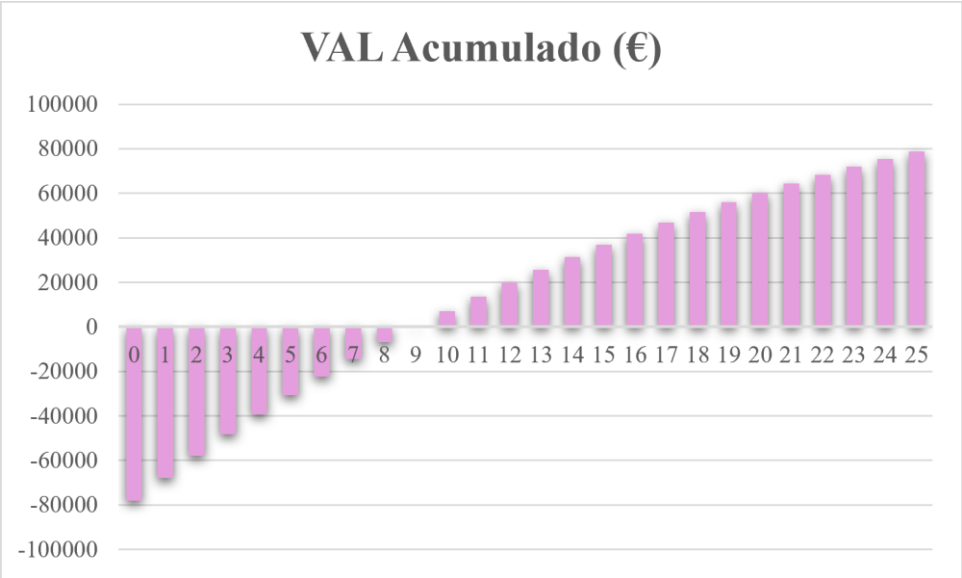


Figura 29-Evolução do Valor Atual Líquido (VAL) Descontado Acumulado à taxa de 6,0% e determinação do Payback Descontado.

- Diferença Temporal: Devido à desvalorização teórica do dinheiro ao longo do tempo, as barras demoram mais anos a subir. O saldo acumulado permanece no quadrante negativo durante os primeiros 9 anos de operação.
- O Ponto de Inversão: O gráfico ilustra visualmente que o Período de Recuperação Descontado ocorre aos 9,2 anos. No Ano 10, a barra rompe a barreira do zero e passa para o campo positivo com um acumulado de +7 053,08 €.
- Criação de Valor Real: No término da vida útil do ativo (Ano 25), o gráfico estabiliza no valor exato de +78 788,99 €. Este montante representa o VAL final do projeto, confirmando matematicamente que a central agrovoltaica paga a si própria com juros de 6% e ainda cria cerca de 78,8 mil euros de pura riqueza livre para a exploração agrícola.

5.7. Conclusão da Análise Financeira

A análise económica desenvolvida demonstra que o projeto agrivoltaico na Quinta de Valbom é financeiramente viável e altamente atrativo. Mesmo absorvendo os custos associados às estruturas adaptadas de *tracking* e tendo em conta as perdas por sombreamento dinâmico otimizado, o volume de energia gerada (167 814 kWh/ano) assegura fluxos de caixa consistentes.

O VAL positivo de mais de 78 mil euros (fixado exatamente em 78 788,99 €) e uma TIR de 14,66% comprovam que a sinergia entre a produção agrícola da vinha e a geração fotovoltaica representa uma solução de duplo rendimento altamente rentável e sustentável a longo prazo.

5.8. Limitações do Estudo e Sugestões para Trabalhos Futuros

Apesar da solidez dos resultados obtidos na modelação e simulação da central agrovoltaica para a Quinta de Valbom, identificaram-se limitações técnico-metodológicas que devem ser consideradas na interpretação global deste projeto:

1. Modelação Estática da Cultura no PVsyst: O motor de simulação tridimensional do software PVsyst assume a vinha como um obstáculo geométrico fixo e com dimensões volumétricas constantes ao longo de todo o ano. Na realidade, a videira (*Vitis vinifera*) apresenta um ciclo fenológico dinâmico, com máxima densidade foliar nos meses de verão e ausência de biomassa aérea após a poda de inverno, o que altera o perfil real de sombreamento mútuo.

2. Ausência de Inputs Bioclimáticos Dinâmicos: As ferramentas de simulação utilizadas focam-se na quantificação das perdas óhmicas, térmicas e de sombreamento elétrico (*shading losses*). O modelo não calcula de forma automatizada os ganhos biológicos precisos da planta, tais como a poupança exata de água na rega (em litros) ou a variação na taxa de fotossíntese real sob a sombra dos painéis.

3. Restrições Orogáficas e Custo Estrutural: A tecnologia de seguidores solares monoeixo impõe severas restrições topográficas, limitando a viabilidade do projeto a terrenos planos ou de declive suave (Classes C1 e C2, inferiores a 5%). Adicionalmente, a necessidade de sobreelevação da estrutura até aos 4,00 metros para garantir o tráfego agrícola pesado agrava os momentos de torção mecânica originados pelo vento, exigindo um investimento superior (CAPEX) em fundações e em aço galvanizado reforçado.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se o desenvolvimento de modelos de simulação acoplados (*agro-photovoltaic microclimate models*) que integrem os algoritmos astronómicos do inversor com sensores agrometeorológicos locais, permitindo ajustar a rotação dos painéis em tempo real com base no stress hídrico real medido na cultura.

VI. Conclusão

O presente projeto técnico e económico cumpriu integralmente o objetivo de projetar, dimensionar e avaliar a viabilidade de uma central agrovoltaica de 100,08 kWp na Quinta de Valbom, integrando com sucesso a produção de energia renovável com a atividade agrícola através da utilização de seguidores solares de eixo único horizontal (HSAT).

No plano técnico, o dimensionamento executivo validou a robustez da infraestrutura. A escolha de condutores de cobre estanhado de 6 mm² para o lado de Corrente Contínua (DC) reduziu as perdas óhmicas reais para 0,85%, otimizando o escoamento da energia gerada pelos 144 módulos bifaciais Trina Solar Vertex N 695W até ao inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1. Esta eficiência elétrica, aliada ao ganho de albedo do solo, sustentou os resultados da simulação em sede de PVsyst, que registou uma produção anual consolidada de 167 814 kWh e um *Performance Ratio* de referência de 70,80%. Adicionalmente, o desenho do sistema de proteção de terra (PE), com anel inter-estruturas de 50 mm² e derivações flexíveis de 25 mm² nos mastros, garantiu a total conformidade com as RTIEBT e a segurança operacional para a circulação de maquinaria agrícola elevada (até 4 metros).

No plano económico-financeiro, a revisão exaustiva dos custos reais de mercado fixou o investimento inicial (CAPEX) nuns competitivos 78 232,51 € (já com IVA à taxa reduzida de 6% ao abrigo da Verba 2.37 do CIVA). Sob uma postura conservadora de engenharia financeira — aplicando 1,50% de perdas óhmicas no PVsyst, uma taxa de desconto (*WACC*) de 6,0% e uma tarifa base de venda de 0,075 €/kWh —, os indicadores macroeconómicos confirmaram a excecional atratividade do projeto:

- Valor Atual Líquido (VAL): +78 788,99 €, demonstrando uma sólida criação de valor e a duplicação do capital investido em termos de valor presente.
- Taxa Interna de Rentabilidade (TIR): 14,66%, superando largamente o custo de oportunidade e afirmando-se como um rendimento de excelência para o setor.
- Período de Recuperação Simples (*Payback* Simples): 6,7 anos, com o fluxo de caixa acumulado a transitar de forma definitiva para o campo positivo no decorrer do Ano 7.
- Período de Recuperação Descontado (*Payback* Descontado): 9,2 anos, assegurando a amortização integral e segura do ativo bem antes de atingir metade da sua vida útil de 25 anos.

Em suma, a central agrovoltaica da Quinta de Valbom responde eficazmente ao problema de investigação, provando que a tecnologia fotovoltaica de rastreio solar inteligente e elevada é perfeitamente compatível com a preservação e proteção das culturas agrícolas subjacentes. O projeto assume-se como um modelo de vanguarda, garantindo a autossuficiência energética e uma fonte de receita financeira altamente robusta, estável e de baixo risco. Recomenda-se, por isso, o avanço imediato para a fase de licenciamento de instalação junto da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

REFERÊNCIAS

ADEH, E. H. et al. – *Remarkable agrivoltaic influence on soil moisture, micrometeorology and water-use efficiency. PLoS* ONE [Em linha]. Vol. 13, nº 11 (2018), art. e0203256. [consult. 14 maio 2026]. Disponível em: https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0203256

AMADUCCI, S. et al. – Design and simulation of a rotating agrivoltaic system. *Energy Procedia*. [Em linha]. Vol. 148 (2018), p. 978-985. [Consult. 14 maio 2026]. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261918304197

BARRON-GAFFORD, G. A. et al. – Agrivoltaics provide mutual benefits across the food-energy-water nexus in drylands. *Nature Sustainability*. [Em linha]. Vol. 2 (2019), p. 848–855. [Consult. 5 junho 2026]. Disponível em: https://www.nature.com/articles/s41893-019-0364-5.

DINESH, H.; PEARCE, J. M. – The potential of agrivoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. [Em linha]. Vol. 54 (2016), p. 299-308. [Consult. 10 julho 2026]. Disponível em: https://www.academia.edu/18406368/The_potential_of_agrivoltaic_systems

DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG (DIN) – *DIN SPEC 91434:2021-05: Agri-Photovoltaic systems - Requirements for primary agricultural use*. [Em linha]. Berlin: Beuth Verlag, 2021. [consult. 9 julho 2026]. Disponível em: https://dx.doi.org/10.31030/3257526.

DIREÇÃO-GERAL DE AGRICULTURA E DESENVOLVIMENTO RURAL (DGADR) – *Diretrizes Técnicas e Gabaritos de Altura para Instalações Agrivoltaicas em Portugal*. [Em linha]. Lisboa: DGADR, 2025. [Consult. 3 julho 2026]. Disponível em: https://dgadr.gov.pt.

DUPRAZ, C. et al. – Combining solar photovoltaic panels and food crops for sustainable land use: a world-first agrivoltaic experimental platform. *Renewable Energy*. [Em linha]. Vol. 36, n.º 10 (2011), p. 2575-2583. [Consult. 5 junho 2026]. Disponível em: https://hal.science/hal-01506065.

MANÉ, Edu – *Solar farm – Conciliação da produção fotovoltaica com a produção agrícola: vinhas e pastagens.* Castelo Branco: Instituto Politécnico de Castelo Branco, Escola Superior de Tecnologia, 2025. Trabalho de projeto de licenciatura.

FIALHO, L. et al. – Mitigação do stress fototérmico e escaldão em Vitis vinifera recorrendo a coberturas fotovoltaicas. *Revista de Ciências Agrárias*.

[Em linha]. Vol. 46, nº Especial (2023). [consult. 11 julho 2026]. Disponível em: https://revistas.rcaap.pt/rca/issue/view/1765

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS (ISE) – *Agri-Photovoltaic: Opportunity for Agriculture and the Energy Transition*. [Em linha] Freiburg: Fraunhofer ISE, 2021. [Consult. 9 julho 2026]. Disponível em: https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/agrivoltaics-opportunities-for-agriculture-and-the-energy-transition.html

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS (ISE) – *Guidelines for Agrivoltaic Plants: International Standards and Best Practices*. [Em linha]. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2024. [Consult. 3 julho 2026]. Disponível em: https://fraunhofer.de.

GOETZBERGER, A.; ZASTROW, A. – On the coexistence of solar-energy conversion and agriculture. *International Journal of Solar Energy*. [Em linha]. Vol. 1, n.º 1 (1981), p. 55-69. [Consult. 8 julho 2026]. Disponível em: https://www.semanticscholar.org/paper/On-the-coexistence-of-solar-energy-conversion-and-Goetzberger zastrow/44be82205e16b9dc13890284428f83f735f0c38b

GU, W. et al. – Technical feasibility and thermal regulation of agrivoltaic systems in rice paddy fields. *Korean Journal of Agricultural and Forest Meteorology*. [Em linha]. Vol. 20, n.º 4 (2018), p. 312-321. [Consult. 7 julho 2026]. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/353184969_Analysis_of_the_Rice_Yield_under_an_Agrivoltaic_System_A_Case_Study_in_Japan

INSTITUTO PORTUGUÊS DO MAR E DA ATMOSFERA (IPMA) – *Atlas de Radiação Solar Global e Regimes Térmicos de Portugal Continental*. [Em linha]. Lisboa: IPMA, 2024. [Consult. 9 julho 2026]. Disponível em: https://ipma.pt.

MARROU, H. et al. – Microclimate under agrivoltaic systems: Is crop growth rate affected in the partial shade of solar panels. *Agricultural and Forest Meteorology*. [Em linha]. Vol. 177 (2013), p. 117-132. [Consult. 9 julho 2026]. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0168192313000890

Neto, L. (2024) - *Apontamentos da disciplina de Energia Solar Térmica: Conceitos básicos de geometria solar (by Muhammad Iqbal) [Material não publicado].* Curso de Engenharia das Energias Renováveis, Instituto Politécnico de Castelo Branco.

PARLAMENTO EUROPEU – *Diretrizes Europeias de Descarbonização 2030 e Metas Globais de Neutralidade Climática 2050*. [Em linha]. Bruxelas: PE, 2025. [Consult. 6 ago. 2026]. Disponível em: https://europa.eu.

PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (PVGIS) – *Solar Radiation and Photovoltaic Performance Estimates for Portugal Continental*. [Em linha]. Ispra: Joint Research Centre, 2024. [Consult. 2 junho 2026]. Disponível em: https://europa.eu.

TOLEDO, C.; SCOGNAMIGLIO, A. – *Agrivoltaic Systems Design and Assessment: A Critical Review, and a Descriptive Model towards a Sustainable Landscape Vision (Three-Dimensional Agrivoltaic Patterns). Sustainability* [Em linha]. Vol. 13, n.º 12 (2021), art. 6871. [consult. 2 junho 2026]. Disponível em WWW: https://doi.org/10.3390/su13126871

TROMMSDORFF, M. et al. – Agrivoltaics *Opportunities for Agriculture and the Energy Transition.* [Em linha]. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2020. [consult. 9 junho 2026]. Disponível em: http://jrc.jadara.edu.jo/images/rschpdf/6757754890216319607422_agrivoltaics.pdf.

SUN'AGRI (2025) – *Viticulture: Piolenc experimental plot* [Em linha]. Lyon: Sun'Agri. [Consult. 9 junho 2026]. Disponível em: https://sunagri.fr/en/project/piolencs experimental-plot/

VIDA RURAL – *O impacto das ondas de calor e do stress hídrico na viticultura em Portugal*. [Em linha]. Lisboa. N.º 1422 (janeiro de 2025), p. 18-22. [Consult. 16 junho 2026]. Disponível em: https://www.vidarural.pt/producao/stress-hidrico-culturas-verao/.

WESELEK, A. et al. – Agrivoltaic systems: modification of microclimate and agricultural effects: a review. *Agronomy for Sustainable Development*. [Em linha]. Vol. 39, n.º 35 (2019). [Consult. 16 junho 2026]. Disponível em: https://link.springer.com/article/10.1007/s13593-019-0581-3.

WORLD BANK GROUP – *Global Solar Atlas: Solar Irradiation Highlights for Alentejo Central, Portugal*. [Em linha]. Washington, D.C.: World Bank, 2024. [Consult. 6 julho 2026]. Disponível em : https://globalsolaratlas.info.

Apêndices

Apêndice A: Ficha Técnica do Módulo Fotovoltaico

Mono Multi Solutions

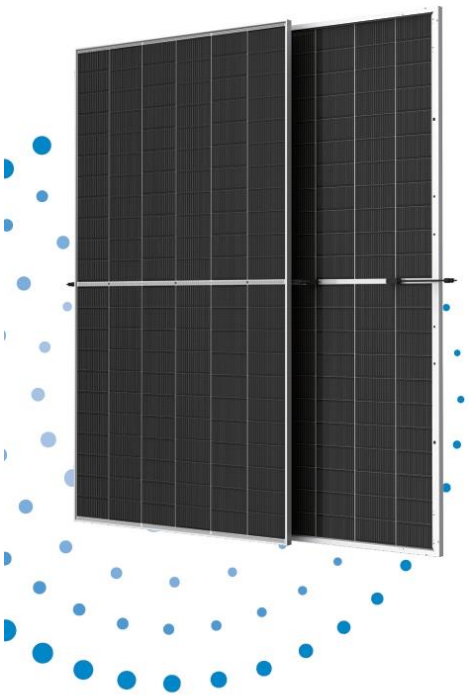
Vertex N

BIFACIAL DUAL GLASS MODULE

PRODUCT: TSM-NEG21C.20

PRODUCT RANGE: 670-695W

695W	0~+5W	22.4%
MAXIMUM POWER OUTPUT	POSITIVE POWER TOLERANCE	MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (levelized cost of energy), reduced BOS (balance of system) cost, shorter payback time
- Guaranteed first year and annual degradation
- High module power; high string power and low voltage design

High power up to 695W

- Up to 22.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection

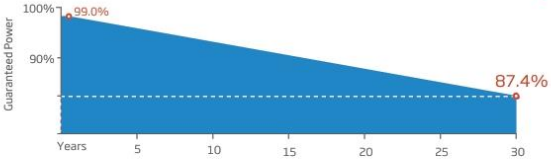
High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

High energy yield

- Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
- Extremely low 1% first year degradation and 0.4% annual power attenuation
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates

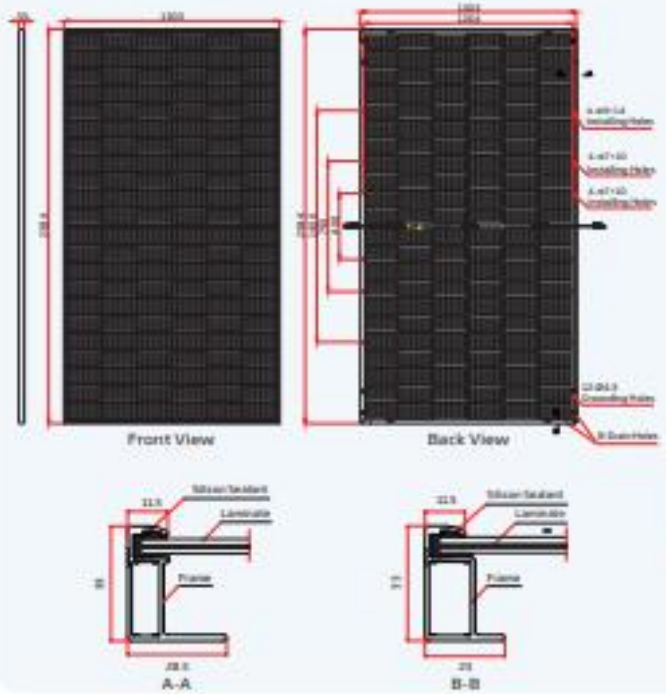
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

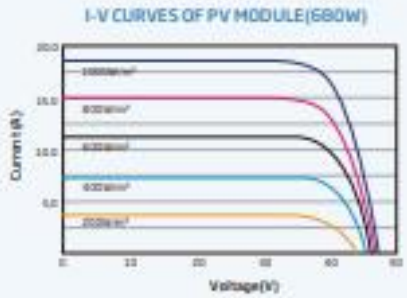
Trinasolar

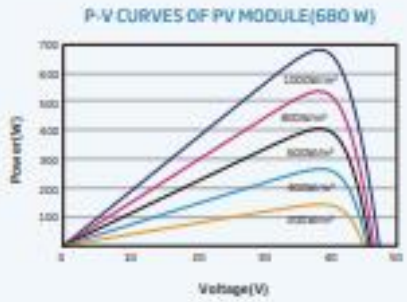
Vertex N

BIFACIAL DUAL GLASS MODULE

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)







ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-Pmax (Wp)*	670	675	680	685	690	695
Power Tolerance-Pmax (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1	40.3
Maximum Power Current-Impp (A)	17.09	17.12	17.16	17.19	17.23	17.26
Open Circuit Voltage-Voc (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9	48.2
Short Circuit Current-Isc (A)	18.10	18.14	18.18	18.21	18.25	18.28
Module Efficiency η m (%)	21.6	21.7	21.9	22.1	22.2	22.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% irradiance ratio)

Total Equivalent power-Pmax (Wp)	724	729	734	740	746	751
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1	40.3
Maximum Power Current-Impp (A)	18.46	18.49	18.53	18.57	18.61	18.63
Open Circuit Voltage-Voc (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9	48.2
Short Circuit Current-Isc (A)	19.55	19.59	19.63	19.67	19.71	19.74
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

Product Warranty (Ref to 5)

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-Pmax (Wp)	510	514	517	521	526	530
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	36.8	37.0	37.2	37.3	37.7	37.8
Maximum Power Current-Impp (A)	13.86	13.88	13.90	13.94	13.96	14.02
Open Circuit Voltage-Voc (V)	44.5	44.7	44.9	45.2	45.4	45.6
Short Circuit Current-Isc (A)	14.59	14.62	14.65	14.67	14.71	14.73

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 350/350 mm(13.78/13.82 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4 Plus / TS4*

*Please also refer to applicable datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of Pmax	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty

30 year Power Warranty

1% first year degradation

0.4% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31pieces

Modules per 40' container: 558 pieces

Trinasolar

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2023 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2023_A

www.trinasolar.com

Apêndice B: Ficha Técnica do Inversor

SUN2000-100KTL-M1
Smart String Inverter

10
MPP Trackers

98.8% (@480V)
Max. Efficiency

String-level
Management

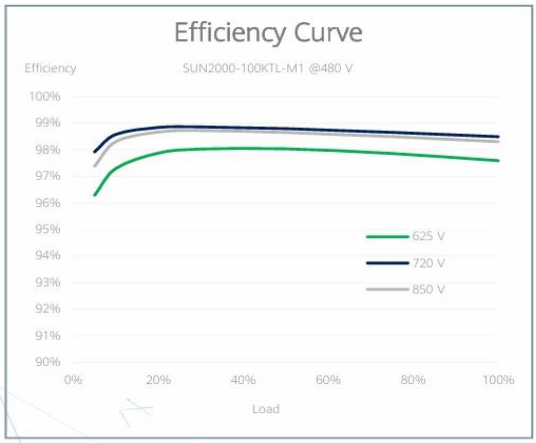
Smart I-V Curve
Diagnosis Supported

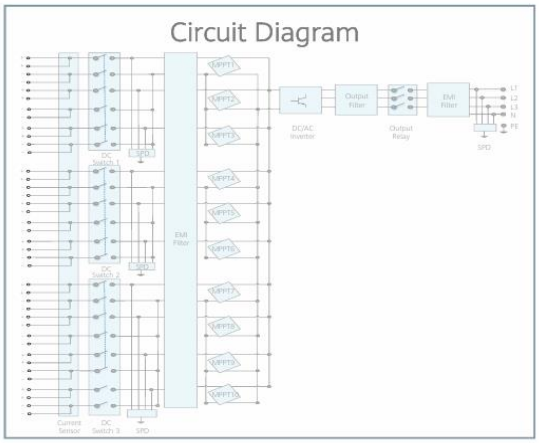
MBUS
Supported

Fuse Free
Design

AFCI & PID Recovery
Optional

IP66
Protection





SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-100KTL-M1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of Inputs	20
Number of MPP Trackers	10
Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosϕ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Protection [1]	Yes
AC Surge Protection [1]	Yes
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
PID Recovery	Optional
Arc Fault Protection	Optional
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes (isolation transformer required)
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	90 kg (198.4 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

1- Compatible Type II protection class according to IEC / EN 61643-11

SOLAR.HUAWEI.COM

Apêndice C: Memória de Cálculo e Dimensionamento Detalhado do Sistema

Cálculos

- Número de painéis= 144
- Potência por painel: 695W (ou 0,695kW)
- Peso por painel: 38,3kg
- Comprimento do painel: 2,384m
- Folga de grampos: 0,02m

1. Potência total do sistema (kWp)

Potência total= $\frac{144 \times 695}{1000} = 100{,}08\ \mathrm{kWp}$

Rácio DC:AC de 1,25

Potência do inversor (AC)= $\frac{\text{Potência Total DC}}{\text{Rácio DC:AC}} = \frac{100{,}08}{1{,}25} = 80{,}06\ \mathrm{kW\ AC};$

Significa que para o meu campo solar de 100kWp, o onversor ideal para atingir este rácio deve ter 80 kW de potência nominal.

2. Peso total

Peso total= $144 \times 38{,}3 = 5515{,}2\ \mathrm{kg}$

3. Comprimento por fila

Comprimento por fila= $18 \times (2{,}384 + 0{,}02) = 43{,}27\ \mathrm{m}$

4. Distância mìnima entre fileiras de coletores

$\text{Altura solar } (h_0) = (90° - \text{Latitude do local}) - 23.5°$; $\phi = 38º34'N = 38{,}56$

$\text{Altura solar } (h_0) = (90° - 38{,}56) - 23.5° = 27{,}98°$;

$\text{Ângulo e inclinação dos painéis } (\beta) = \phi - 5° = 38{,}56 - 5° = 33{,}56°$

$$\text{Distância entre filas}(d) = L \times \left(\frac{\sin\beta}{\tan h_0} + \cos\beta\right) \times 1.25 = 2{,}384 \times \left(\frac{0{,}5529}{0{,}5302} + 0{,}8332\right) = 5{,}60\ \mathrm{m}$$

5. Área de instalação

largura de implantação= 7 entrelinhas × 5,60 m = 39,2 m de largura

Área de instalação = $43\ \mathrm{m} \times 39{,}2\ \mathrm{m} = 1\ 686\mathrm{m}^2$

6. Secção da cablagem das fileiras

A validação matemática para a escolha do cabo solar de 6 mm² especificado na Secção 2.1 baseia-se na aplicação da fórmula de queda de tensão admissível [Eq. 4.8]:

$$S_{\text{fileira}} = \frac{2 \cdot I_{\text{stc,max}} \cdot l}{1\% \cdot V_{\text{mpp}} \cdot \sigma}$$

- $\mathrm{I_{stc}, max}$ (Corrente máxima de operação por MPPT): 18,28 A
- L (Comprimento linear médio da fileira): 43,00 m
- σ (Condutividade do cobre sob temperatura de operação): 54 m/$\Omega.\mathrm{mm}^2$
- $\mathrm{V_{mpp}}$ (Tensão nominal da string - 18 módulos em série):

$$\mathrm{V_{mpp}} = 18 \times 39{,}4\ \mathrm{V} = 709{,}20\ \mathrm{V}$$

- $1\% \,.\, V_{mpp}$ (Limite estrito de queda de tensão de 1%):

$$1\% \times 709{,}20 = 7{,}092\ \mathrm{V}$$

$$S_{\text{fileira}} = \frac{2 \times 18{,}28 \times 43}{7{,}092 \cdot 54} = 4{,}11\ \mathrm{mm}^2$$

Como a secção teórica calculada de 4,11 mm² ultrapassa o limite comercial padrão de 4 mm², a regulamentação técnica impõe a seleção da secção nominal imediatamente superior.

Desta forma, valida-se a utilização do cabo de 6 mm² (classe H1Z2Z2-K), garantindo que a fração de perda óhmica global na linha CC se fixa em apenas 0,85%, cumprindo com total folga o requisito de projeto de perdas inferiores a 1%.

7. Memória de Cálculo e Validação Técnica do Inversor

Do Painel Fotovoltaico (Trina Solar Vertex N 695W em STC):

- Tensão de Circuito Aberto ($\mathrm{V_{oc}, painel}$): 47,80 V
- Tensão de Máxima Potência ($\mathrm{V_{mpp}, painel}$): 39,40 V
- Corrente de Curto-Circuito ($I_{SC}, painel$): 18,72 A
- Corrente de Máxima Potência ($I_{mp}, painel$): 18,28 A *(Valor ajustado para operação real)*

Do Inversor Centralizado (Huawei SUN2000-100KTL-M1):

- Tensão Máxima de Entrada ($\mathrm{V_{max}, inv}$): 1.100 V
- Tensão Mínima de Operação / MPPT ($\mathrm{V_{mín}, inv}$): 200 V

- Corrente Máxima Operacional por MPPT ($I_{máx}, MPPT, inv$): 26 A
- Corrente Máxima de Curto-Circuito por MPPT ($I_{mín}, MPPT, inv$): 40 A
- Número de Strings em Paralelo por MPPT ($N_{string}//$): 1 (Cada uma das 8 filas está ligada a 1 MPPT independente).

7.1. Número máximo de painéis por string ($N_{máx}$) — Eq. [4.9]

$$N_{máx} = \frac{V_{max,inv}}{Voc_{painel}} = \frac{1100}{47{,}80} = 23{,}01$$

Resultado: O limite máximo é de 23 painéis por string. Como o projeto utiliza 18 painéis, a configuração cumpre rigorosamente este limite ($18 \leq 23$).

7.2. Número mínimo de painéis por string (N_{min}) — Eq. [4.10]

$$N_{mín} = \frac{V_{min,inv}}{Vmp_{painel}} = \frac{200}{39{,}40} = 5{,}07$$

Resultado: O limite mínimo é de 6 painéis por string. Como a minha configuração tem 18 painéis, o inversor funcionará sempre na sua zona de máxima eficiência ($18 \geq 6$).

7.3. Corrente Total de Curto-Circuito por MPPT ($I_{SC,MPPT}$) — Eq. [4.11]

$$I_{sc,MPPT} = N_{string//} \cdot I_{sc,painel} = 1 \times 18{,}72\ A = 18{,}28\ A$$

Resultado: A corrente gerada de 18,72 A é muito inferior ao limite de segurança de 40 A tolerado pelo inversor Huawei ($18{,}72 < 40\ A$).

7.4. Corrente Máxima Total de Operação por MPPT (I_{MPPT}) — Eq. [4.12]

$$I_{MPPT} = N_{string//} \cdot I_{mp,painel} = 1 \times 18{,}28\ A = 18{,}28\ A$$

Resultado: A corrente máxima operacional de 18,28 A fica perfeitamente enquadrada abaixo do limite máximo de 26 A admitido por cada MPPT ($18{,}28\ A < 26\ A$).

Apêndice D: Orçamento Detalhado do Sistema (BoQ)

1.Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos			
Número de painéis	144		
Potência por painel (W)	695		
Peso por painel (kg)	38,3		
Comprimento do painel (m)	2,384		
Número de filas	8		
Painéis por fila	18		
folga dos grampos (m)	0,02		
Custo módulo fotovoltaico (€)	130,68	€	18 817,92
Cálculos			
Potência total (kWp)	100,08		
Peso total dos módulos (kg)	5515,2		
Comprimento por fila (m)	43,272		
2.Dimensionamento do Inversor			
Modelo do inversor	HUAWEI SUN2000 100KTL M1		
Potência nominal do Inversor (kW AC)	100		80
Rácio Real DC:AC do Sistema	1,251		
Número de Inversores	1		
Número de MPPTs Disponíveis	10		
Custos do Sistema Elétrico		€	5 628,98
Preço Unitário do Inversor (€)	5428,99		
Taxa de entrega (€)	199,99		
Preço total do inversor (€)	5628,98		
3. Estrutura Mecânica (HSAT Agrovoltaica)			
Altura livre dos pilares (m)	4		
Rácio de Custo Mínimo (€/kWp)	165		
Rácio de Custo Máximo (€/kWp)	245		
Custos Estimados da Estrutura		€	25 719,60
Orçamento Mínimo Estrutura Completa (€)	16513,2		
Orçamento Máximo Estrutura Completa (€)	24519,6		
Taxa de entrega da estrutura estimada (€)	1200		
4.Cablagem elétrica (DC, AC e terra)			
Cabo Solar DC (6mm^2) com isolamento duplo em XLPE (m)	1400	700 m de cada cabo	
Cabo AC Trifásico (50 mm²) (m)	30 10	cabo de cobre unipolar (tipo XV) por fase (R,S,T)	
Cabo de terra principal (25 mm²) (m)	10	cabo unipolar de cobre flexível verde (tipo H07V-k) para ligar o inversor	
Cabo de Terra Inter-estruturas (50 mm²) (m)	65	cabo de cobre nu estanhado para enterrar nas valas e	

		unir cabeceiras das filas	
Cabo de Terra para Mastros (25 mm²) (m)	25	cabo flexível verde (tipo H07V-K) para fazer as pontes de rotação mecânica nos 8 mastros	
Custos estimados da cablagem elétrica			
Cabo Solar DC (6mm^2) com isolamento duplo em XLPE preto (€)	148,33	por 50m de cada cabo	
Cabo Solar DC (6mm^2) com isolamento duplo em XLPE vermelho (€)			
Cabo AC Trifásico (50 mm²) (€)	9,98	por metro	
Cabo de terra principal (25 mm²) (€)	5,36	por metro	
Cabo de Terra Inter-estruturas (50 mm²) (€)	14,21	por metro	
Cabo de Terra para Mastros (25 mm²) (€)	5,36	por metro	
Resultados cablagem elétrica			
Cabo Solar DC (6mm^2) com isolamento duplo em XLPE preto (€)	2076,62	€	4 153,24
Cabo Solar DC (6mm^2) com isolamento duplo em XLPE vermelho (€)	2076,62		
Cabo AC Trifásico (50 mm²) (€)	299,4		
Cabo de terra principal (25 mm²) (€)	53,6		
Cabo de Terra Inter-estruturas (50 mm²) (€)	923,65		
Cabo de Terra para Mastros (25 mm²) (€)	134		
Custo Total Cablagem		€	5 563,89
5.Aparelhagem de Quadro, Proteções e Ligações			
Conectores DC (MC4)	16	pares	
MCCB trifásico de 200A...poder de corte mínimo e 25 kA	1		
Relé diferencial AC, 300 mA, tipo B	1		
Custos Aparelhagem		€	502,12
Conectores DC (MC4)...macho/fêmea (€)	11,78		
MCCB trifásico de 200A...poder de corte mínimo e 25 kA (€)	140,34		140,34
Bloco Diferencial Acoplável 200A Tipo B	350	preço referencial	
Custo Total		**€**	**56 232,51**

Apêndice E: Modelo de Projeção Financeira e Fluxos de Caixa (25 Anos)

Anos	Energia (kWh)	Tarifa (€/kWh)	Receita bruta (€)	OPEX (€)	Fluxo Líquido (€)	VAL acumulado (€)	VAL simples (€)
0	0	0	0	0	-78232,51	-78232,51	-78232,51
1	167639	0,075	12572,925	1500	11072,925	-67786,35434	-67159,585
2	166800,805	0,076125	12697,7113	1500	11197,71128	-57820,43116	-55961,87372
3	165966,801	0,077266875	12823,7361	1500	11323,73607	-48312,80401	-44638,13765
4	165136,967	0,078425878	12951,0116	1500	11451,01165	-39242,53025	-33187,12601
5	164311,282	0,079602266	13079,5504	1500	11579,55044	-30589,61654	-21607,57557
6	163489,726	0,0807963	13209,365	1500	11709,36497	-22334,97628	-9898,210598
7	162672,277	0,082008245	13340,4679	1500	11840,46792	-14460,38886	1942,257323
8	161858,916	0,083238368	13472,8721	1500	11972,87207	-6948,460809	13915,12939
9	161049,621	0,084486944	13606,5903	1500	12106,59032	217,4114006	26021,71971
10	160244,373	0,085754248	13741,6357	1500	12241,63573	7053,076853	38263,35544
11	159443,151	0,087040562	13878,0215	1500	12378,02146	13573,66415	50641,3769
12	158645,935	0,08834617	14015,7608	1500	12515,76083	19793,61384	63157,13773
13	157852,706	0,089671363	14154,8673	1500	12654,86725	25726,70943	75812,00499
14	157063,442	0,091016433	14295,3543	1500	12795,35431	31386,10698	88607,3593
15	156278,125	0,09238168	14437,2357	1500	12937,2357	36784,36343	101544,595
16	155496,734	0,093767405	14580,5253	1500	13080,52527	41933,46359	114625,1203
17	154719,251	0,095173916	14725,237	1500	13225,23698	46844,84603	127850,3572
18	153945,654	0,096601525	14871,385	1500	13371,38496	51529,42773	141221,7422
19	153175,926	0,098050548	15018,9835	1500	13518,98345	55997,62765	154740,7257
20	152410,047	0,099521306	15168,0469	1500	13668,04686	60259,38927	168408,7725
21	151647,996	0,101014125	15318,5897	1500	13818,58973	64324,20209	182227,3623
22	150889,756	0,102529337	15470,6267	1500	13970,62673	68201,12222	196197,989
23	150135,308	0,104067277	15624,1727	1500	14124,1727	71898,79195	210322,1617
24	149384,631	0,105628287	15779,2426	1500	14279,24262	75425,45856	224601,4043
25	148637,708	0,107212711	15935,8516	1500	14435,8516	78788,99221	239037,2559

TIR 15% VAL 78 788,99 €