



Implementação de um sistema de produção de energia renovável, com a aplicação de painéis fotovoltaicos no IPL - Instituto Politécnico de Leiria

Mestrado em Engenharia de Energia e Ambiente

Humberto Gameiro Marques

Leiria, setembro de 2025

Esta página foi deixada em branco propositadamente



Implementação de um sistema de produção de energia renovável, com a aplicação de painéis fotovoltaicos no IPL - Instituto Politécnico de Leiria

Mestrado em Engenharia de Energia e Ambiente

Humberto Gameiro Marques

Trabalho de Projeto realizado sob a orientação do Professor Doutor Ricardo Miguel da Rosa Manso

Leiria, setembro de 2025

Esta página foi deixada em branco propositadamente

Originalidade e Direitos de Autor

O presente relatório de projeto é original, elaborado unicamente para este fim, tendo sido devidamente citados todos os autores cujos estudos e publicações contribuíram para o elaborar.

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição de que seja mencionado o Autor e feita referência ao ciclo de estudos no âmbito do qual o mesmo foi realizado, a saber, Curso de Mestrado em Engenharia de Energia e Ambiente, no ano letivo 2024/2025, da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria, Portugal, e, bem assim, à data das provas públicas que visaram a avaliação deste trabalho.

Esta página foi deixada em branco propositadamente

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha família que sempre me apoiou nos meus projetos.

Esta página foi deixada em branco propositadamente

Agradecimentos

O presente projeto foi elaborado com o apoio de entidades e pessoas que partilharam os dados e conhecimento por forma a finalizar este estudo:

Ao Instituto Politécnico de Leiria (IPL) pela permissão de realizar este estudo e o consequente projeto.

Ao Sr. João Pedro Silva, Pró Presidente para as Infraestruturas e Sustentabilidade Ambiental, e ao Eng.º Joaquim Campos, Diretor dos Serviços de Gestão de Campi e Infraestruturas, por nos terem recebido em reunião de forma a serem definidos os critérios de aceitação do projeto.

Ao Eng.º Joaquim Campos, Diretor dos Serviços de Gestão de Campi e Infraestruturas, por toda a partilha de informação como faturas de eletricidade, perfis de consumo e desenhos técnicos das infraestruturas, bem como o esclarecimento de dúvidas sobre a integração do projeto.

Por fim agradeço ao Professor Doutor Ricardo Miguel da Rosa Manso, por toda a mentoria, partilha de informação e apoio fundamental na elaboração deste estudo, projeto e do presente documento.

Esta página foi deixada em branco propositadamente

Resumo

Com vista à redução do impacto ambiental e ao aumento da eficiência no consumo energético em edifícios públicos, tornam-se necessárias abordagens integradas de produção e consumo de energia. Neste contexto, a harmonização do conceito de eficiência energética em estruturas académicas com recurso à produção local de energia de origem renovável, armazenamento e partilha em comunidades de energia tem um papel fundamental para atingir esse objetivo.

O presente relatório analisa a viabilidade da implementação de sistemas fotovoltaicos nos edifícios do IPL - Instituto Politécnico de Leiria, incluindo a possibilidade de integração numa comunidade de autoconsumo coletivo, bem como a viabilidade de armazenamento de energia.

A conceção deste projeto envolveu a caracterização dos perfis de consumo anual, que serviram de base para efetuar simulações de produção com recurso ao software SAM e ao Helioscope. Efetuaram-se também várias análises de cenários com e sem armazenamento em baterias, bem como a partilha de fluxo de energia entre as comunidades de autoconsumo de Leiria e Peniche.

Após a comparação das diferentes simulações efetuadas, foi selecionada a solução mais adequada aos objetivos da instituição. Procedeu-se também a uma estimativa de custos, fundamental para apoio à decisão com base no retorno financeiro.

As conclusões demonstram que os sistemas fotovoltaicos permitem reduzir significativamente a dependência da rede, alcançar elevada rentabilidade, com períodos de *payback* inferiores a três anos na maioria dos casos e contribuir para a sustentabilidade ambiental da instituição.

O desenvolvimento do trabalho baseou-se em fontes técnico-científicas consultadas *online* e, sobretudo, na orientação e contributos do docente orientador.

Palavras-chave: “Energia Solar”, “Sistemas Fotovoltaicos”, “Autoconsumo Coletivo”, “Sustentabilidade”, “Eficiência Energética”, “Estabelecimentos de Ensino”

Esta página foi deixada em branco propositadamente

Abstract

With the aim of reducing environmental impact and improving energy efficiency in public buildings, it is necessary to adopt integrated approaches to energy production and consumption. In this context, aligning energy efficiency in academic facilities with local renewable energy generation, storage, and sharing within energy communities plays a key role in achieving this goal.

This report assesses the feasibility of implementing photovoltaic systems in the buildings of the Polytechnic Institute of Leiria (IPL), including the potential integration into a collective self-consumption community, as well as the feasibility of energy storage.

The project design included the characterization of annual consumption profiles, which served as the basis for production simulations using SAM and Helioscope software. Several scenarios were analysed, with and without battery storage, as well as energy flow sharing between the self-consumption communities of Leiria and Peniche.

After comparing the different simulations, the most suitable solution for the institution's objectives was selected, and a cost estimation was also carried out, providing fundamental support for decision-making based on financial return.

The conclusions show that photovoltaic systems can significantly reduce dependence on the grid, achieve high profitability with payback periods below three years in most cases, and contribute to the institution's environmental sustainability.

The development of the work was based on technical-scientific sources consulted online and, above all, on the guidance and contributions of the supervising professor.

Keywords: “Solar Energy”, “Photovoltaic Systems”, “Collective Self-Consumption”, “Sustainability”, “Energy Efficiency”, “Educational Institutions”

Esta página foi deixada em branco propositadamente

Índice

Originalidade e Direitos de Autor	iii
Dedicatória	v
Agradecimentos	vii
Resumo	ix
Abstract	xi
Lista de figuras	xvii
Lista de tabelas	xxi
Lista de siglas e acrónimos	xxiii
1. Introdução	1
1.1. Objeto do trabalho	1
1.2. Objetivos	1
1.3. Metodologia	2
1.3.1. Metodologia para análise de constituição de uma comunidade de autoconsumo coletivo	2
1.3.2. Metodologia para análise de integração de um sistema fotovoltaico no estabelecimento de ensino	2
1.4. Estrutura do documento	3
2. Estado da arte	5
2.1. Enquadramento	5
2.2. Instituto Politécnico de Leiria - IPL	9
2.3. Comunidades de energia renovável e autoconsumo coletivo	10
2.3.1. Enquadramento de governança.....	10
2.3.2. Requisitos para as CER e ACC	14
2.3.3. Autoconsumo coletivo.....	15
2.3.4. Proximidade.....	15
2.4. Períodos horários consumo eletricidade	17
2.5. Sistemas fotovoltaicos	18
2.6. Radiação solar	19
2.7. Componentes de um sistema fotovoltaico	20

2.8. Tipos de instalação fotovoltaica	22
2.9. Módulos fotovoltaicos	23
2.10. Disposição dos módulos fotovoltaicos.....	24
2.11. Sombreamento.....	27
2.12. Manutenção dos módulos fotovoltaicos.....	28
2.13. Inversor	28
2.14. Software de simulação	30
3. Estudo de caso.....	33
3.1. Requisitos do projeto	33
3.1.1. Requisitos estratégicos	33
3.1.2. Requisitos técnicos.....	33
3.1.3. Requisitos legais.....	34
3.2. Análise de consumos com recurso ao software SAM.....	36
3.3. Análise de produção de energia	41
3.4. Simulação de instalação e produção com o software Helioscope.....	43
3.5. Equipamentos utilizados.....	46
3.5.1. Módulos solares fotovoltaicos.....	47
3.5.2. Inversor.....	49
3.5.3. Baterias.....	51
3.6. Orçamento do SFV.....	52
3.7. Análise de dados final e resumo financeiro.....	53
3.8. Simulador de autoconsumo coletivo	54
3.9. Relatório de estudo por estabelecimento.....	56
4. Análise de Resultados.....	59
4.1. Análise relatório Campus 1 - ESECS	59
4.2. Análise relatório Serviços Centrais e SAS	62
4.3. Análise relatório Campus 2 - ESTG	65
4.3.1. Análise de ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos no Edifício E	67
4.4. Análise do Autoconsumo Coletivo de Leiria.....	72

4.5. Análise relatório Campus 4 - ESTM.....	74
4.6. Análise relatório Edifício Cetemares	76
4.7. Análise relatório Campus 4 - Residências	79
4.8. Análise autoconsumo coletivo Peniche	81
4.9. Análise relatório Campus 5	83
5. Conclusões e recomendações futuras.....	87
Referências Bibliográficas	89
Glossário	95
Anexos.....	99
Anexo A - Características técnicas dos equipamentos (<i>datasheet</i>).....	99
Anexo B - Relatório do sistema de produção energia do Campus 1 - ESECS.....	107
Anexo C - Relatório do sistema de produção energia dos Serviços Centrais e SAS..	120
Anexo D - Relatório do sistema de produção energia do Campus 2 - ESTG.....	133
Anexo E - Resultados de variação dos ângulos dos módulos fotovoltaicos	149
Anexo F - Relatório do sistema de produção energia do Campus 4 - ESTM.....	150
Anexo G - Relatório do sistema de produção energia do edifício Cetemares	163
Anexo H - Relatório do sistema de produção energia do Campus 4 - Residências ...	176
Anexo I - Relatório do sistema de produção energia do edifício Campus 5.....	189

Esta página foi deixada em branco propositadamente

Lista de figuras

Figura 2.1 - Gráfico representativo da contribuição da emissão de gases com efeito de estufa por setor de atividade, adaptado de [2].....	5
Figura 2.2 - Escala de governança.....	11
Figura 2.3 - Alguns Objetivos de Desenvolvimento Sustentável.....	11
Figura 2.4 - Proximidade em sistemas de Baixa Tensão.....	16
Figura 2.5 - Proximidade com ligação ao mesmo posto de transformação.....	16
Figura 2.6 - Proximidade em Média Tensão, Alta Tensão e Muito Alta Tensão.....	17
Figura 2.7 - Exemplo de ciclo horário semanal no período de inverno [32].....	18
Figura 2.8 - Radiação solar em Portugal [38].....	19
Figura 2.9 - Configuração básica de um SFV híbrido em acoplamento de Corrente Alternada AC ligado à rede [47].....	20
Figura 2.10 - <i>Layout</i> de um SFV <i>On-Grid</i> [58].....	22
Figura 2.11 - <i>Layout</i> de um SFV em <i>Off Grid</i> [59].....	23
Figura 2.12 - Parâmetros para configuração do módulo fotovoltaico [61].....	25
Figura 2.13 - Alteração do ângulo de inclinação conforme época do ano (Verão/Inverno) [61].....	26
Figura 2.14 - Efeito de sombreamento [63].....	27
Figura 2.15 - Efeito de sombreamento (<i>hotspots</i>) [65].....	27
Figura 2.16 - Exemplo de acumulação de poeiras nos módulos fotovoltaicos [67].....	28
Figura 2.17 - <i>Layout</i> de um inversor na rede residencial [69].....	29
Figura 2.18 - Interface do software SAM [71].....	31
Figura 2.19 - Exemplo de implantação de módulos fotovoltaicos no Helioscope [72].....	32
Figura 3.1 - Limites de proximidade ACC de Leiria.....	35
Figura 3.2 - Limites de proximidade ACC de Peniche.....	36
Figura 3.3 - Seleção da biblioteca de radiação solar (SAM).....	37
Figura 3.4 - Introdução de leituras de 15 minutos no SAM.....	37
Figura 3.5 - Exemplo de resumo de dados referentes ao Campus 2 - ESTG (SAM).....	38
Figura 3.6 - Janela de seleção de módulo fotovoltaico (SAM).....	38
Figura 3.7 - Janela de seleção de inversor (SAM).....	39

Figura 3.8 - Janela de configuração do “layout” dos módulos fotovoltaicos.	40
Figura 3.9 - Tabela de dados “System power generated (kW)”.....	41
Figura 3.10 - Colunas de dados do simulador em Microsoft Excel.	42
Figura 3.11 - Quadro de resultados de simulação em Microsoft Excel.....	42
Figura 3.12 - Organização de zonas de módulos fotovoltaicos.	43
Figura 3.13 - Janela de configuração das zonas de módulos fotovoltaicos.	44
Figura 3.14 - Janela de cálculo de sombreamento no software Helioscope.	45
Figura 3.15 - Janela de grupos de produção de energia no software Helioscope.....	45
Figura 3.16 - Janela de configuração do inversor no software Helioscope.	46
Figura 3.17 - Módulo solar fotovoltaico JA Solar JAM72S20 de 455Wp [73].	48
Figura 3.18 - Inversor Fimer (ABB) PVS-50-TL-SX de 50 kW [74].	49
Figura 3.19 - Bateria BasenGreen LiFePO4 de 51,2V, 600Ah e 30kWh [75].	51
Figura 3.20 - Quadro resumo do simulador de produção em Microsoft Excel.	53
Figura 3.21 - Quadro resumo de análise de <i>payback</i> do sistema fotovoltaico.	54
Figura 3.22 - Quadro resumo de análise ao custo da energia produzida.	54
Figura 3.23 - Quadro resumo da análise financeira.....	54
Figura 3.24 - Simulador de autoconsumo coletivo.....	55
Figura 4.1 - Mapa de calor SFV Campus 1 - ESECS (Python e Matplotlib).	60
Figura 4.2 - Gráficos de consumo, produção e excedente do Campus 1 - ESECS.....	61
Figura 4.3 - Mapa de calor SFV dos Serviços centrais e SAS (Python e Matplotlib).....	63
Figura 4.4 - Gráficos de consumo, produção e excedente dos Serviços centrais e SAS.	63
Figura 4.5 - Mapa de calor SFV do Campus 2 - ESTG (Python e Matplotlib).	65
Figura 4.6 - Gráficos de consumo, produção e excedente do Campus 2 - ESTG.....	66
Figura 4.7 - <i>Layout</i> de módulos fotovoltaicos no Edifício E com 180° azimute e inclinação 33° (Helioscope).	68
Figura 4.8 - <i>Layout</i> de módulos fotovoltaicos no Edifício E com 142° azimute e inclinação 43° (Helioscope).	69
Figura 4.9 - Gráfico de sombreamento com variação de ângulo de azimute e inclinação dos módulos fotovoltaicos.....	70
Figura 4.10 - Gráfico de potência com variação de ângulo de azimute e inclinação dos módulos fotovoltaicos.	71
Figura 4.11 - Gráfico de custo com variação de ângulo de azimute e inclinação dos módulos fotovoltaicos..	71

Figura 4.12 - Gráfico do fluxo de energia no autoconsumo de Leiria	73
Figura 4.13 - Mapa de calor SFV do Campus 4 - ESTM (Python e Matplotlib).....	74
Figura 4.14 - Gráficos de consumo, produção e excedente do Campus 4 - ESTM.	75
Figura 4.15 - Mapa de calor SFV do Edifício Cetemares (Python e Matplotlib).	77
Figura 4.16 - Gráficos de consumo, produção e excedente do Edifício Cetemares.....	77
Figura 4.17 - Mapa de calor SFV do Campus 4 - Residências (Python e Matplotlib).....	79
Figura 4.18 - Gráficos de consumo, produção e excedente do Campus 4 - Residências.	80
Figura 4.19 - Gráfico do fluxo de energia no autoconsumo de Peniche.	83
Figura 4.20 - Mapa de calor SFV do Campus 5 (Python e Matplotlib).....	84
Figura 4.21 - Gráficos de consumo, produção e excedente do Campus 5.	84

Esta página foi deixada em branco propositadamente

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Requisitos para legalização de CER e ACC.	14
Tabela 3.1 - Tipo de instalação na ACC de Leiria.....	34
Tabela 3.2 - Tipo de instalação na ACC de Peniche.	35
Tabela 3.3 - Especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos JA Solar, valores <i>Standard Test Conditions</i> (STC).....	48
Tabela 3.4 - Especificações técnicas dos inversores Fimer (ABB), valores STC.....	50
Tabela 3.5 - Especificações técnicas das baterias Basengreen.	51
Tabela 3.6 - Quadro resumo de valores de orçamento	52
Tabela 3.7 - Quadro resumo de anexos por estabelecimento de ensino em estudo.	57
Tabela 4.1 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Campus 1 - ESECS.....	61
Tabela 4.2 - Resumo de resultados de implementação do SFV nos Serviços Centrais e SAS.	64
Tabela 4.3 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Campus 2 - ESTG.....	66
Tabela 4.4 - Tabela comparativa entre configuração dos módulos fotovoltaicos, normal e inverno.....	69
Tabela 4.5 - Tabela resumo de fluxo de energia no autoconsumo coletivo de Leiria.....	72
Tabela 4.6 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Campus 4 - ESTM.....	75
Tabela 4.7 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Edifício Cetemares.	78
Tabela 4.8 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Campus 4 - Residências.	80
Tabela 4.9 - Tabela resumo de fluxo de energia no autoconsumo coletivo de Peniche.....	82
Tabela 4.10 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Campus 5.....	85

Esta página foi deixada em branco propositadamente

Lista de siglas e acrónimos

ACC	Autoconsumo Coletivo
AC	Corrente Alternada (<i>Alternating Current</i>)
ACI	Autoconsumo individual
AIE	Agência Internacional de Energia (<i>International Energy Agency</i>)
AT	Alta Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CDRsp	Centro de Desenvolvimento Rápido e Sustentado de Produto
CER	Comunidade de Energia Renovável
CIGS	Cobre-Índio-Gálio-Selénio
CPE	Código de Ponto de Entrega
CSV	Texto delimitado por vírgulas (<i>Comma Separated Values</i>)
DC	Corrente Contínua (<i>Direct Current</i>)
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DoD	Profundidade de Descarga (<i>Depth of Discharge</i>)
DSSC	Célula Solar Sensibilizada por Corante (<i>Dye-Sensitized Solar Cell</i>)
EGAC	Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESAD.CR	Escola Superior de Artes e <i>Design</i> Caldas da Rainha
ESECS	Escola Superior de Educação e Ciências Sociais
ESSLei	Escola Superior de Saúde de Leiria
ESTG	Escola Superior de Tecnologia e Gestão
ESTM	Escola Superior de Turismo e Tecnologia do Mar
EV	Veículo Elétrico (<i>Electric Vehicle</i>)
HJT	Célula solar de heterojunção (<i>Heterojunction Technology</i>)
IMP	Corrente à Máxima Potência (<i>Current at Maximum Power</i>)
IPL	Instituto Politécnico de Leiria

ISC	Corrente de Curto-Circuito (<i>Short-Circuit Current</i>)
IU	Instalação de Utilização
LCOE	Custo Nivelado de Energia (<i>Levelized Cost Of Energy</i>)
LID	<i>Light Induced Degradation</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	Média Tensão
NIF	Número de Identificação Fiscal
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NSRDB	<i>National Solar Radiation Database</i>
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONU	Organização das Nações Unidas
PAC	Potência em Corrente Alternada (AC)
PDC	Potência em Corrente Contínua (DC)
PERC	<i>Passivated Emitter and Rear Cell</i>
PMAX	Potência Máxima
PV	Fotovoltaico (Photovoltaic)
PNEC 2030	Plano Nacional de Energia e Clima 2030
RDC/AC	Rácio entre potência DC e potência AC
RED	<i>Renewable Energy Directive</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RNC 2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
ROI	Retorno do Investimento (<i>Return On Investment</i>)
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SAS	Serviços Ação Social
SESFV	Sistema de Energia Solar Fotovoltaico
SFV	Sistema Fotovoltaico
STC	Condições de Teste Normalizadas (<i>Standard Test Conditions</i>)
TOPCon	Contacto passivado por óxido de tunelamento (<i>Tunnel Oxide Passivated Contact</i>)
UE	União Europeia

UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
VAL	Valor Atual Líquido
VE	Veículos Elétricos
VMP	Tensão à Máxima Potência (<i>Voltage at Maximum Power</i>)
VOC	Tensão de Circuito Aberto (<i>Open-Circuit Voltage</i>)

Esta página foi deixada em branco propositadamente

1. Introdução

O presente relatório enquadra-se no âmbito da disciplina de projeto de Mestrado em Engenharia de Energia e Ambiente, ministrado na Escola Superior de Tecnologia e Gestão (ESTG) pertencente ao Instituto Politécnico de Leiria (IPL).

1.1. Objeto do trabalho

O presente projeto iniciou-se em setembro de 2024 com uma reunião nos serviços centrais do IPL, em que foi apresentada a necessidade do estabelecimento escolar iniciar a transição para a utilização de energias sustentáveis, nomeadamente a instalação de um sistema fotovoltaico (SFV).

Além dos benefícios económicos e possíveis apoios para esta transição que irá trazer poupanças a nível de aquisição de energia, e face aos mercados que sofrem de uma estabilidade frágil que podem sofrer variações económicas muito rapidamente, o IPL está afeto a contratos de fornecimento que tem de cumprir, independente da subida de preços, onde o SFV pode diminuir o impacto de uma variação súbita nos preços da energia.

Como instituição de ensino é também um influenciador nas mentalidades das gerações futuras, que devem ser educadas de forma a integrarem a sustentabilidade como prática na sua vida futura; estando os estabelecimentos de ensino do IPL equipados com tecnologias de produção de energia sustentável incute esta mentalidade nos seus alunos.

1.2. Objetivos

O objetivo deste projeto seria a análise e viabilidade de instalação do SFV para funcionar nos Campus de Leiria, nomeadamente o Campus 1 - Escola Superior de Educação e Ciências Sociais (ESECS), Campus 2 - Escola Superior de Tecnologia e Gestão (ESTG), Campus 5 e Serviços centrais - Residências, bem como nos Campus de Peniche, Campus 4 - Escola Superior de Tecnologia e Mar (ESTM), Edifício Cetemares e Campus 4 - Residências.

Além da integração do SFV foi também solicitado um estudo da viabilidade da integração dos Campus de Leiria e de Peniche numa comunidade de autoconsumo coletivo (ACC), de forma a existir a partilha de energia produzida, partilha de recursos e diminuição de custos

na aquisição de energia ao fornecedor da rede energética. Este requisito passa também pela dificuldade de uma entidade pública poder efetuar transações em que possam ser gerados lucros, como a venda de excedente de produção dos SFV.

1.3. Metodologia

Para conseguir realizar os objetivos deste projeto, e sendo necessário analisar sete estabelecimentos de ensino, bem como a sua possível integração em comunidades de autoconsumo coletivo, definiram-se duas fases de análise seguindo duas metodologias diferentes.

As fases definidas assentam nos dois objetivos principais deste projeto, e são apresentadas nas subsecções seguintes.

1.3.1. Metodologia para análise de constituição de uma comunidade de autoconsumo coletivo

A metodologia para esta fase segue uma etapa global sobre a análise dos requisitos específicos para a constituição de uma comunidade de ACC, requisitos tanto administrativos como técnicos, recorrendo à análise de legislação aplicável.

Após a etapa global definida segue-se a aplicação da mesma em duas possíveis comunidades de ACC, Leiria e Peniche.

1.3.2. Metodologia para análise de integração de um sistema fotovoltaico no estabelecimento de ensino

Nesta fase será analisado e projetado a integração de um SFV nos campus de ensino definidos nos objetivos deste projeto. A abordagem metodológica consiste nas seguintes etapas:

- Análise dos consumos de energia dos vários campus de ensino, onde conseguimos identificar e organizar os dados de forma a alimentar os softwares e simuladores para dimensionamento do SFV;
- Simulação de cenários com diferentes configurações de forma a selecionar o mais eficiente;
- Simulação da integração do SFV mais eficiente com a área disponível em cada estabelecimento de ensino;

- Análise do desempenho energético após a sua integração no edifício do campus escolar.

No seguimento destas duas fases é analisada a integração e os fluxos da produção energética dentro das comunidades de energia definidas.

As ferramentas de análise e simulação utilizadas para o dimensionamento do SFV são o software “System Advisor Model” (SAM) para uma análise preliminar e escolha do *setup* inicial mais adequado e o software Helioscope para o desenho e implementação dos módulos nas áreas disponíveis e cálculo de produção da energia gerada pelos mesmos numa fase final.

1.4. Estrutura do documento

O presente documento está estruturado em cinco capítulos, que se complementam sucessivamente, de forma a fundamentar o desenvolvimento do estudo e da elaboração do projeto.

O presente capítulo define o objeto, os objetivos, a metodologia e estrutura deste documento e de todo o conteúdo do mesmo.

O segundo capítulo descreve o estado da arte, onde se reúne informação de suporte ao enquadramento teórico sobre os temas abordados neste documento.

O terceiro capítulo aborda o caso de estudo onde são apresentados os dados do projeto, o processo de identificação de requisitos e tratamento dos mesmos. É também abordado o método utilizado para processar as simulações e para a validação dos resultados.

No quarto capítulo são analisados os resultados obtidos face ao enquadramento pretendido para a integração dos SFV, bem como a análise de viabilidade das comunidades de ACC.

Por fim, no quinto capítulo são apresentadas as conclusões do estudo e reflexões para desenvolvimentos futuros.

Na secção de anexos são apresentados os relatórios de simulação de instalação e produção de energia de cada estabelecimento de ensino abordados neste projeto, as folhas de características técnicas (*datasheets*) dos equipamentos e os resultados das simulações de instalação do SFV no Edifício E do Campus 2 - ESTG.

Esta página foi deixada em branco propositadamente

2. Estado da arte

2.1. Enquadramento

A eletricidade é essencial para as atividades do mundo atual, a nível social, industrial e económico. Com o crescimento constante da população mundial e desenvolvimento em todas as áreas, diretamente em sintonia a procura por energia aumenta [1].

A produção de energia elétrica é atualmente a maior fonte de emissões de dióxido de carbono (CO₂) no mundo, como pode ser verificado na Figura 2.1, mas em compensação este sector lidera a transição para emissão de CO₂ nula, através da rápida expansão das fontes de energia renováveis, como a energia solar e eólica. Conseguir que os consumidores tenham um acesso seguro e economicamente acessível à eletricidade e paralelamente conseguir a redução das emissões globais de dióxido de carbono (CO₂) é um dos principais desafios da transição energética [1].

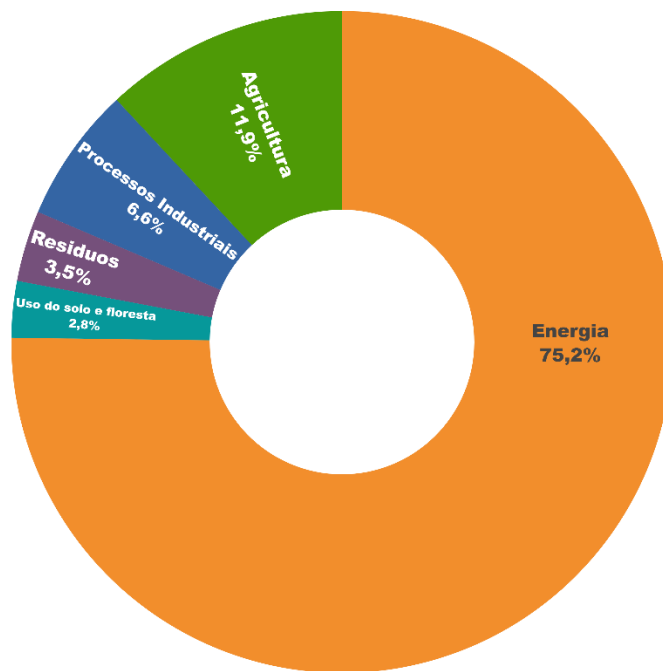


Figura 2.1 - Gráfico representativo da contribuição da emissão de gases com efeito de estufa por setor de atividade, adaptado de [2].

A pobreza energética é um desafio socioeconómico que afeta diretamente a saúde e o ambiente. Em 2022 cerca de 685 milhões de pessoas não possuíam acesso à eletricidade e estima-se que em 2030 serão 660 milhões de pessoas. Para alcançar o acesso universal até

2030, será necessário um investimento significativo, apoio político e a implantação de energias renováveis [3].

O preço elevado da energia, o nível baixo de rendimentos, bem como habitações com baixa eficiência energética são fatores responsáveis pelo aumento do índice de pobreza energética. O preço da eletricidade aumentou na maioria dos países durante a última década e provavelmente continuará a subir, muito devido ao atual conflito Rússia-Ucrânia [3].

A invasão da Ucrânia pela Rússia em fevereiro de 2022 expôs a dependência de vários países na área da energia. Reestruturar o sector energético como uma preocupação de segurança geopolítica tende a ofuscar, e/ou minimizar outros objetivos das políticas energéticas, de onde saem uma série de questões difíceis para os decisores políticos que procuram promover transições duradouras, sustentáveis e equitativas [4].

Na Europa, a crise financeira e económica, o mau desempenho energético e a má gestão dos recursos energéticos agravaram a situação e aumentaram a precariedade a nível de energia, sendo que mais de cinquenta milhões de pessoas estão a sofrer de pobreza energética [5].

A necessidade de minimizar as emissões de gases com efeito de estufa, provoca uma transição do sistema energético, atualmente assente principalmente na utilização de combustíveis fósseis, para uma maior participação de fontes renováveis [6].

Os países cuja prioridade e incentivo possuem o foco nas transições para a energia verde, podem ter vantagens e recuperar mais rapidamente. A mudança para fontes de energia renovável contribui para um cenário energético mais resiliente e estável, sendo uma salvaguarda para os países, da natureza volátil dos mercados de energia tradicionais e dos conflitos geopolíticos. A infraestrutura de energia verde é fundamental para enfrentar os desafios a curto e longo prazo da pobreza energética. Os governos e os decisores políticos são levados a considerar a transição para uma energia sustentável não apenas como um meio de combater as alterações climáticas, mas também com a componente essencial de recuperação económica e bem-estar social, particularmente no contexto de eventos globais imprevisíveis [7].

Os sistemas energéticos com emissões nulas de CO₂ implicam uma redução substancial da utilização global de combustíveis fósseis e a utilização de captura e armazenamento de carbono nos sistemas de combustíveis fósseis remanescentes. As alterações climáticas e os fenómenos extremos conexos vão afetar os sistemas energéticos futuros, incluindo a

produção de energia hidroelétrica, o rendimento da bioenergia, a eficiência das centrais térmicas e a procura de aquecimento e arrefecimento. A diversificação da produção de energia (por exemplo, eólica, solar, hidroelétrica de pequena escala) e a gestão da procura (por exemplo, armazenamento e melhorias na eficiência energética) podem aumentar a fiabilidade energética e reduzir as vulnerabilidades às alterações climáticas, especialmente nas populações rurais [8].

Segundo a Agência Internacional de Energia (AIE), cerca de 80 % do aumento da geração elétrica global em 2024 resultou de fontes renováveis e nuclear. Foi ainda destacado pelas Nações Unidas que 92,5 % da nova capacidade de geração elétrica instalada em 2024 teve origem em fontes limpas renováveis ou nuclear. Estes valores refletem a maturidade das tecnologias solares fotovoltaicas e eólicas, atualmente as mais relevantes em termos de crescimento da capacidade instalada [9].

Neste contexto, os sistemas fotovoltaicos assumem uma importância estratégica não apenas pela viabilidade económica, mas também pelo contributo direto para a descarbonização e para a redução da dependência energética. A sua aplicação em instituições de ensino é particularmente relevante, dado o potencial de redução de custos, educação ambiental e contribuição para metas nacionais de sustentabilidade [10].

O desenvolvimento dos Sistemas Fotovoltaicos (SFV) tem vindo a ganhar particular relevância no setor da educação, sobretudo em instituições de ensino superior e escolas, onde a conjugação entre redução de custos energéticos, sustentabilidade e carácter pedagógico é valorizada [11].

A nível tecnológico, os módulos de silício n-type de contacto passivado por óxido de tunelamento (TOPCon) e célula solar de heterojunção (silício cristalino + silício amorfo) (HJT) têm atingido níveis recorde de eficiência e apresentam menores taxas de degradação, o que reforça a sua aplicação em contextos institucionais de médio e longo prazo. Em paralelo, os módulos bifaciais demonstraram ganhos de produtividade quando associados a coberturas de baixo sombreamento, representando uma opção para maximizar a produção em campus escolares [12].

Do ponto de vista metodológico, o dimensionamento em instituições educativas exige a análise do perfil de carga diferenciado por períodos letivos e de férias, dado o elevado impacto sazonal na procura. Estudos recentes utilizam modelos de otimização matemática e

simulação horária para maximizar o autoconsumo e minimizar a fatura energética. A integração de armazenamento em baterias de 2 a 4 horas de capacidade adicional tem sido apontada como uma solução eficaz para aumentar a taxa de autoconsumo e reduzir a potência contratada [13].

Para além do armazenamento, a integração de cargas flexíveis, como veículos elétricos e sistemas de aquecimento de água, surge como um complemento estratégico para elevar a eficiência dos SFV em escolas. A literatura também destaca a importância de sistemas de gestão de energia baseados em inteligência artificial, capazes de prever a produção solar e otimizar a operação em tempo real. No contexto português, a legislação atual (Decreto-Lei 15/2022) facilita a adoção de Autoconsumo Coletivo (ACC) e de Comunidade de Energia Renovável (CER), permitindo que diferentes edifícios de um mesmo campus possam partilhar energia localmente. Esta possibilidade amplia os benefícios económicos e ambientais da instalação de SFV em instituições de ensino, reforçando o papel destas organizações como agentes exemplares da transição energética. O setor educativo em Portugal enfrenta pressões financeiras crescentes, enquanto os edifícios escolares apresentam um elevado potencial para produção de energia renovável, nomeadamente através de painéis solares fotovoltaicos. Neste contexto, o conceito de CER e ACC revela-se estratégico, uma vez que permite às escolas produzir eletricidade para autoconsumo e partilhar excedentes com outras entidades, promovendo práticas mais sustentáveis e eficientes [14], [15], [16].

Este modelo ganha particular relevância em iniciativas como o projeto ASCEND - Positive Clean Energy District no Porto, onde várias escolas estão já a produzir energia solar fotovoltaica (53,68 kWp instalados, cerca de 75 MWh/ano), demonstrando claramente o potencial educativo e económico deste tipo de abordagem [17].

Ao aproveitar infraestruturas já existentes, as escolas fortalecem a educação para a sustentabilidade, criando contextos educativos que sensibilizam as gerações vindouras para a energia renovável e a eficiência energética. Para além da redução direta de custos, esta abordagem incorpora uma vertente pedagógica onde alunos e comunidade são envolvidos num contexto de responsabilidade ambiental [18], [19].

Quando as CER e ACC incluem diversos atores locais - como municípios, associações, empresas ou grupos desportivos - o financiamento e a gestão partilhada tornam-se mais viáveis, transparentes e eficazes. Estas comunidades de energia estão alinhadas com o

enquadramento nacional e europeu para a descarbonização e autonomia energética, definidos como instrumentos centrais na transição energética [20], [21], [22], [23].

Além disso, a produção de energia limpa através destas comunidades ajuda significativamente a cumprir as metas nacionais de redução de emissões, evitando a ocupação de espaços verdes e reforçando a coesão comunitária [24].

Dentro deste enquadramento são incluídas as principais informações que permitem compreender a relevância dos SFV no contexto energético atual: a evolução do mercado e da investigação científica, os avanços recentes em materiais e arquiteturas de módulos, a integração com sistemas de armazenamento e redes inteligentes, bem como o impacto na sustentabilidade e na redução das emissões de gases com efeito de estufa [25].

Nas últimas duas décadas, a energia renovável consolidou-se como a principal alternativa sustentável aos combustíveis fósseis, impulsionada pela necessidade de reduzir emissões de gases com efeito de estufa e pela descida significativa dos custos tecnológicos. Segundo a AIE, em 2024 mais de 80 % da nova capacidade elétrica gerada no mundo foi de origem renovável, sendo a energia solar fotovoltaica e a eólica responsáveis pela maior fatia desse crescimento [9].

2.2. Instituto Politécnico de Leiria - IPL

O IPL é uma instituição pública de ensino superior em Portugal, criada legalmente em 1980, tendo iniciado funções em 20 de abril de 1987 com a primeira Comissão Instaladora. Está inserido nas regiões de Leiria e Oeste, e tem por missão gerar, difundir e transferir conhecimento, promovendo ensino de qualidade, investigação aplicada e ligação ao tecido social e empresarial local [26].

Alguns dados relevantes desta instituição são os aproximadamente 14 500 estudantes (incluindo nacionais e internacionais) e conta com uma oferta formativa diversificada, como licenciaturas, mestrados, pós-graduações, cursos de especialização tecnológica e programas para estudantes internacionais.

Conta com um corpo docente e técnico-administrativo para suportar atividades de ensino e investigação, bem como uma estratégia ativa de investigação e inovação, com unidades de investigação e desenvolvimento integradas ao IPL ou em parcerias.

O IPL também tem o propósito de evoluir para um estatuto universitário, ou seja, que assuma capacidades plenas no domínio dos doutoramentos, ampliando o seu papel de geração de conhecimento.

O IPL está distribuído em vários campi/polos em diferentes cidades e em cada um conta com escolas ou núcleos, estando entre elas:

- Em Leiria com o Campus 1 ESECS, Campus 2 ESTG e Campus 5 HUB Saúde, serviços associados ao ensino e investigação de saúde como a Escola Superior de Saúde de Leiria (ESSLei);
- Em Caldas da Rainha com a ESAD.CR, Escola Superior de Artes e Design;
- Em Peniche com a ESTM, Edifício Cetemares e Residência;
- Em Marinha Grande com o Centro de Desenvolvimento Rápido e Sustentado de Produto (CDRsp);
- Em Torres Vedras com Núcleos de Formação;
- Em Pombal com Núcleos de Formação.

Além destas também possui unidades de investigação, proprietárias ou em parceria, distribuídas em domínios como ciências sociais, engenharia, ambiente, saúde e design. Algumas das unidades e polos são:

- CICS.NOVA - Polo de Leiria (ciências sociais);
- CI&DEI (Investigação em Educação e Inovação);
- CiTUR (turismo, localizado em Peniche);
- LSRE-LCM (Laboratório de Processos de Separação e Reação/Catálise e Materiais);
- ciTechCare (saúde, inovação tecnológica aplicada);
- MARE (ciências do mar / ambiente) para a região marítima / costeira.

2.3. Comunidades de energia renovável e autoconsumo coletivo

2.3.1. Enquadramento de governança

Na Figura 2.2 estão representados os níveis de governança da diferente legislação e planos de ação, bem como as diretivas que permitem a adoção das várias estratégias de sustentabilidade energética na união europeia.



Figura 2.2 - Escala de governança.

Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) [27], estabelecidos pela Organização das Nações Unidas (ONU), Figura 2.3, formam a base mais abrangente de orientação política e estratégica para o desenvolvimento sustentável. No contexto das CER e ACC, existem vários ODS que se alinham com o tema, especialmente aqueles que abordam a transição energética, a sustentabilidade ambiental, a inclusão social e o desenvolvimento económico.



Figura 2.3 - Alguns Objetivos de Desenvolvimento Sustentável.

ODS 4 - Educação de Qualidade

4.3 - Até 2030, assegurar a igualdade de acesso para todos os homens e mulheres à educação técnica, profissional e terciária, incluindo a universidade, com qualidade e a preços acessíveis.

ODS 7 - Energia Acessível e Limpa

7.1 - Até 2030, assegurar o acesso universal a serviços de energia modernos, fiáveis e a preços acessíveis.

ODS 11 - Cidades e Comunidades Sustentáveis

11.1 - Até 2030, garantir o acesso de todos à habitação segura, adequada e a preço acessível, e aos serviços básicos, e melhorar as condições nos bairros de lata.

ODS 12 - Produção e Consumo Sustentáveis

12.2 - Até 2030, alcançar a gestão sustentável e o uso eficiente dos recursos naturais.

ODS 13 - Ação Climática

13.3 - Melhorar a educação, aumentar a consciencialização e a capacidade humana e institucional sobre medidas de mitigação, adaptação, redução de impacto e alerta precoce no que respeita às alterações climáticas.

ODS 17 - Parcerias para a Implementação dos Objetivos

17.17 - Incentivar e promover parcerias públicas, público-privadas e com a sociedade civil que sejam eficazes, a partir da experiência das estratégias de mobilização de recursos dessas parcerias.

A Diretiva (UE) 2018/2001 [28] (conhecida como *Renewable Energy Directive II* (RED II)), é um instrumento de política essencial da União Europeia (UE) cujo objetivo é promover o uso de energias renováveis em todo o território europeu. A RED II é um instrumento orientador, no alinhamento da UE com os ODS, que transforma metas globais em ações concretas e regionais. Promove a transição energética para um futuro sustentável, garantindo que a UE esteja na vanguarda da luta contra as alterações climáticas, enquanto dinamiza o acesso à energia renovável e incentiva o desenvolvimento de comunidades sustentáveis e resilientes.

O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) e o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) representam as principais estratégias de Portugal para alinhar-se com os ODS e com a Diretiva (UE) 2018/2001 (RED II) [29], [30].

O RNC 2050 define a visão de longo prazo para atingir a neutralidade carbónica em Portugal até 2050. Baseia-se nos princípios da RED II ao promover a transição para fontes renováveis, eficiência energética e economia circular.

O PNEC 2030 estabelece metas específicas para a próxima década, como a redução de 45 %-55 % das emissões de gases de efeito estufa e a integração de 47 % de energias renováveis no consumo final de energia. Transpõe os objetivos da RED II, com a introdução de medidas práticas para garantir o cumprimento das metas europeias e a integração das CER e ACC.

Ambos os planos são instrumentos complementares que traduzem os compromissos globais e europeus em políticas concretas, orientando Portugal na transição energética, no combate às alterações climáticas e na promoção de um futuro sustentável.

Na implementação das diretivas e planos que servem de base para a legislação nacional que define o processo de constituição e operação de uma CER e ACC, destacam-se:

- Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro

Introduziu o regime jurídico do autoconsumo de energia renovável em Portugal, incluindo o conceito de CER e ACC. Define o que as mesmas podem produzir, consumir, armazenar e partilhar energia renovável entre os seus membros, promovendo a descentralização e a sustentabilidade energética.

- Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro (Alteração ao DL 162/2019)

Atualiza e complementa o regime do autoconsumo, das CER e ACC, simplificando os procedimentos administrativos e técnicos. Introduce melhorias no licenciamento e na gestão das CER, clarificando o papel de operadores e reguladores. Permite a expansão das CER para áreas geográficas mais amplas, além de reforçar a figura do autoconsumo coletivo.

- Portaria n.º 140/2021 de 8 de julho

Regulamenta os procedimentos para a atribuição de licenças às CER e ACC. Define os requisitos técnicos e administrativos para a operação das comunidades de energia.

- Regulamentação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)

A ERSE desempenha um papel fundamental na regulação das CER e ACC, emitindo normas e regulamentos técnicos, económicos e operacionais, que incluem as tarifas específicas para o ACC e as CER e a regulamentação sobre a ligação às redes elétricas.

- Lei de Bases do Sistema Elétrico (Lei n.º 31/2021 de 24 de maio)

Enquadra as CER e ACC no contexto do sistema elétrico nacional e promove o acesso equilibrado à produção e partilha de energia renovável.

- Código da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) que define critérios técnicos para a integração das CER e ACC na rede elétrica.

- Planos Municipais de Energia Sustentável em que os municípios podem criar planos locais que incluem apoio à implementação de CER e ACC.

Estas leis e regulamentos formam o enquadramento legal necessário para a criação, operação e expansão das CER e ACC em Portugal, com base nas políticas europeias.

2.3.2. Requisitos para as CER e ACC

Na Tabela 2.1 podemos verificar os requisitos para o acesso ao estatuto de CER e ACC, bem como as diferenças entre ambas.

Tabela 2.1 - Requisitos para legalização de CER e ACC.

Requisito	ACC	CER	Observações
Proximidade entre Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) e Instalação de Utilização (IU)	✓	✓	Igual para ambos (DL 15/2022)
Ligação via RESP ou rede privada	✓	✓	Possível em ambos, depende da topologia da rede
Sistema de medição (contadores adequados)	✓	✓	Se não existirem, o operador instala sem custos (até 4 meses)
Coeficientes de partilha de energia definidos	✓	✓	Devem ser registados e comunicados à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)/operador
Pedido de licenciamento/controlo prévio na DGEG	✓	✓	Procedimento varia com a potência (simplificado para menos de 30 kW)
Regulamento interno	✓	✓	No ACC obrigatório; na CER complementa os estatutos
Entidade gestora	✓	✓	No ACC: Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC) nomeada; na CER pode ser a própria entidade
Pessoa coletiva obrigatória	✗	✓	No ACC basta acordo entre membros; na CER é preciso entidade legal
Serviços adicionais (p. ex., carregamento de veículos elétricos (VE), serviços energéticos)	✗	✓	CER tem maior amplitude de atuação
Responsabilidade financeira/fiscal	Por membro	Da CER	CER responde como pessoa coletiva
Registos formais (Estatutos, Número de Identificação Fiscal (NIF), etc.)	✗	✓	Apenas a CER

2.3.3. Autoconsumo coletivo

O autoconsumo coletivo (ACC) é definido quando o consumo se verifica em duas ou mais Instalações de Utilização (IU), isto é, quando a UPAC está associada a mais do que um Código de Ponto de Entrega (CPE), podendo o excedente de energia elétrica gerada ser vendida. Se a ligação entre as IU não for através da RESP terá de existir uma ligação da UPAC às IU através de uma rede direta e/ou interna [31].

De uma forma generalizada, o ACC concretiza-se quando existe um conjunto de IU (mais do que um CPE com contrato de fornecimento ativo) constituído por um ou mais setores de atividade (exemplo: indústria, comércio e serviços, agrícola, residencial, administração pública), desde que situados numa vizinhança próxima e disponham de uma ou mais UPAC [31].

Conforme se pode verificar, em autoconsumo (Autoconsumo Individual (ACI) e ACC), a(s) UPAC estão instaladas na(s) IU ou na sua proximidade, sem prejuízo de o direito de propriedade sobre a UPAC ser titulado por terceiro(s). A proximidade entre a(s) UPAC e as IU constitui um requisito para o exercício da atividade da produção para autoconsumo (descritas na subsecção 2.3.4 - Proximidade). De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, entendem-se abrangidas pelo conceito de proximidade a(s) UPAC e as IU ligadas por:

- Rede interna a rede de serviço particular, instalada dentro de espaço confinado e com contiguidade geográfica, composta por um conjunto de linhas interconectadas e demais instalações elétricas auxiliares destinadas à veiculação da energia oriunda de UPAC ou instalações de armazenamento para uma ou mais IU associadas ao autoconsumo, podendo ter uma interligação elétrica com a RESP;
- Operem através da RESP nos diferentes níveis de tensão, desde que cumpram uma das condições descritas no Decreto-Lei supramencionado.

2.3.4. Proximidade

A proximidade entre as UPAC e a(s) IU constitui um requisito para o exercício da atividade de produção para ACC e CER. Entendem-se abrangidas pelo conceito de proximidade a(s) UPAC e a(s) IU ligada(s) por linha direta ou rede interna ou, quando operem através da RESP nos diferentes níveis de tensão, desde que cumpram uma das seguintes condições [31]:

- Quando, no caso de uma UPAC ligada(s) à rede de distribuição de energia elétrica em Baixa Tensão (BT), a IU e a UPAC não distem entre si mais de 2 km de distância geográfica, ver a Figura 2.4.

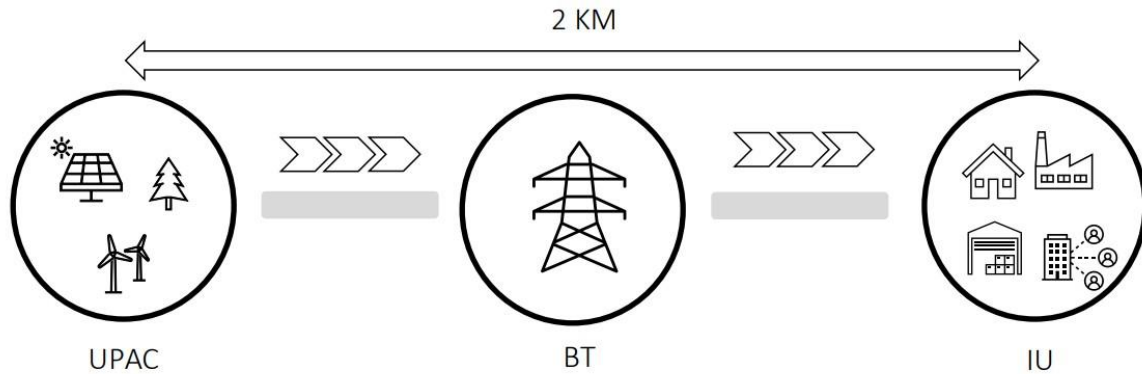


Figura 2.4 - Proximidade em sistemas de Baixa Tensão.

- Ou estejam ligados no mesmo posto de transformação, conforme mostra a Figura 2.5.

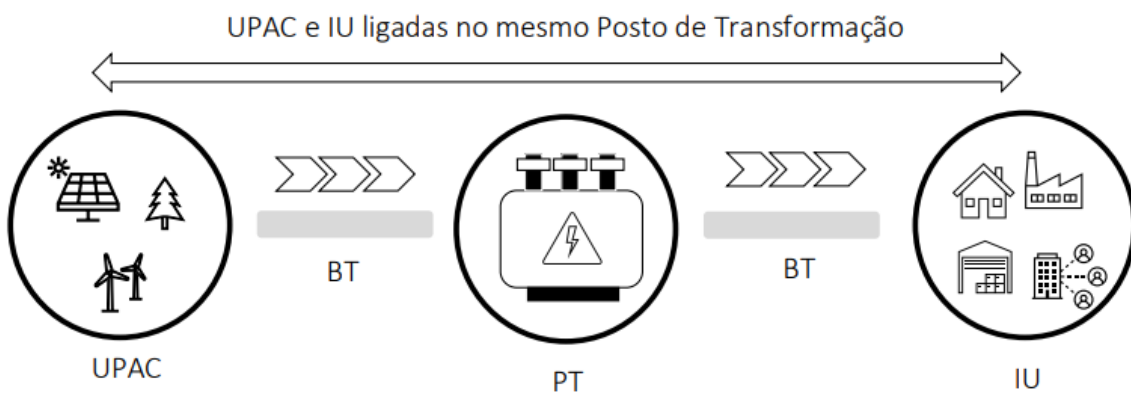


Figura 2.5 - Proximidade com ligação ao mesmo posto de transformação.

- Estejam ligadas na mesma subestação, no caso de UPAC ligadas à Rede Nacional de Distribuição (RND) e à Rede Nacional de Transporte (RNT), desde que não seja ultrapassada a distância geográfica entre as UPAC e as IU de 4 km no caso de ligação em Média Tensão (MT), de 10 km nas ligações em Alta Tensão (AT) e de 20 km nas ligações em Muito Alta Tensão (MAT), conforme representado na Figura 2.6.

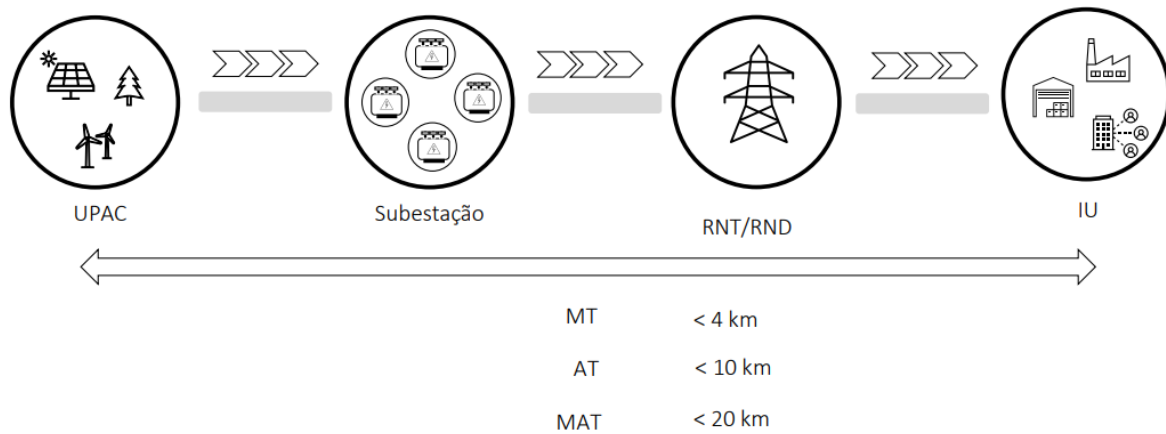


Figura 2.6 - Proximidade em Média Tensão, Alta Tensão e Muito Alta Tensão.

2.4. Períodos horários consumo eletricidade

O período horário corresponde à forma como o consumo de eletricidade se distribui ao longo das 24 horas de cada dia e dos 7 dias da semana [32].

Os períodos horários de entrega de energia elétrica, previstos no Regulamento Tarifário para Portugal Continental, são os seguintes:

Ponta: aplicável a consumidores de todos os níveis de tensão e a consumidores em baixa tensão normal (BTN) que tenham a tarifa tri-horária. Corresponde ao período em que o preço da energia é mais elevado.

Cheias: aplicável a consumidores de todos os níveis de tensão e a consumidores em BTN que tenham a tarifa tri e bi-horária.

Vazio normal: aplicável a consumidores de todos os níveis de tensão e a consumidores em BTN que tenham a tarifa tri ou bi-horária. Corresponde ao período em que o preço da energia é mais reduzido.

Super vazio: aplicável a consumidores ligados em baixa tensão especial (BTE), média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT).

Além dos períodos horários, também estão previstos dois ciclos: ciclo diário (os períodos horários são iguais em todos os dias da semana) e ciclo semanal (os períodos horários diferem entre dias úteis e fim de semana).

Para cada ciclo há um horário de verão e de inverno, que reflete a alteração da hora legal. A ERSE no seu site institucional tem um simulador, como exemplo na Figura 2.7, onde podemos verificar quais os intervalos das tarifas para os horários definidos com base no período e no ciclo horário [32].

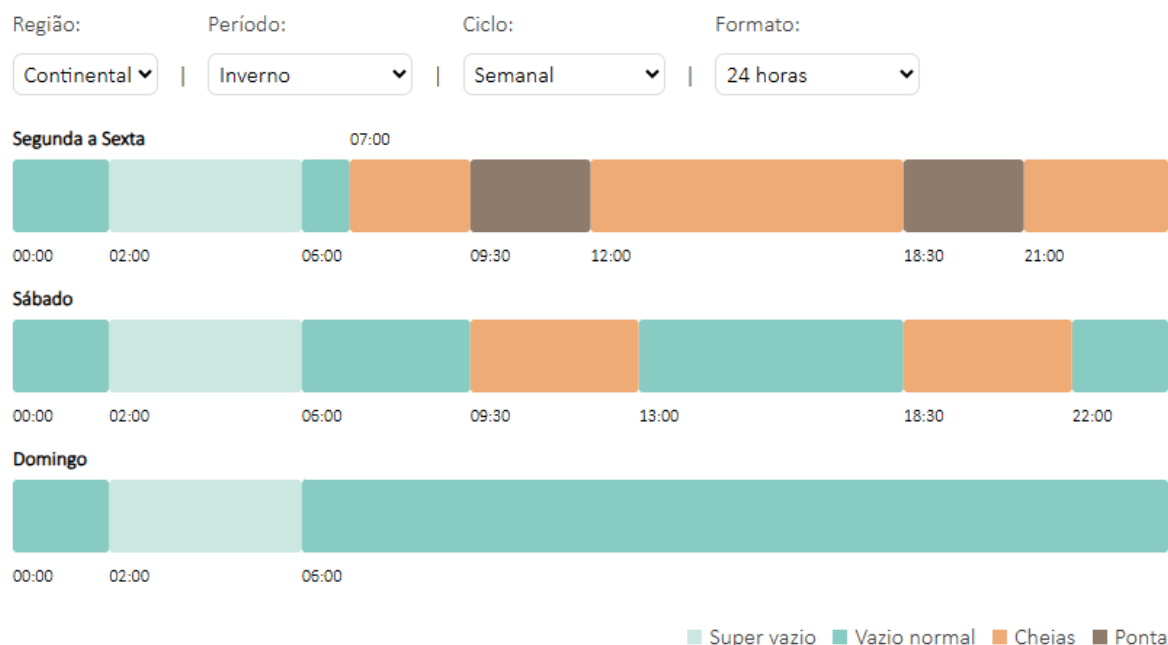


Figura 2.7 - Exemplo de ciclo horário semanal no período de inverno [32].

2.5. Sistemas fotovoltaicos

Os SFV são projetados com o objetivo de serem um contributo chave para um futuro cenário energético e irá ser a mais importante fonte alternativa de energia renovável até 2040. O desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica tem sido fomentado pela crescente necessidade de fontes de energia limpas e renováveis e tem sido suportado por investimentos significativos dos governos, instituições de investigação e da indústria privada. A tecnologia tem sido utilizada numa variedade de aplicações, incluindo edifícios residenciais, comerciais, indústria, produção de energia em zonas remotas entre outros [1], [33], [34], [35].

A produção de eletricidade a partir da energia solar depende da área necessária, das localizações, da política energética nacional, do tamanho do sistema de fornecimento de energia, etc. Os SFV são as opções mais óbvias para áreas remotas para satisfazer níveis de procura energética baixos/médios. Estes sistemas produzem energia elétrica sem movimentos mecânicos e têm os menores impactos nocivos no ambiente. Além disso, a

rápida diminuição dos custos das centrais solares Fotovoltaicas (PV) e o aumento significativo da sua maturidade e eficiência conferiram-lhes um papel proeminente na geração de eletricidade de forma confiável em todo o mundo [36].

Estão a ser desenvolvidas novas tecnologias PV, como a perovskita PV e a PV orgânica, que têm potencial para reduzir ainda mais o custo da PV e melhorar a sua eficiência [37].

2.6. Radiação solar

O mapa apresentado na Figura 2.8 fornece um resumo do potencial de geração de energia fotovoltaica (PV). Representa os valores médios anuais/diários de produção de eletricidade a partir de uma central solar fotovoltaica ligada à rede de 1 kW de potência de pico, calculados para o período de 1994 a 2020.

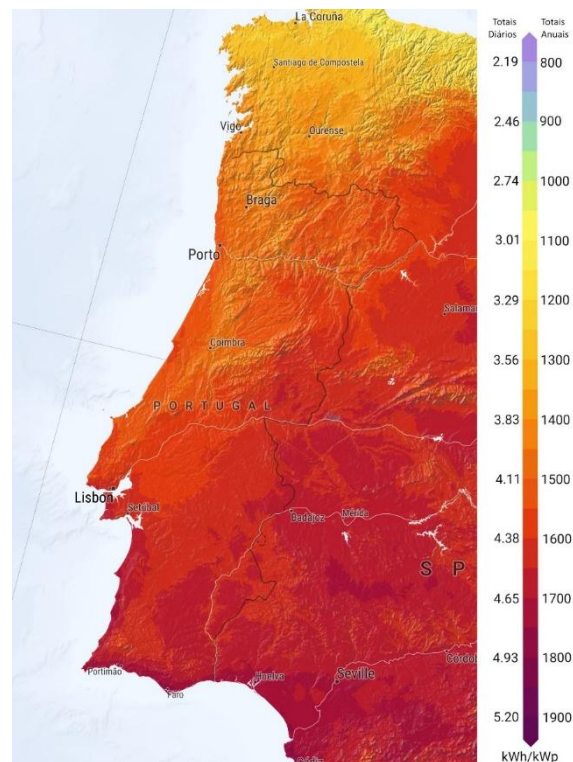


Figura 2.8 - Radiação solar em Portugal [38].

A radiação solar é o principal recurso para a produção de eletricidade por parte de um SFV. Em Portugal, a disponibilidade deste recurso é bastante elevada quando comparada com a média europeia. Os estudos indicam que os valores médios anuais variam entre 1 200 e 1 800 kWh/kWp, sendo mais elevados no sul do país (Alentejo e Algarve) e inferiores no norte e litoral atlântico, devido a maiores níveis de nebulosidade [39], [40].

Quando comparado com países da Europa Central e do Norte, como a Alemanha, França ou Países Baixos, Portugal apresenta uma vantagem competitiva significativa, já que nestes países os valores médios anuais situam-se frequentemente entre 900 e 1 200 kWh/kWp [41], [42]. Esta diferença reflete-se diretamente no desempenho económico e energético dos sistemas fotovoltaicos, permitindo em Portugal um retorno mais rápido do investimento e uma maior produção de energia renovável por unidade instalada [43], [44].

Assim, a radiação solar em Portugal constitui um dos fatores estratégicos para o desenvolvimento da energia fotovoltaica como pilar da transição energética, posicionando o país entre os mais atrativos da Europa para este tipo de tecnologia [45].

2.7. Componentes de um sistema fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico é constituído por diferentes equipamentos que funcionam integrados de forma a assegurar a conversão da radiação solar em energia elétrica utilizável. A integração adequada destes componentes permite uma boa eficiência, fiabilidade e segurança no seu funcionamento, como representado na Figura 2.9 [46].

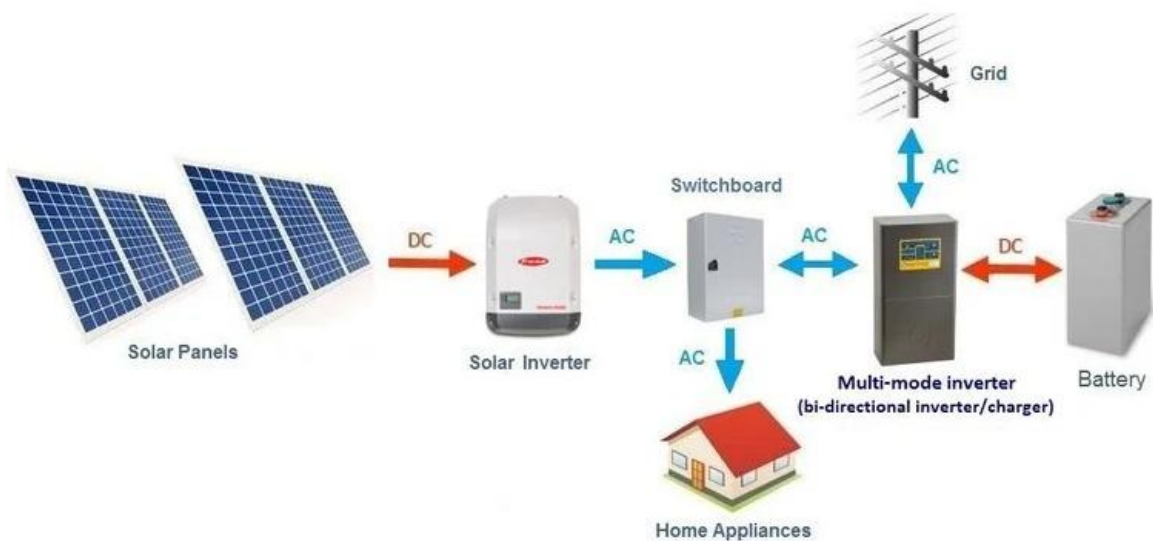


Figura 2.9 - Configuração básica de um SFV híbrido em acoplamento de Corrente Alternada AC ligado à rede [47].

Os módulos fotovoltaicos são compostos por células solares que convertem a radiação solar em corrente contínua (DC); a sua eficiência depende do tipo de tecnologia (silício cristalino, filme fino, entre outras), da qualidade dos materiais e das condições de operação [48].

O inversor transforma a energia elétrica de corrente contínua, proveniente dos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada (AC), compatível com a rede elétrica de distribuição e

com os consumos locais. Para além desta conversão, desempenha funções de monitorização, segurança e controlo de potência [49].

As estruturas de fixação asseguram a estabilidade mecânica dos módulos fotovoltaicos, o que permite a sua instalação em telhados, fachadas ou no solo. São projetadas para otimizar a orientação e a inclinação, reduzindo perdas por sombreamento e garantindo resistência a efeitos climatéricos adversos [50].

Os cabos elétricos de ligação entre componentes, incluem condutores adequados para corrente DC e AC, bem como incorporam dispositivos de proteção para evitar curtos-circuitos, sobrecargas e riscos elétricos [51].

Nos sistemas em rede, o quadro elétrico integra proteções adicionais, como fusíveis, disjuntores e seccionadores, e o contador bidirecional regista a energia consumida, produzida com injeção na rede e retirada da rede, o que permite a contabilização do autoconsumo e do excedente [52].

Nos sistemas de autoconsumo ligados à RESP, a instalação de contadores bidirecionais é obrigatória para garantir a medição diferenciada da energia elétrica consumida da rede e da energia injetada na rede. Esta obrigatoriedade decorre do enquadramento legal estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 162/2019 [53], que regula a produção de energia para autoconsumo, bem como da regulamentação técnica da ERSE [54], [55].

O contador bidirecional permite, registar os fluxos de energia em ambos os sentidos (consumo e injeção), determinar a energia excedente a ser remunerada no regime de autoconsumo com venda de excedente e garantir a transparência na faturação e na compensação de energia entre os diferentes agentes do setor de distribuição e consumo elétrico.

Nos sistemas de potência acima de 250 kWp, é obrigatório o sistema estar equipado com proteções de interligação/homopolar para efeitos de ligação à rede [56].

Em sistemas *off-grid* e híbridos, as baterias armazenam a energia excedente o que garante o fornecimento em períodos sem radiação solar. O controlador de carga regula a transferência de energia, prevenindo sobrecargas e descargas profundas o que estende a vida útil do armazenamento [57].

2.8. Tipos de instalação fotovoltaica

As instalações fotovoltaicas podem assumir diferentes configurações técnicas, de acordo com a disponibilidade de rede elétrica, o perfil de consumo e os objetivos do utilizador. Os três modelos mais utilizados são: *on-grid*, *off-grid* e híbrido [46].

Sistemas *On-Grid* (Ligados à Rede), encontram-se interligados à rede elétrica pública, permitindo que a energia produzida seja consumida localmente e que o excedente seja injetado na rede, mediante compensação ou regime de autoconsumo coletivo [52]. Este modelo é dominante em áreas urbanas e industriais, ver Figura 2.10.

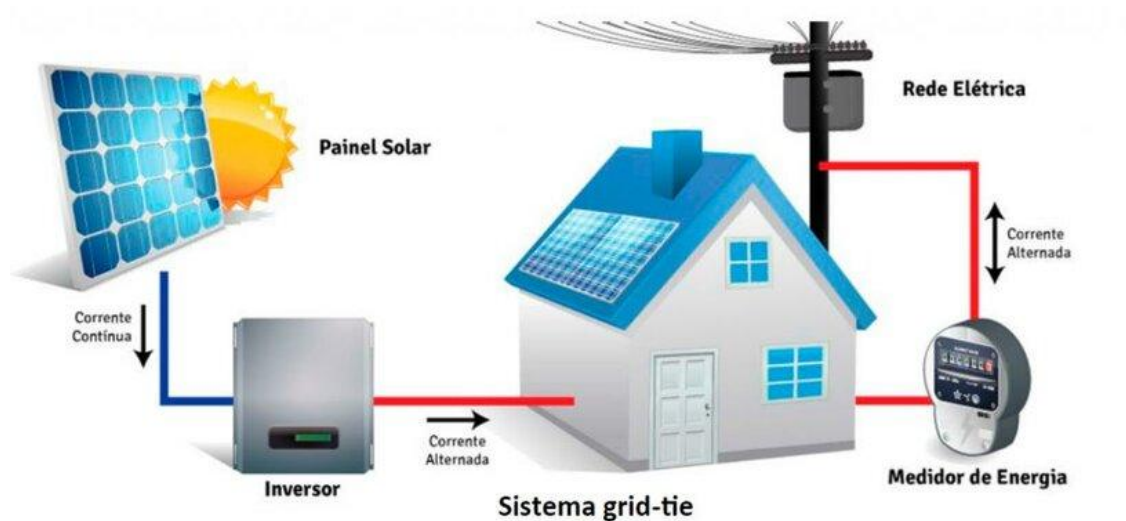


Figura 2.10 - Layout de um SFV *On-Grid* [58].

As vantagens deste tipo de SFV são ter custos reduzidos de instalação, elevado rendimento económico em locais com rede estável. Como limitações existe a dependência da rede e o desligar automático em situações de falha de fornecimento.

Sistemas *Off-Grid* (Isolados da Rede), funcionam de forma autónoma, sem ligação à rede elétrica. Recorrem a baterias para armazenamento, o que garante o fornecimento durante períodos sem radiação solar [57]. São frequentes em zonas remotas ou em aplicações agrícolas e rurais, conforme representado na Figura 2.11.

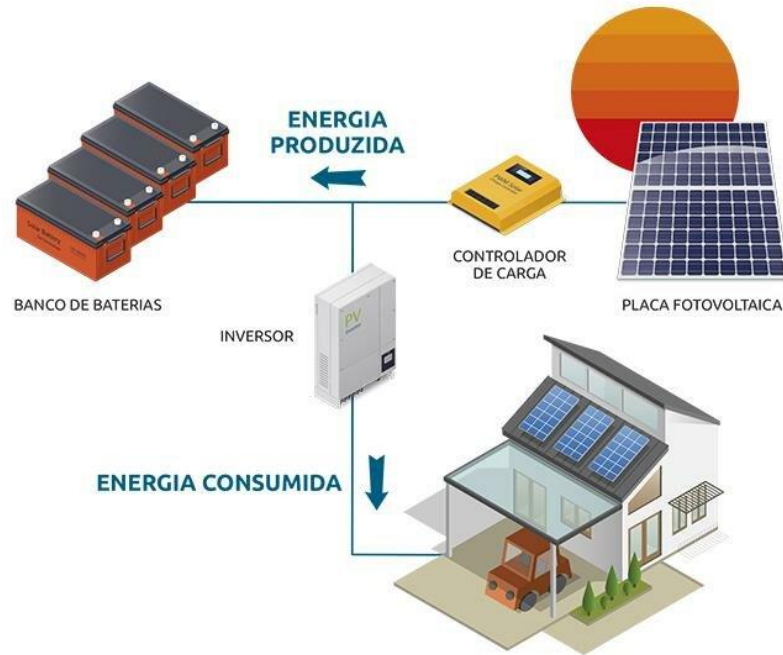


Figura 2.11 - Layout de um SFV em *Off Grid* [59].

As vantagens deste tipo de SFV é a autonomia energética total independente da rede de distribuição. Tem como principais desvantagens o elevado custo inicial devido ao armazenamento e a necessidade periódica de substituição das baterias.

Sistemas Híbridos são SFV que combinam a ligação à rede com baterias de armazenamento e que permitem consumir a energia solar diretamente, armazenar excedente e assegurar o fornecimento em caso de falha de rede [60]. Têm como vantagem a elevada flexibilidade e consistência de fornecimento de energia, mas têm como desvantagens o investimento mais elevado e a complexidade acrescida de controlo e manutenção.

A escolha entre os diferentes tipos de SFV deve ter em conta diversos fatores como a localização, a disponibilidade de rede, o perfil de consumo e a capacidade de investimento. Enquanto os SFV *on-grid* são atrativos pela relação custo-benefício em zonas urbanas, os SFV *off-grid* representam a única solução viável em áreas isoladas.

2.9. Módulos fotovoltaicos

A eficiência dos sistemas solares tem vindo a aumentar, sendo que as mais recentes células solares comerciais possuem eficiências superiores a 20%. O tipo mais comum de célula solar é à base de silício, bastante utilizada devido à sua elevada eficiência, baixo custo e

fiabilidade. Um dos desafios que se colocam à adoção generalizada da tecnologia fotovoltaica é a variabilidade da radiação solar, que pode ser afetada por fatores como a sombra, a variação da temperatura e as condições meteorológicas. Existem algumas técnicas para minimizar estes efeitos, como a utilização de controlo do ponto de máxima potência *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). A recolha de parâmetros para modelos PV é crucial para simular e prever com precisão o desempenho destes sistemas nas mais variadas condições de funcionamento [33].

As células PV podem ser classificadas em diferentes gerações com base nos materiais e técnicas de produção utilizados:

- As células de primeira geração eram feitas de silício cristalino e dominaram o mercado durante muitos anos.
- A segunda geração inclui as células de película fina, feitas de materiais como o silício amorfo, o telureto de cádmio e o Cobre-Índio-Gálio-Selénio (CIGS).
- As células de terceira geração estão ainda em desenvolvimento e utilizam materiais como semicondutores orgânicos, Célula Solar Sensibilizada por Corante (*Dye-Sensitized Solar Cell*) (DSSC) e células solares de perovskita.
- As células de quarta geração estão a ser investigadas e desenvolvidas para melhorar a eficiência e a durabilidade das gerações anteriores, com tecnologias como as células solares em tandem, as células solares de portadores quentes e as células solares de pontos quânticos [33].

2.10. Disposição dos módulos fotovoltaicos

A disposição dos módulos solares fotovoltaicos é um dos fatores mais relevantes para garantir uma boa eficiência de um sistema de produção de energia elétrica a partir da radiação solar. Para além da escolha da tecnologia e da potência nominal dos módulos, a orientação, a inclinação, a minimização de sombreamento e o tipo de fixação determinam o desempenho global do SFV, conforme mostra a Figura 2.12.

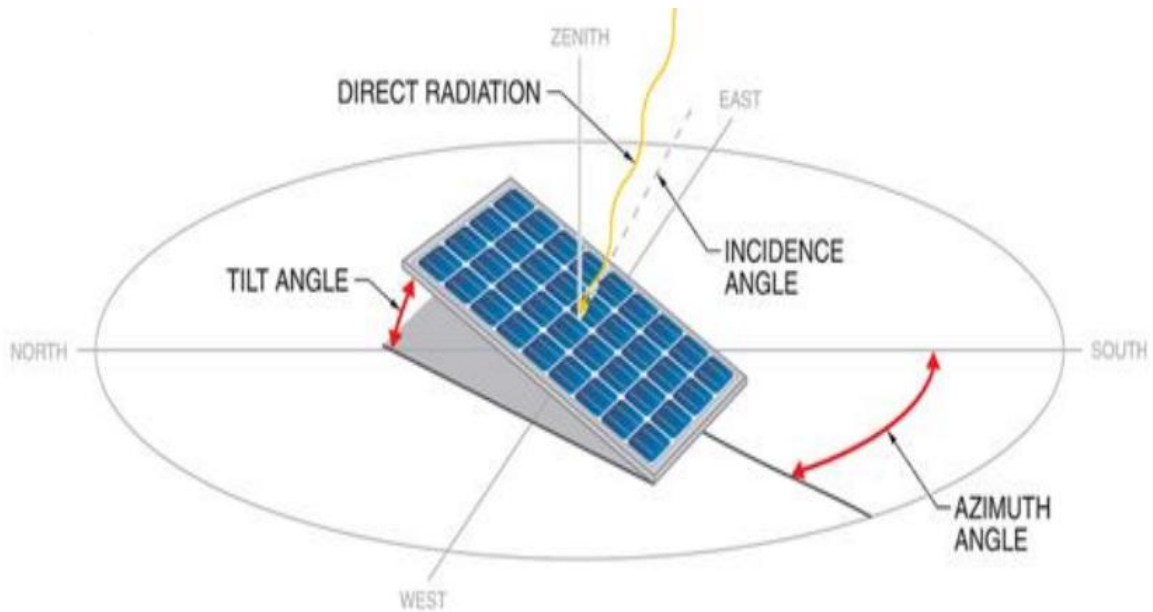


Figura 2.12 - Parâmetros para configuração do módulo fotovoltaico [61].

As variáveis a ter em conta para a correta disposição do módulo fotovoltaico são:

- Ângulo de incidência (*Incidence angle*) - é o ângulo entre a direção da radiação direta e uma linha exatamente perpendicular ao plano do módulo ou do conjunto de módulos conforme representado na Figura 2.12 [61]. A orientação ótima dos módulos no hemisfério norte é voltada a sul, de modo a maximizar a radiação incidente ao longo do ano [46];
- Ângulo de azimute (*Azimuth angle*) - é o ângulo horizontal entre uma direção de referência, tipicamente o sul, e a direção para a qual a superfície de um módulo, ou conjunto de módulos, está orientada, conforme está representado na Figura 2.12 [61];
- Ângulo de inclinação (*Tilt angle*) - conforme representado na Figura 2.12 [61], o ângulo de inclinação é o ângulo vertical entre o plano horizontal e a superfície do painel, ou do conjunto de painéis. Deve ser ajustado em função da latitude da instalação, onde o ângulo otimizado possa permitir a maximização da produção anual [50], ou otimização sazonal para maior produção no inverno ou no verão, conforme representado na Figura 2.13 [61].

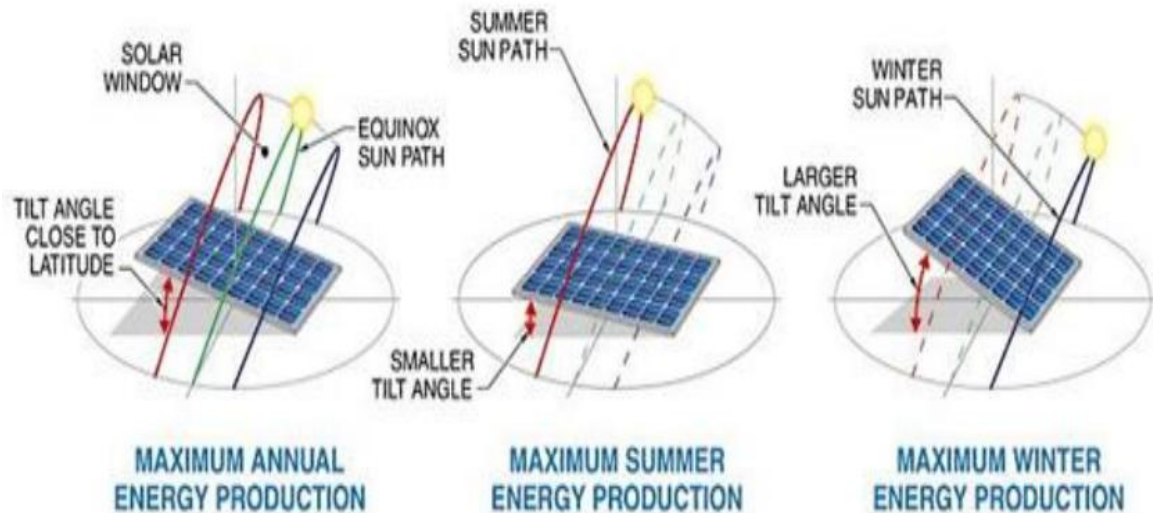


Figura 2.13 - Alteração do ângulo de inclinação conforme época do ano (Verão/Inverno) [61].

A presença de obstáculos (árvores, edifícios, antenas) pode comprometer a produção de energia, influenciando não só o painel sombreado mas também toda a cadeia de módulos ligados em série [62].

Adicionalmente, deve ser assegurada uma ventilação natural dos módulos, dado que o aumento da temperatura reduz a eficiência das células fotovoltaicas (aproximadamente $-0,4\%/^{\circ}\text{C}$ para módulos de silício cristalino) [48].

A escolha da estrutura de fixação tem impacto na durabilidade, segurança e rendimento energético, podendo esta fixação ser enquadrada à área disponível para a instalação:

- Telhado inclinado: utilização de estruturas metálicas adaptadas à cobertura (telha cerâmica, chapa metálica, fibrocimento);
- Telhado plano: recurso a suportes triangulares ou sistemas lastreados, que permitem ajustar a inclinação sem perfuração da cobertura;
- Solo: utilização de estacas fixas ou seguidores solares (*trackers*), que aumentam a produção em 25-30 % ao acompanhar o movimento solar [51];
- Fachadas e parques de estacionamento: soluções arquitetónicas que combinam produção energética com integração estética ou funcional (sombreamento, estacionamento).

A correta disposição e fixação dos módulos fotovoltaicos não é apenas uma questão de engenharia civil ou estética, é um parâmetro essencial para assegurar a eficiência

energética na produção de energia, a longevidade da instalação e garantir a viabilidade económica do projeto.

2.11. Sombreamento

O sombreamento é um dos principais fatores que reduz o desempenho de um SFV, quando parte do módulo solar fotovoltaico fica coberto por sombra, Figura 2.14, que pode ser provocada por vegetação, edifícios, postes ou outros edificados; a quantidade de radiação solar disponível para conversão de energia diminui.

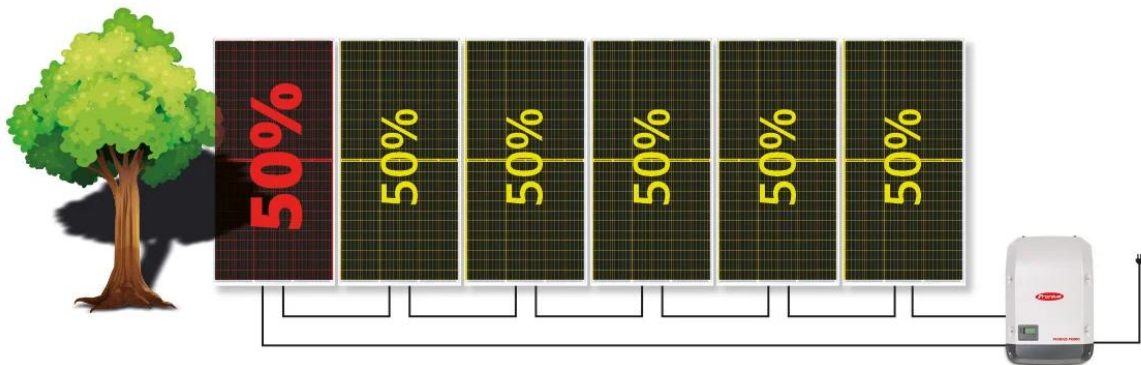


Figura 2.14 - Efeito de sombreamento [63].

Como as células fotovoltaicas do módulo estão ligadas em série, basta que algumas fiquem sombreadas para afetar o rendimento global do módulo fotovoltaico. Para que este efeito seja diminuído os módulos estão equipados com díodos de *bypass*, que permite que a corrente elétrica gerada contorne as células sombreadas, evitando perdas maiores e com o efeito protetor de pontos de sobreaquecimento (*hotspots*), como mostra a Figura 2.15 [64].

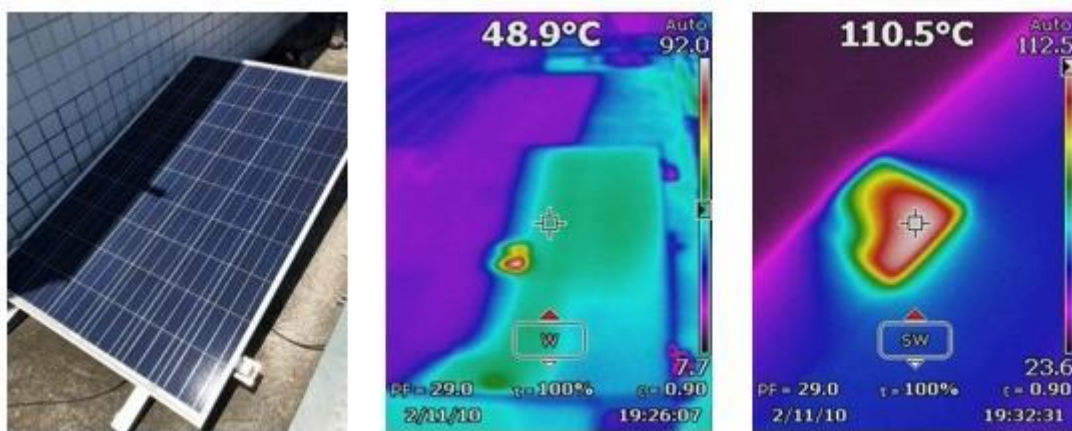


Figura 2.15 - Efeito de sombreamento (*hotspots*) [65].

O planeamento da instalação é essencial para minimizar o sombreamento, a orientação dos módulos, o afastamento entre as fileiras e a sua inclinação são fundamentais para garantir uma maior eficiência.

2.12. Manutenção dos módulos fotovoltaicos

A manutenção dos painéis fotovoltaicos é essencial para garantir o bom desempenho do SFV bem como garantir a vida útil do sistema. Apesar de serem equipamentos robustos e de baixa necessidade de intervenção a manutenção deste sistema evita problemas e perdas de rendimento, bem como paragens de produção ou a falência completa do módulo.

A principal ocorrência que origina perdas progressivas de eficiência é a acumulação de pó, como mostra a Figura 2.16, folhas, poluição ou excrementos de aves que reduzem a captação de radiação solar. A limpeza regular dos módulos com água e detergentes neutros permite uma melhor operação do painel [66].

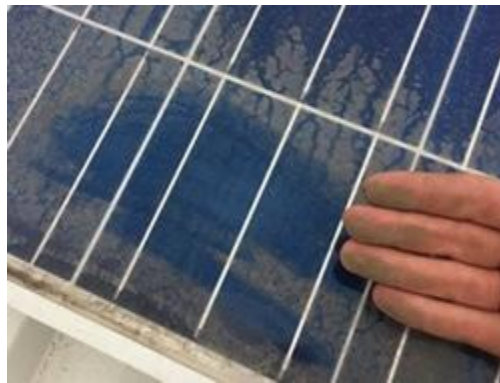


Figura 2.16 - Exemplo de acumulação de poeiras nos módulos fotovoltaicos [67].

Para que se identifique mais cedo anomalias no funcionamento dos módulos fotovoltaicos, podemos monitorizar os mesmos com recurso a inspeção visual, onde verificamos se existem fissuras, sinais de corrosão, cablagens soltas ou danos na estrutura de suporte. Podemos recorrer a medições periódicas de tensão e corrente para identificar anomalias antes de causarem falhas mais graves. E também se pode efetuar acompanhamento remoto com recurso a sistemas de monitorização que permitem detetar quedas de rendimento.

2.13. Inversor

O inversor é o componente central de um SFV, responsável pela conversão da corrente contínua (DC) produzida pelos módulos solares em corrente alternada (AC), compatível com a rede elétrica de distribuição e com os equipamentos de consumo [46]. Além da conversão,

os inversores modernos desempenham funções críticas de monitorização, gestão de potência e de segurança, incluindo a deteção de anti-ilhamento, ou seja a capacidade do sistema detetar automaticamente uma falha ou colapso da rede de distribuição e interromper de imediato a produção de energia, proteção contra sobretensões e comunicação com sistemas de gestão de energia [49].

A escolha do tipo de inversor depende da dimensão e das condições do projeto, ver Figura 2.17:

- **Inversores centrais:** concentram a energia de várias *strings* ou conjuntos de módulos num único equipamento, sendo comuns em centrais de grande escala.
- **Inversores *string*:** cada *string* de módulos possui um inversor dedicado, equilibrando custos e eficiência em instalações de pequena e média dimensão.
- **Microinversores:** associados individualmente a cada módulo, permitem maximizar a produção em situações de sombreamento parcial ou orientações múltiplas [68].
- **Inversores híbridos:** integrados com sistemas de armazenamento em baterias, possibilitam operar em configurações *on-grid*, *off-grid* ou híbridas.

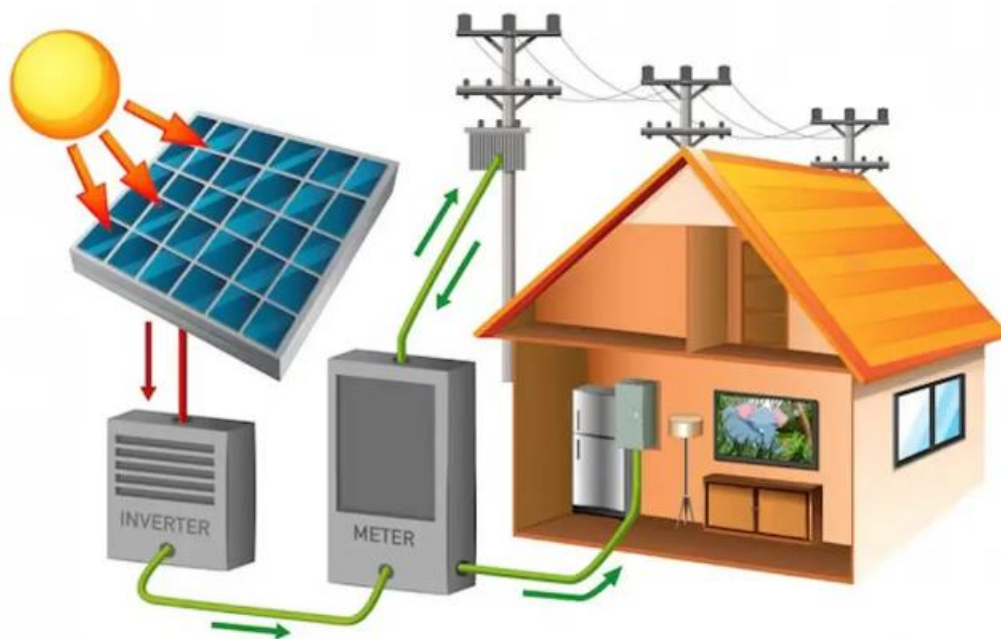


Figura 2.17 - *Layout* de um inversor na rede residencial [69].

Um parâmetro essencial no dimensionamento de SFV é o rácio DC/AC, definido como a razão entre a potência nominal do SFV em kW_{pDC} e a potência nominal do inversor em kW_{AC} :

$$R_{DC/AC} = P_{DC} / P_{AC}$$

Os valores mais comuns para este rácio estão entre 1,1 e 1,3 [70]; um rácio superior a 1 significa que a potência instalada em painéis solares é maior do que a capacidade nominal do inversor, permitindo reduzir perdas em dias nublados ou de baixa radiação. Contudo, em períodos de elevada radiação solar pode ocorrer *clipping*, em que a produção excedente é limitada pelo inversor.

O inversor pode funcionar com um conjunto de módulos fotovoltaicos subdimensionado, ou seja, com potência DC inferior à nominal AC. Esta solução pode ser utilizada em instalações específicas com restrições de espaço ou perfis de consumo muito reduzidos. No entanto, conduz a um funcionamento frequente abaixo do ponto ótimo de eficiência do inversor, o que diminui o fator de capacidade global do sistema [51].

2.14. Software de simulação

A realização deste estudo e projeto, assenta sobre a utilização de software com capacidade de simulação e que consigam modelar os dados de consumo aliados a perfis de registos de radiação solar, de forma a estimar a possível produção de energia.

Neste estudo recorreremos a dois softwares para este efeito, sendo o primeiro o software System Advisor Model (SAM) [71] desenvolvido pela National Renewable Energy Laboratory (NREL) que permite estimar, com recurso a bibliotecas de dados de radiação solar, desenvolvidas pelos mesmos, a produção de energia com base na definição de um SFV. No presente estudo as simulações efetuadas com recurso ao SAM, servem como uma primeira abordagem para dimensionar o sistema a instalar.

A interface do software, Figura 2.18, permite introduzir os dados de localização do SFV, os dados de consumo, bem como configurar o SFV de forma a calcular a produção de energia.

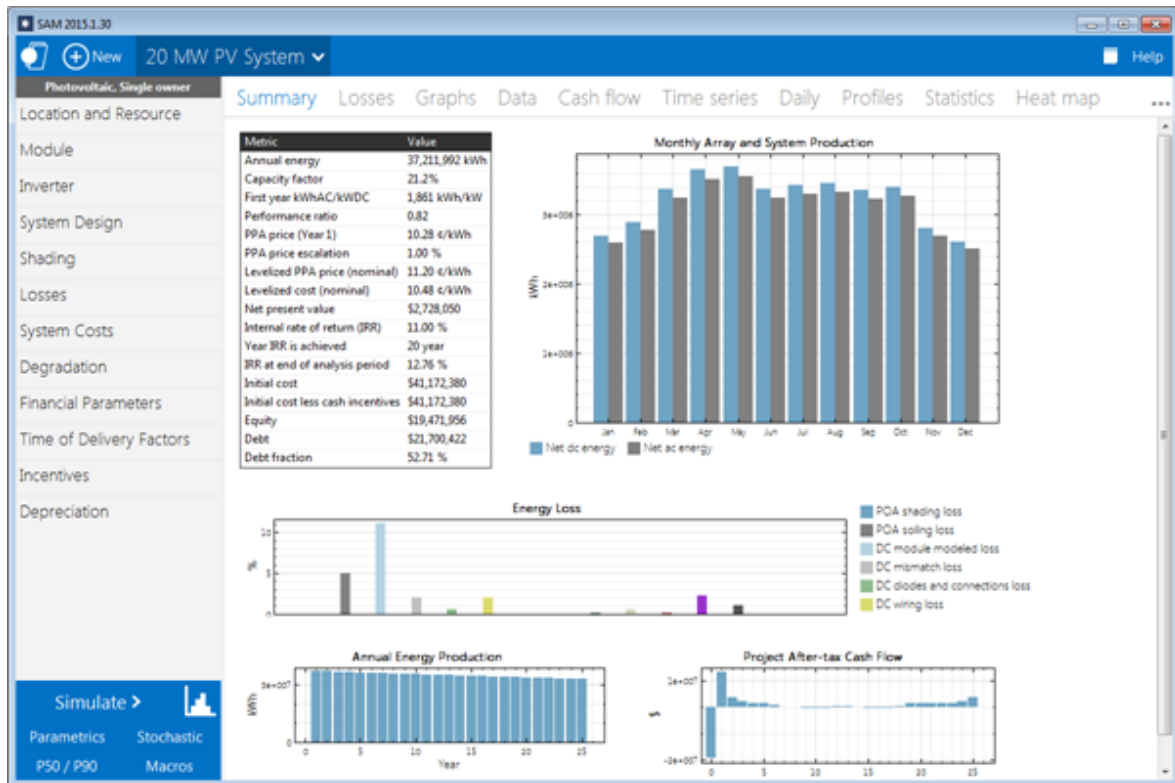


Figura 2.18 - Interface do software SAM [71].

Como segunda ferramenta iremos utilizar o software Helioscope [72] da Aurora Inc. Company que permite o desenho dos módulos solares do SFV, nas áreas disponíveis no local a instalar os mesmos, com recurso a imagens de satélite como podemos verificar na Figura 2.19.

O Helioscope também permite utilizar a representação tridimensional (3D) dos edifícios, bem como configurar o tipo de instalação dos módulos fotovoltaicos, sejam coplanares, inclinados ou com outra disposição configurável.

Permite efetuar uma análise ao sombreamento de forma a maximizar a produção de energia; para esse efeito permite introduzir elementos em 3D que simulam árvores, equipamentos técnicos instalados ou mesmo edifícios que podem gerar sombreamento.

Para definir o sistema elétrico do SFV podemos introduzir o inversor pretendido com recurso a uma biblioteca interna do Helioscope, que configura automaticamente o número de inversores necessários bem como a dimensão dos cabos elétricos adequados.

Este software após ser feita a simulação permite obter os dados de produção de energia bem como o esquema unifilar da instalação do SFV.

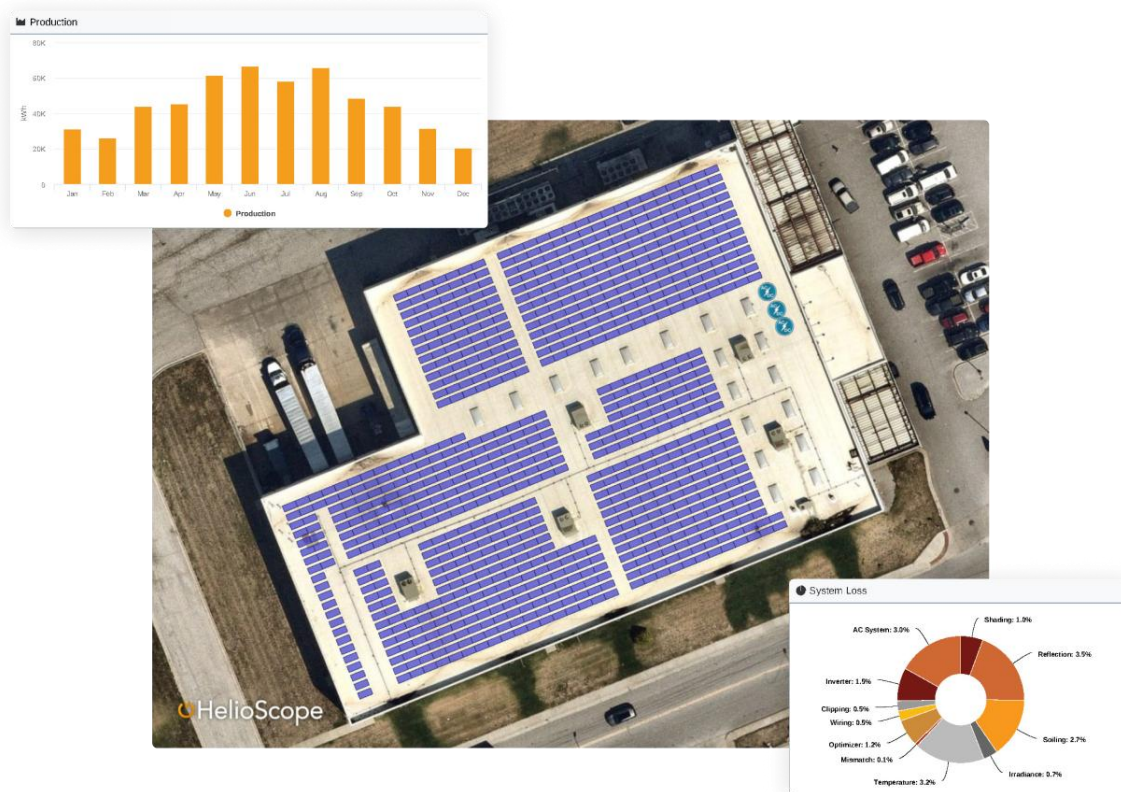


Figura 2.19 - Exemplo de implantação de módulos fotovoltaicos no Helioscope [72].

3. Estudo de caso

O Instituto Politécnico de Leiria (IPL), no seguimento do seu compromisso com a eficiência energética e a transição para energias renováveis, procura avaliar a viabilidade da implementação de um sistema de autoconsumo coletivo que envolva diferentes unidades dos campus de ensino existentes. Para além da relevância ambiental, este estudo assume também uma dimensão económica fundamental, uma vez que a otimização do consumo e da produção de energia elétrica pode traduzir-se numa redução significativa dos custos operacionais da instituição.

3.1. Requisitos do projeto

O requisito para a implementação do sistema de autoconsumo coletivo no IPL resulta da conjugação entre requisitos estratégicos, condicionantes técnicas e o enquadramento legal.

3.1.1. Requisitos estratégicos

- Prioridade para coberturas dos edifícios, aproveitando superfícies já existentes, sem comprometer áreas úteis, garantindo ligação elétrica direta e valorizando as infraestruturas.
- Segunda opção em estruturas de estacionamento (*carparks*), que permitem a instalação de painéis solares e oferecem valor adicional com zonas sombreadas para viaturas.
- Última alternativa em espaços verdes ou áreas livres, apenas quando as opções anteriores forem insuficientes, devido ao impacto na paisagem e na utilização dos espaços exteriores.
- Para dimensionamento a utilização dos dados de consumo referentes ao ano de 2023.
- Não utilizar o excedente para venda no mercado de energia.

3.1.2. Requisitos técnicos

- Compatibilidade estrutural das coberturas e suportes.
- Orientação e inclinação adequadas para maximização da produção solar.
- Análise e minimização de sombreamentos.
- Proximidade dos pontos de ligação elétrica e avaliação da capacidade da rede

interna.

- Segurança, acessibilidade e condições para manutenção.

3.1.3. Requisitos legais

Os edifícios participantes na comunidade de autoconsumo devem situar-se dentro da distância máxima permitida:

Em Baixa Tensão (BT): até 2 km.

Em Média Tensão (MT): até 4 km.

Em MT as UPAC e UI devem estar ligados à mesma subestação.

Na Tabela 3.1 estão representados os intervenientes na ACC de Leiria.

Tabela 3.1 - Tipo de instalação na ACC de Leiria.

Estabelecimento de ensino	Tipo de instalação
Edifício sede - Residências	MT
Campus 1 - ESECS	BTE
Campus 2 - ESTG	MT

Na Figura 3.1 estão representados os limites das proximidades na ACC de Leiria. Podemos verificar que os intervenientes da ACC de Leiria estão dentro da proximidade regulamentada e ligadas na mesma rede da subestação dos Parceiros. Desta forma a partilha de energia entre os intervenientes está dentro dos requisitos legais impostos.

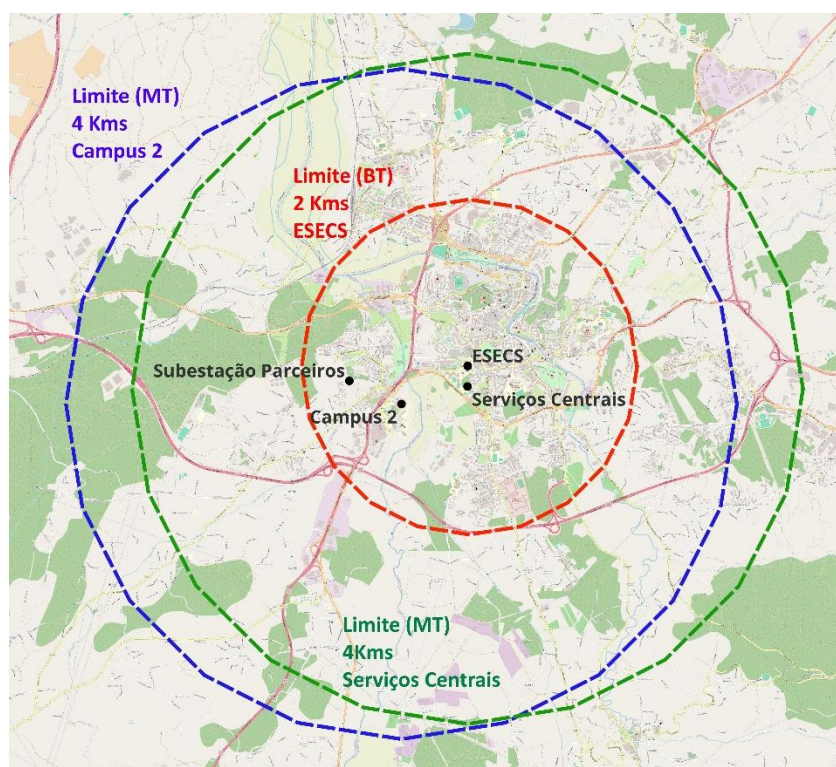


Figura 3.1 - Limites de proximidade ACC de Leiria.

O ACC de Peniche é composto pelos membros constantes na Tabela 3.2:

Tabela 3.2 - Tipo de instalação na ACC de Peniche.

Estabelecimento de ensino	Tipo de instalação
Campus 4 - ESTM	MT
Edifício Cetemares	MT
Campus 4 - Residências	BTE

Na Figura 3.2 estão representados os limites das proximidades para a ACC Peniche. podemos verificar que os intervenientes da ACC de Peniche estão dentro da proximidade regulamentada e ligadas na mesma rede da subestação da Atouguia. Desta forma a partilha de energia entre os intervenientes está dentro dos requisitos legais impostos.

Adicionalmente verificou-se que o campus 5 em Leiria, está ligado à RESP na subestação dos Andrinos, sendo que não é permitido a ligação de membros de uma comunidade em subestações diferentes, o mesmo será analisado para a instalação de um SFV isoladamente.

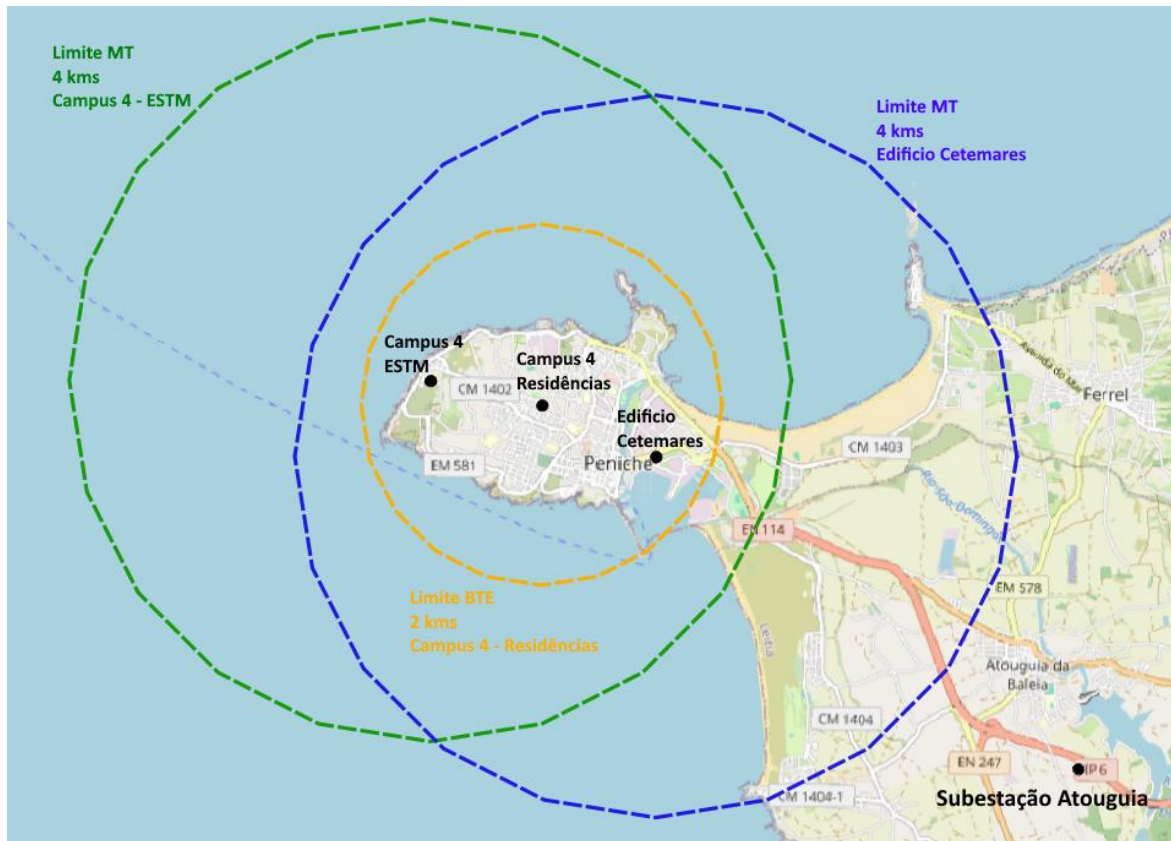


Figura 3.2 - Limites de proximidade ACC de Peniche.

3.2. Análise de consumos com recurso ao software SAM

Para efetuar uma análise aos consumos em cada Campus pertencente ao IPL, foi introduzido no software SAM, os valores das leituras por CPE. Estas leituras são geradas em cada 15 minutos pelo contador instalado pelo fornecedor de energia e registados na plataforma da E-Redes durante todos os dias do ano. Estas leituras são referentes ao ano de 2023 sendo este um ano comum, não bissexto, o que origina uma tabela de dados com 35 040 leituras (365 dias x 24 horas x 4 frações de 15 minutos), que após o tratamento informático destes registos (assegurar que os intervalos horários estão coerentes e sequenciais, e os valores têm uma formatação correta como data e hora da passagem de horário de verão/inverno) são gravados num ficheiro “.csv” (dados delimitados por virgula).

Para que os cálculos efetuados pelo software SAM sejam específicos para um local, teremos de selecionar uma biblioteca solar do separador “Location and Resource”. Esta biblioteca é fornecida pelo software com base nos dados climáticos do NSRDB (National Solar Radiation Database) da NREL (National Renewable Energy Laboratory) e tem disponível os dados de radiação solar de vários anos em intervalos de 15, 30 e 60 minutos. Para o

presente caso de estudo foi selecionada a biblioteca de Leiria referente ao ano de 2021, em intervalos de 15 minutos para ser coerente com o perfil de leituras em análise, Figura 3.3.

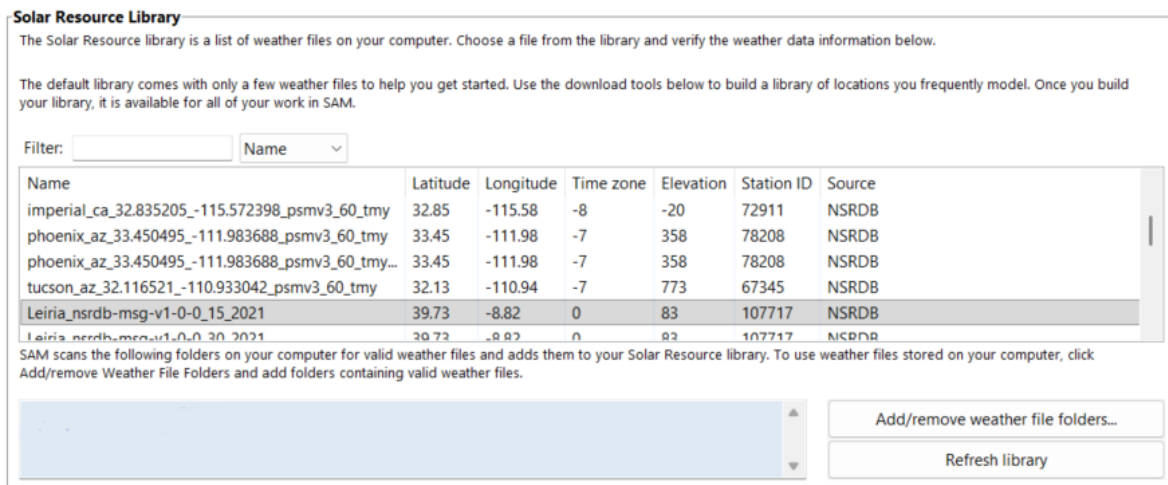


Figura 3.3 - Seleção da biblioteca de radiação solar (SAM).

Os dados são introduzidos no separador “Electric Load” do SAM; a configuração do “Time step” é alterada para 15 minutos e os dados são copiados para o “data array”, Figura 3.4.

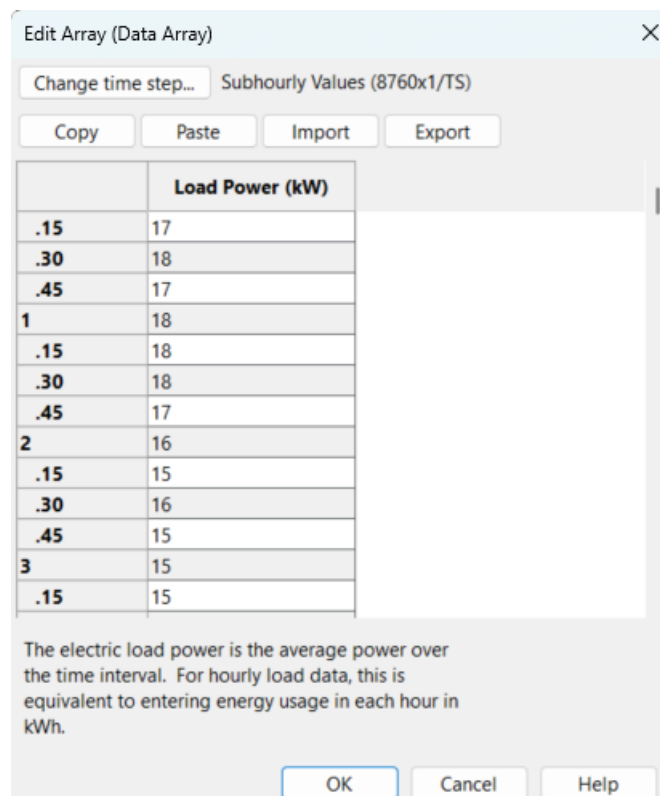


Figura 3.4 - Introdução de leituras de 15 minutos no SAM.

O software SAM organiza os dados e apresenta um resumo mensal e anual dos consumos, bem como os valores máximos ou de “pico”. O valor máximo vai servir de base para as

simulações que irão permitir selecionar o *setup* ideal para o sistema de autoconsumo fotovoltaico, Figura 3.5.

Monthly Load Summary

These monthly and annual values are calculated from the hourly or subhourly load profile and shown here for reference.

	Energy (kWh)	Peak (kW)
Jan	169,546.75	482.00
Feb	146,828.25	462.00
Mar	172,636.75	495.00
Apr	138,684.00	432.00
May	156,992.25	406.00
Jun	144,884.50	374.00
Jul	150,467.50	339.00
Aug	133,379.50	337.00
Sep	171,501.25	499.00
Oct	192,270.75	521.00
Nov	194,618.75	547.00
Dec	178,863.75	576.00
Annual	1,950,674.00	576.00

Figura 3.5 - Exemplo de resumo de dados referentes ao Campus 2 - ESTG (SAM).

Para a configuração do módulo fotovoltaico, no separador “Module” podemos selecionar o módulo apropriado, como mostra a Figura 3.6.

Filter: 72S20 Name

Name	Manufacturer	Technology	Bifacial	STC	PTC	A_c	Length	Width	N_s	I_sc_ref	V_oc_ref	I_mp_ref	V_mp_ref	alpha_sc	beta_oc	T_NO
JA Solar JAM72S20-440...	JA Solar	Mono-c-Si	0	440.084	412.2	2.17	72	11.28	49.4	10.76	40.9	0.003948	-0.13091	44.6		
JA Solar JAM72S20-445...	JA Solar	Mono-c-Si	0	444.96	417	2.17	72	11.32	49.6	10.8	41.2	0.003962	-0.13144	44.6		
JA Solar JAM72S20-450...	JA Solar	Mono-c-Si	0	449.86	421.8	2.17	72	11.36	49.7	10.84	41.5	0.003976	-0.131705	44.6		
JA Solar JAM72S20-455...	JA Solar	Mono-c-Si	0	454.784	426.7	2.17	72	11.41	49.9	10.88	41.8	0.0039935	-0.132235	44.6		
JA Solar JAM72S20-460...	JA Solar	Mono-c-Si	0	459.732	431.5	2.17	72	11.45	50	10.92	42.1	0.0040075	-0.1325	44.6		
JA Solar JAM78D30-59...	JA Solar	Mono-c-Si	1	590.016	553.2	2.72	78	13.93	53.3	13.17	44.8	0.0048755	-0.131651	44.9		

Module Characteristics at Reference Conditions

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m², Cell temp = 25 C

JA Solar JAM72S20-455/MR

Nominal efficiency	20.96 %	Temperature coefficients	
Maximum power (Pmp)	454.784 Wdc	-0.335 %/°C	-1.524 W/°C
Max power voltage (Vmp)	41.8 Vdc		
Max power current (Imp)	10.9 Adc		
Open circuit voltage (Voc)	49.9 Vdc	-0.265 %/°C	-0.132 V/°C
Short circuit current (Isc)	11.4 Adc	0.035 %/°C	0.004 A/°C

Bifacial

Module is bifacial

Transmission fraction	0.013	0-1
Bifaciality	0.7	0-1
Ground clearance height	1	m

Material **Mono-c-Si** Number of cells **72**

Figura 3.6 - Janela de seleção de módulo fotovoltaico (SAM).

No separador “Inverter” selecionou-se um inversor que possa suportar a potência que o sistema irá gerar, como mostra a Figura 3.7.

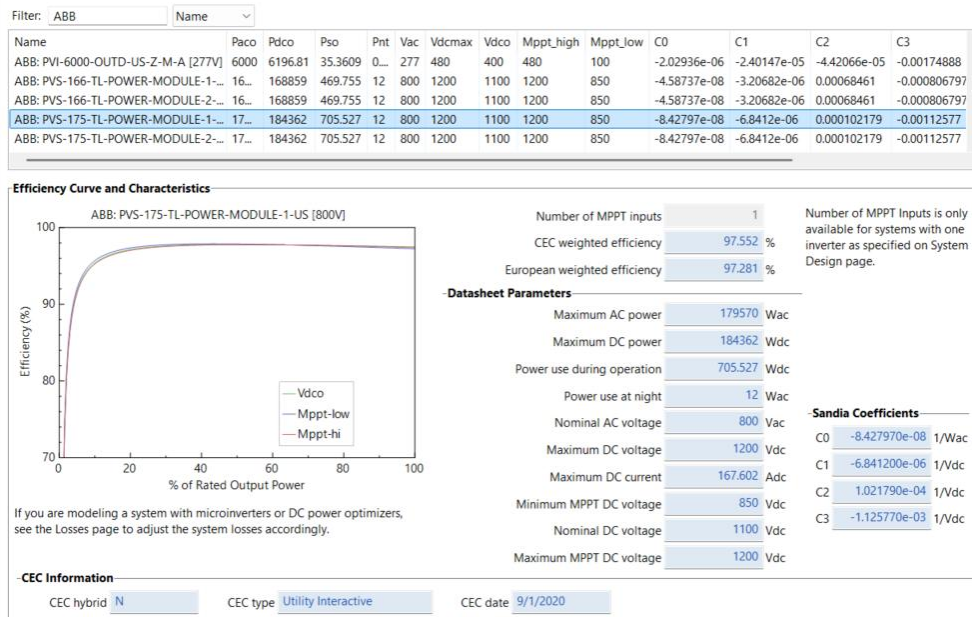


Figura 3.7 - Janela de seleção de inversor (SAM).

No separador “System Design” configurou-se o número de inversores, as “strings” ou “subarrays” de módulos fotovoltaicos, o tipo de fixação, a inclinação e o azimute, conforme representado na Figura 3.8.

AC Sizing

Number of inverters:
 DC to AC ratio:

Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.

Estimate Subarray 1 configuration

Sizing Summary

Nameplate DC capacity	319.258 kWdc	Number of modules	702
Total AC capacity	359.140 kWac	Number of strings	27
Total inverter DC capacity	368.724 kWdc	Total module area	1,523.340 m ²

System and subarray capacity and voltage ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="26"/>	<input type="text" value="26"/>	<input type="text" value="26"/>	<input type="text" value="26"/>
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="6"/>	<input type="text" value="7"/>	<input type="text" value="7"/>	<input type="text" value="7"/>
Number of modules in subarray	<input type="text" value="156"/>	<input type="text" value="182"/>	<input type="text" value="182"/>	<input type="text" value="182"/>
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="1,297.4"/>	<input type="text" value="1,297.4"/>	<input type="text" value="1,297.4"/>	<input type="text" value="1,297.4"/>
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="1,086.8"/>	<input type="text" value="1,086.8"/>	<input type="text" value="1,086.8"/>	<input type="text" value="1,086.8"/>

Multiple MPPT Inputs

Set MPPT inputs when Number of MPPT Inputs on the Inverter page is greater than 1.

Tracking & Orientation

Azimuth
N = 0
E = 90
S = 180
W = 270

Tilt
90° Vert.
0° Horiz.

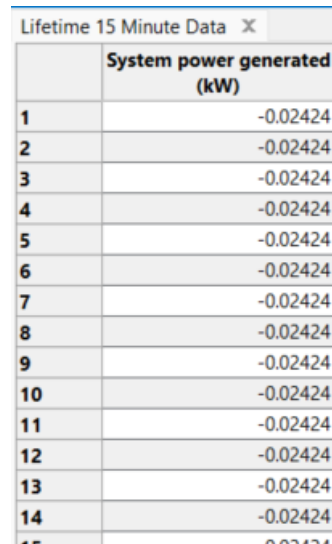
	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Tracking	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed
	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis
	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis
	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis
	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt
Tilt=latitude	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Tilt (deg)	<input type="text" value="33"/>	<input type="text" value="33"/>	<input type="text" value="33"/>	<input type="text" value="33"/>
Azimuth (deg)	<input type="text" value="180"/>	<input type="text" value="180"/>	<input type="text" value="180"/>	<input type="text" value="180"/>
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Terrain slope (deg)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Terrain azimuth (deg)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

Figura 3.8 - Janela de configuração do “layout” dos módulos fotovoltaicos.

O software SAM tem a possibilidade de configurar parâmetros financeiros, bem como os regimes de tarifas. No presente estudo esta análise será efetuada com recurso a um simulador construído no Microsoft Excel.

Após o software SAM processar a simulação, são gerados os dados de produção de energia do sistema fotovoltaico, intitulados de “System power generated” conforme representado na Figura 3.9.



	System power generated (kW)
1	-0.02424
2	-0.02424
3	-0.02424
4	-0.02424
5	-0.02424
6	-0.02424
7	-0.02424
8	-0.02424
9	-0.02424
10	-0.02424
11	-0.02424
12	-0.02424
13	-0.02424
14	-0.02424

Figura 3.9 - Tabela de dados “System power generated (kW)”.

Utilizaram estes dados de produção de energia para alimentar um simulador construído no Microsoft Excel, onde conseguimos relacionar o consumo de energia com a produção e verificar que excedente é gerado pelo sistema; esta simulação é abordada em mais detalhe na secção 3.3.

3.3. Análise de produção de energia

Para a análise dos dados de produção resultante das simulações do software SAM, foi utilizado um simulador construído no software Microsoft Excel. Este simulador é alimentado com os dados de consumo e de produção de energia, que após processar estes dados gera a percentagem de excedente de energia, sendo este o indicador usado para afinar o sistema de produção fotovoltaico.

O simulador calcula em cada intervalo de 15 minutos, o excedente de produção, a quantidade armazenada dependendo da capacidade da bateria instalada, as quantidades de energia consumida do armazenamento, da rede do operador de energia já com o consumo do sistema de armazenamento e também o consumo sem sistema de armazenamento, conforme representado na Figura 3.10.

1	Consumo kW	Produção kW	Diferença	Excedente	Armazena	Cons Armaz	Cons Rede c armaz	Cons Rede s armaz
50	114	5,46332	-108,53668	0	9	9	99,53668	108,53668
51	117	9,1321	-107,8679	0	0	0	107,8679	107,8679
52	115	84,3311	-30,6689	0	0	0	30,6689	30,6689
53	114	335,791	221,791	221,791	0	0	0	0
54	113	118,147	5,147	5,147	9	0	0	0
55	111	107,864	-3,136	0	9	3,136	0	3,136
56	111	323,558	212,558	212,558	5,864	0	0	0
57	111	305,118	194,118	194,118	9	0	0	0
58	109	297,387	188,387	188,387	9	0	0	0
59	110	286,69	176,69	176,69	9	0	0	0
60	110	274,287	164,287	164,287	9	0	0	0
61	111	259,903	148,903	148,903	9	0	0	0
62	109	243,272	134,272	134,272	9	0	0	0
63	110	224,121	114,121	114,121	9	0	0	0
64	109	204,211	95,211	95,211	9	0	0	0
65	109	23,297	-85,703	0	9	9	76,703	85,703
66	107	161,732	54,732	54,732	0	0	0	0
67	111	130,231	19,231	19,231	9	0	0	0
68	111	11,7909	-99,2091	0	9	9	90,2091	99,2091
69	111	2,7519	-108,2481	0	0	0	108,2481	108,2481
70	115	0,992727	-114,007273	0	0	0	114,007273	114,007273
71	122	-0,000505	-122,000505	0	0	0	122,000505	122,000505

Figura 3.10 - Colunas de dados do simulador em Microsoft Excel.

Após várias simulações, por exemplo para o Campus 2 - ESTG foram efetuadas simulações com sistemas de 320 kWp, 350 kWp, 380 kWp e 400 kWp, sendo que os excedentes correspondentes são de 11,5 %, 14,7 %, 16,9 % e 20,3 % respetivamente. Neste caso a abordagem foi de optar pelo sistema de 350 kWp e 14,7 %, conforme a Figura 3.11, para que a produção de excedente esteja dentro da janela dos 10 a 15 %, ou aproximado, e optar por um valor que possamos partilhar com as outras instituições dentro do autoconsumo coletivo (ACC).

Produção anual	67 2781,6 kWh/ano
Autoconsumo de energia s arm	573 615,3 kWh/ano
Excedente anual s armazena	99 166,3 kWh/ano
% do excedente à produção	14,7 %
Autoconsumo de energia c arm	574 581,4 kWh/ano
Máximo armazenamento usado	9,0 kWh
Excedente anual c armazena	98 200,2 kWh/ano
% do excedente à produção	14,6 %

Figura 3.11 - Quadro de resultados de simulação em Microsoft Excel.

Com este valor definido passamos para a fase de simulação com o software Helioscope, de forma a identificar áreas possíveis de instalação dos módulos solares e a configuração apropriada de forma a rentabilizar a produção de energia.

3.4. Simulação de instalação e produção com o software Helioscope

Definido o valor de potência a ser instalado com recurso ao software Helioscope por forma a simular a instalação dos módulos fotovoltaicos nas áreas disponíveis das infraestruturas existentes. São utilizadas imagens de satélite da zona a instalar os módulos para definir as zonas de instalação dos mesmos. O software permite desenhar um limite dessa zona e gera uma camada de sobreposição onde organiza os módulos de uma forma preliminar. É possível adicionar módulos fotovoltaicos numa determinada área, ou em áreas separadas para melhor organização dos grupos dos mesmos, como mostra a Figura 3.12.

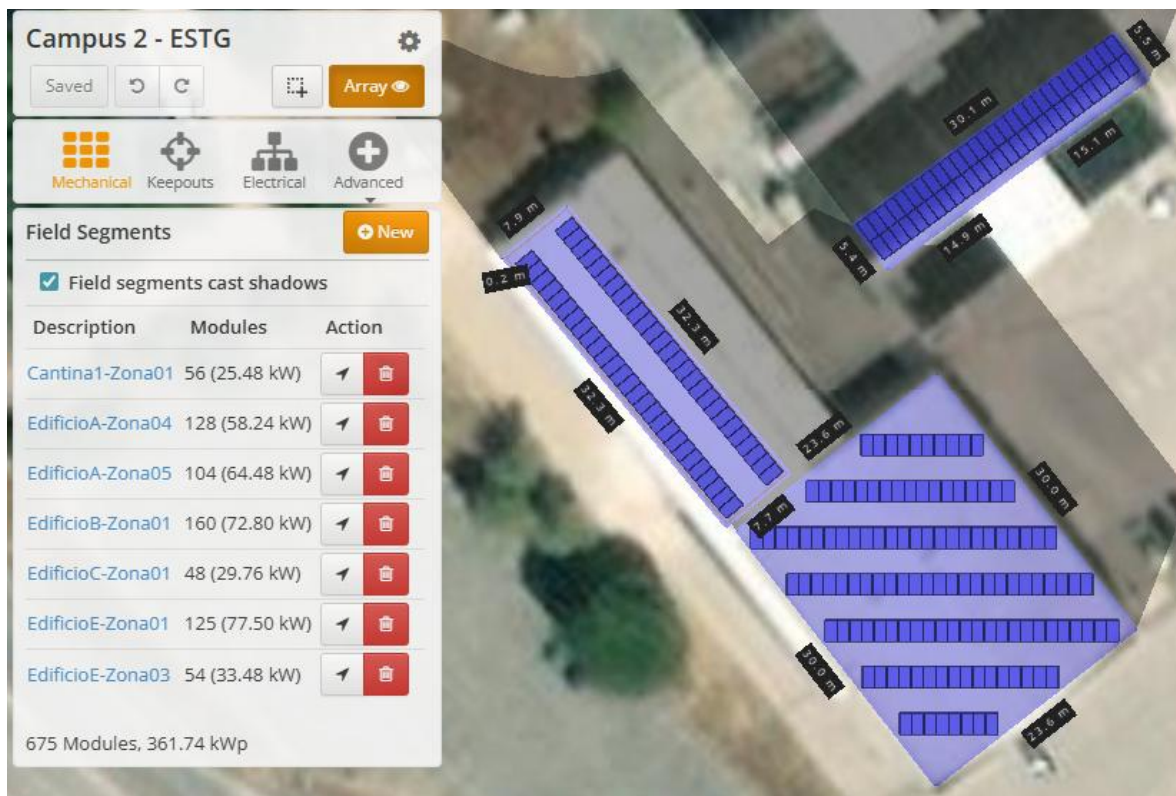


Figura 3.12 - Organização de zonas de módulos fotovoltaicos.

Na Figura 3.12 é possível verificar, para o Campus 2 - ESTG a título de exemplo, que as várias zonas que integram o sistema de produção de energia fotovoltaica totalizam 675 módulos e geram uma potência de 361,74 kWp, sendo aproximado aos 350 kWp pretendidos após a simulação anteriormente feita no software SAM.

As zonas de produção podem ser configuradas conforme mostra a Figura 3.13, onde selecionamos qual o modelo de módulo utilizado, neste caso um JA Solar JAM66D45 620 Wp. Os módulos estão fixos num suporte não móvel e posicionados na vertical, com uma inclinação de 33° e a 6 metros de altura (altura do edifício); a orientação

dos mesmos está definida como 180° ou seja virado a sul e cada fileira de módulos tem um distanciamento entre si de 2,3 metros para diminuir as perdas por sombreamento.



Figura 3.13 - Janela de configuração das zonas de módulos fotovoltaicos.

Após definidas e configuradas as áreas de instalação dos módulos fotovoltaicos, o software permite efetuar uma análise de sombreamento o que permite melhorar a eficiência de produção através da alteração dos parâmetros de disposição dos mesmos, conforme mostra a Figura 3.14.

Finalizada a otimização da disposição dos módulos fotovoltaicos, passamos para a configuração do inversor. Para tal agruparam-se as zonas de produção, como representado na Figura 3.15, onde a capacidade de produção define a potência a suportar pelo inversor. No caso apresentado na Figura 3.15 existem quatro zonas de produção, em que o edifício A, B e E possuem uma potência que ronda os 100 kWp e o “Edifício C + Cantina” com uma potência de cerca de 50 kWp o que ronda os 361,74 kWp.

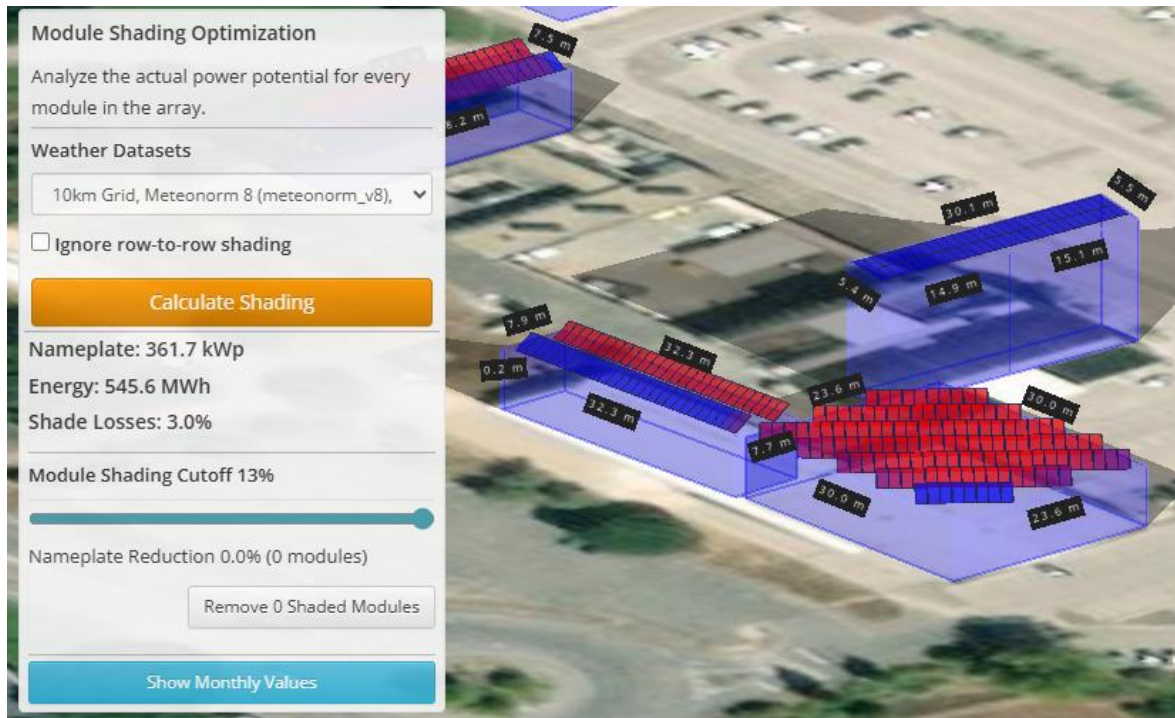


Figura 3.14 - Janela de cálculo de sombreamento no software Helioscope.

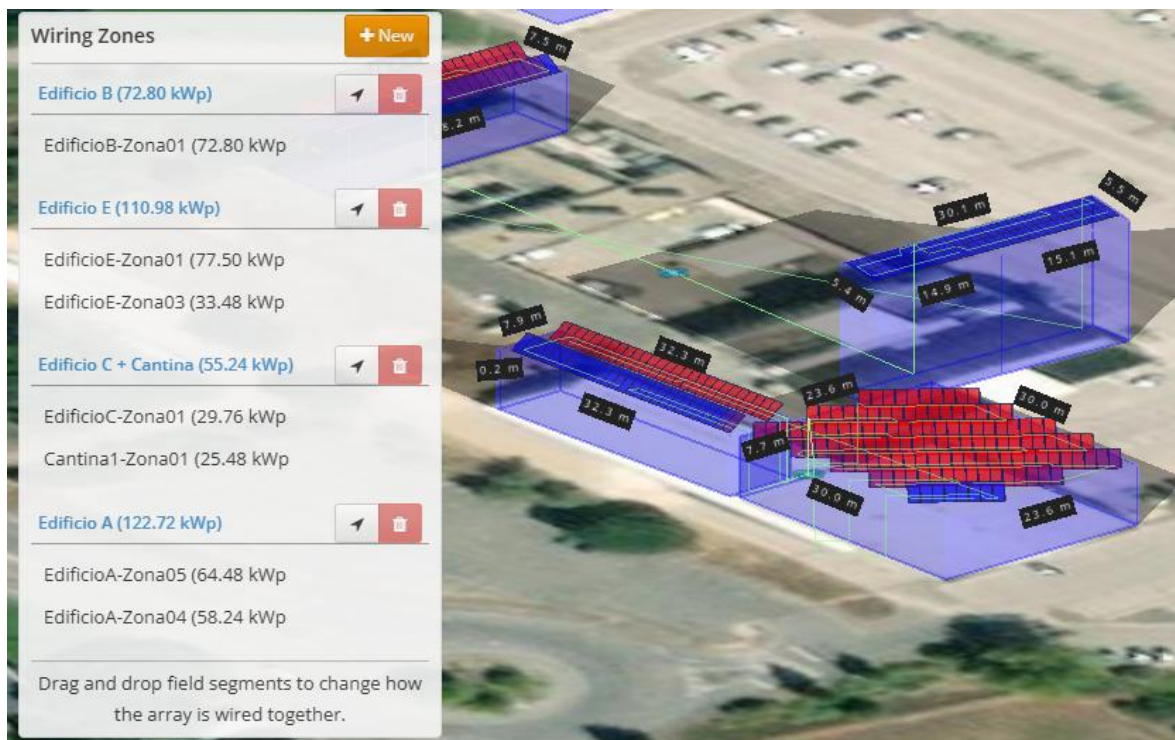


Figura 3.15 - Janela de grupos de produção de energia no software Helioscope.

Na Figura 3.16 podemos confirmar a seleção do inversor para cada zona de produção, a potência gerada e o rácio DC/AC.

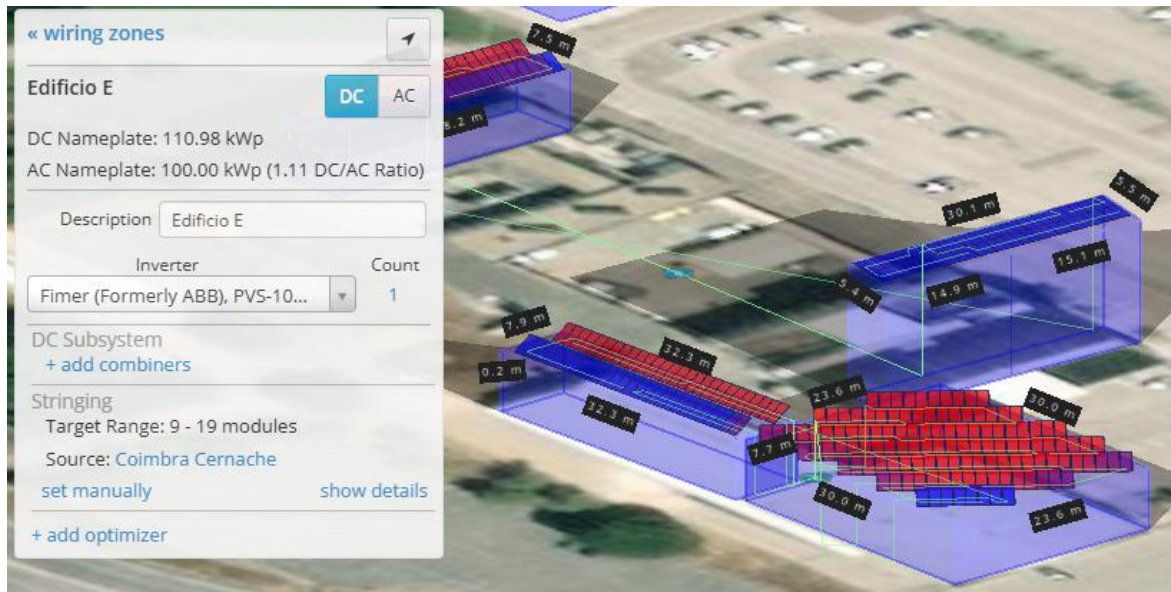


Figura 3.16 - Janela de configuração do inversor no software Helioscope.

Finalizadas as configurações necessárias o software permite simular a produção de energia do sistema fotovoltaico e permite a exportação de um ficheiro de dados, com intervalos de tempo de 60 minutos. Além dos dados de produção, o software também gera o esquema unifilar da instalação elétrica, bem como o relatório de produção e sombreamento.

3.5. Equipamentos utilizados

No decorrer do dimensionamento dos SFV, seleccionaram-se os equipamentos a instalar de forma a que os sistemas funcionem da maneira mais eficiente; estes foram escolhidos tendo em conta alguns critérios:

- Manter os equipamentos dentro da mesma marca, o que facilita o dimensionamento, torna a procura de orçamentos mais fácil e a aquisição por grosso pode ser negociada tendo em conta a quantidade. Além desse fator, na vertente dos inversores, como atualmente estes equipamentos possuem sistemas de monitorização, podem estar todos integrados num mesmo software, o que facilita a gestão do sistema a nível global;
- Os equipamentos devem ser comercializados em território nacional, indo possivelmente até ao mercado ibérico, de forma a minimizar o custo de transporte, os prazos de entrega e também nas possíveis reclamações ou pedidos de garantia;
- Facilitar também o enquadramento da manutenção destes equipamentos nos cadernos de encargos nas centrais de compras, visto que os mesmos maioritariamente não incluem custos de reposição, apenas manutenção e limpeza dos equipamentos.

Os *datasheets* dos equipamentos podem ser consultados no anexo A deste documento.

3.5.1. Módulos solares fotovoltaicos

Os módulos solares escolhidos são da marca JA Solar. Foram utilizados dois tipos de módulo fotovoltaico conforme o tipo de instalação:

- Instalação com suporte inclinado, foi utilizado o modelo JAM66D45 LB n-type bifacial de 620 Wp que permite produzir energia também pela face traseira, o que aumenta a produção em ambientes com elevada refletividade, possui tecnologia TOPCon, que utiliza uma fina camada de óxido e uma camada de silício policristalino que reduz as perdas por degradação induzida pela luz (LID - *Light Induced Degradation*) que é a perda inicial de desempenho que ocorre nos módulos fotovoltaicos quando são expostos à luz solar nas primeiras horas ou dias de operação, devido a defeitos no silício que reduzem temporariamente a eficiência. Tem vidro duplo que permite uma maior resistência mecânica e proteção contra condições ambientais adversas e um desempenho bastante estável em climas quentes;
- Instalação coplanar é utilizado o modelo JAM72S20, representado na Figura 3.17, monocristalino de uma face de 455 Wp, com tecnologia *half-cell*, que consiste em dividir cada célula solar ao meio, criando duas “meias-células” com menor resistência interna e desempenho melhorado em condições de sombreamento parcial e maior fiabilidade, células *Passivated Emitter and Rear Cell* (PERC) monocristalinas de silício que incluem uma camada de passivação na parte traseira da célula, que reduz perdas de energia e melhora a eficiência, com um bom desempenho em baixa luminosidade.



Figura 3.17 - Módulo solar fotovoltaico JA Solar JAM72S20 de 455Wp [73].

Na Tabela 3.3 podemos verificar as especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos escolhidos, e comparar os valores tendo em conta a sua aplicação.

Tabela 3.3 - Especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos JA Solar, valores *Standard Test Conditions* (STC).

Dados técnicos	JAM72S20 455 Wp	JAM66D45 620 Wp
Potência	455 Wp	620 Wp
Eficiência	20,5 %	13,3 %
Corrente curto-circuito ISC (<i>Short-Circuit Current</i>)	9,29 A	16,13 A
Tensão de circuito aberto VOC (<i>Open-Circuit Voltage</i>)	49,85 V	48,50 V
Corrente à máxima potência IMP (<i>Current at Maximum Power</i>)	8,72 A	15,42 A
Tensão à máxima potência VMP (<i>Voltage at Maximum Power</i>)	41,82 V	40,21 V

Dados técnicos	JAM72S20 455 Wp	JAM66D45 620 Wp
Coeficiente de temperatura VOC	- 0,272 % /°C	- 0,250 % /°C
Coeficiente temperatura ISC	+ 0,044 % /°C	+ 0,045 % /°C
Coeficiente temperatura à Potência Máxima (P _{MAX})	- 0,350 % /°C	- 0,290 % /°C
Faixa de temperatura operacional	- 40 °C ~ + 85 °C	- 40 °C ~ + 85 °C
Peso	24,5 kg +/- 3 %	33,1 kg
Dimensões	2 112 x 1 052 x 35 mm	2 382 x 1 134 x 30 mm

3.5.2. Inversor

A marca de inversores escolhida foi a Fimer (ABB), devido à sua fiabilidade e eficiência que se situa tipicamente em torno dos 97 %, bem como a possibilidade de utilização do software para a gestão de todos os módulos globalmente e conectividade avançada, são também escaláveis e o sistema tem uma flexibilidade melhorada, na Figura 3.18 é apresentada a imagem de um inversor.



Figura 3.18 - Inversor Fimer (ABB) PVS-50-TL-SX de 50 kW [74].

Os inversores foram escolhidos de forma a gerir a produção de cada conjunto de módulos enquadrado na respetiva potência gerada e tendo em conta o rácio DC/AC entre 1,1 e 1,3.

Na Tabela 3.4 podemos verificar as especificações técnicas dos inversores utilizados nas simulações.

Tabela 3.4 - Especificações técnicas dos inversores Fimer (ABB), valores STC.

	UNO-5.0-TL	TRIO 27.6-TL	PVS-50-TL	PVS-100-TL
Potência Máx. em Corrente Contínua (CC)	5 150 W _{DC}	28 600 W _{DC}	52 000 W _{DC}	102 000 W _{DC}
Eficiência Max.	97,4 %	98,2 %	98,3 %	98,4 %
Tensão Máx. Entrada CC	600 V	1000 V	1000 V	1000 V
Interv. tensão operação	90 V ~ 580 V	430 V ~ 1000 V	300 V ~ 1 000 V	360 V ~ 1 000 V
Faixa tensão MPPT total	90 V ~ 580 V	430 V ~ 1000 V	480 V ~ 1 000 V	480 V ~ 850 V
Corrente Máx. entrada MPPT	38 A	64 A	36 A	36 A
Corrente Máx. Curto-circuito p/ MPPT	22,0 A	40 A	55 A	50 A
Nº MPPT / <i>String</i>	2	2	3	6
Potência Máx. saída em Corrente Alternada (CA)	5,0 kWp	27,6 kWp	50,0 kWp	100,0 kWp
Corrente Máx. saída em CA	22 A	45 A	80 A	145 A
Peso	15 kg	65 kg	70 kg	70 kg
Dimensões [mm]	553x418x175	1 061x702x292	750x1 100x261	869x1 086x419
Classe Proteção	IP65	IP65	IP65	IP66

3.5.3. Baterias

As baterias escolhidas para as simulações são da marca BasenGreen, que produz baterias de Lítio Fosfato de Ferro LiFePO_4 para armazenamento de energia aplicáveis aos setores residencial e industrial, como mostra a Figura 3.19.



Figura 3.19 - Bateria BasenGreen LiFePO_4 de 51,2V, 600Ah e 30kWh [75].

As baterias foram utilizadas nas simulações de forma a garantir, onde for possível um ciclo completo diário.

Foram feitas as simulações com duas baterias cujos dados técnicos estão mencionados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Especificações técnicas das baterias Basengreen.

	BR-WM-LV 10 kWh	BR-PC-LV 30 kWh
Capacidade Armazenamento	10 kW	30 kW
Capacidade padrão (STD)	200 Ah / 51,2 V	600 Ah / 51,2 V
Corrente contínua entrada (Carga)	100 A	200 A
Corrente contínua de saída (descarga)	100 A	200 A

	BR-WM-LV 10 kWh	BR-PC-LV 30 kWh
Voltagem nominal de carga	58,4 V	58,4 V
Tensão da Bateria	51,2 V	51,2 V
Faixa de temperatura operacional	-20°C ~ 60°C	-20°C ~ 60°C
Faixa de temperatura operacional recomendada	15°C ~ 30°C	15°C ~ 30°C
Coeficiente de auto descarga	~ 3 % / mês a 25°C	~ 3 % / mês a 25°C
Ciclos máximos de vida útil	>= 6 000 ~ 80 % DoD (<i>Depth Of Discharge</i>)	>= 10 000 ~ 80 % DoD
Profundidade de descarga	95 %	95 %
Peso	97 kg	214 kg
Dimensões	630x510x245	800x430x610

3.6. Orçamento do SFV

O orçamento da aquisição dos componentes e mão de obra estimados estão descritos nos relatórios de cada SFV que consta nos anexos deste documento. Os valores globais da estimativa de custo com IVA, podem ser verificados na Tabela 3.6. Estes custos representam o total do investimento a realizar pelo IPL, que totaliza 368 850,29 €.

Tabela 3.6 - Quadro resumo de valores de orçamento

Estabelecimento	Custo
Campus 1 - ESECS	40 620,45 €
Serviços Centrais e SAS	57 946,23 €
Campus 2 - ESTG	179 357,69 €
Campus 4 - ESTM	62 903,16 €

Estabelecimento	Custo
Edifício Cetemares	16 215,49 €
Campus 4 - Residências	4 085,08 €
Campus 5	7 722,19 €
Total	368 850,29 €

3.7. Análise de dados final e resumo financeiro

Concluída a simulação do software Helioscope e com os novos dados de produção, utilizamos o simulador de produção do Microsoft Excel, e conseguimos verificar qual a produção anual, o excedente e qual a quantidade que conseguimos armazenar. O simulador também possui configurado o cálculo de vários valores de poupança, pela utilização do sistema de produção fotovoltaico, a utilização de armazenamento, a venda de excedente ou a combinação da venda de excedente com armazenamento, conforme se pode verificar na Figura 3.20.

Produção anual de energia	18 355,73	kWh/ano
Autoconsumo de energia sem armazenamento	16 596,38	kWh/ano
Excedente de energia anual sem armazenamento	1 759,36	kWh/ano
% de excedente à produção	9,58	%
Autoconsumo de energia com armazenamento	18 335,13	kWh/ano
Máximo armazenamento usado	29,17	kWh
Excedente anual com armazenamento	20,60	kWh/ano
% do excedente à produção com armazenamento	0,11	%
Consumo da rede sem sistema PV	61 646,25	kWh/ano
Consumo da rede com sistema PV e sem armazenamento	45 049,87	kWh/ano
Consumo rede com sistema PV e com armazenamento	43 345,89	kWh/ano
Custo da energia sem sistema PV	12 945,71	€/ano
Custo de energia com sistema PV e sem armazenamento	9 460,47	€/ano
Custo de energia com sistema PV e armazenamento	9 102,64	€/ano
Receita de venda de excedente sem armazenamento	70,37	€/ano
Receita de venda de excedente com armazenamento	0,82	€/ano
Poupança com sistema PV sem venda excedente	3 485,24	€/ano
Poupança com sistema PV e com armazenamento, sem venda de excedente	3 843,08	€/ano
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	3 555,61	€/ano
Poupança com sistema PV com armazenamento e com venda de excedente	3 843,90	€/ano
Preço de custo do sistema PV	7 722,19	€
Custo da bateria	2 626,60	€
Preço de custo do sistema PV com armazenamento	10 348,79	€

Figura 3.20 - Quadro resumo do simulador de produção em Microsoft Excel.

O simulador adicionalmente calcula alguns dados de carácter financeiro, de apoio à decisão, por forma a validar a vantagem e rentabilidade na implementação de um sistema de produção fotovoltaico. Na Figura 3.21 foi calculado o tempo de retorno do investimento, ou “payback”, que permite identificar o tempo necessário para que a poupança gerada pelo

sistema fotovoltaico consiga liquidar o valor do investimento inicial para aquisição e instalação do mesmo.

Análise de <i>payback</i> do sistema PV		
Payback sistema PV	2,55	anos
Payback sistema PV com armazenamento e sem venda de excedente	3,78	anos
Payback sistema PV e com venda de excedente	2,50	anos
Payback sistema PV, com armazenamento e com venda de excedente	3,78	anos

Figura 3.21 - Quadro resumo de análise de *payback* do sistema fotovoltaico.

O LCOE (*Levelized Cost Of Energy*), custo nivelado de energia também é calculado pelo simulador nas várias configurações analisadas, como mostra a Figura 3.22.

Análise ao custo da energia produzida		
Custo da energia sem armazenamento	0,024	€/kWh
Custo da energia com armazenamento	0,032	€/kWh
Custo da energia autoconsumida sem armazenamento	0,026	€/kWh
Custo da energia autoconsumida com armazenamento	0,032	€/kWh

Figura 3.22 - Quadro resumo de análise ao custo da energia produzida.

São também calculados os indicadores de análise financeira valor líquido atual (VAL), que mede quanto vale hoje o fluxo de caixa futuro face a uma taxa de atualização, e o retorno sobre o investimento (ROI) que mede a rentabilidade dos ganhos face ao valor investido, conforme mostra a Figura 3.23.

Análise financeira simplificada		
Despesas de operação e manutenção (DOM)	0,005	
Preço de referência de energia (Rb)	0,21	€/kWh
Produção anual de energia (Ea)	18 355,73	kWh/ano
Tempo de vida útil (n)	30	anos
Taxa de atualização (a)	3	%
Coefficiente de atualização (Ka)	19,60	
Taxa de atualização (i)	0,05	
Sistema PV sem armazenamento		
Investimento total (It)	7 722,19	€
Receita líquida (RL)	3 816,09	€
Valor residual do equipamento (Vr)	386,11	€
Valor atual líquido (VAL)	66 915,85	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	9,71	

Figura 3.23 - Quadro resumo da análise financeira.

3.8. Simulador de autoconsumo coletivo

Para que se possa efetuar um estudo sobre as possíveis trocas de energia com base no excedente gerado pelos membros da comunidade de energia, foi utilizado um simulador em Microsoft Excel onde se configurou a prioridade de fluxo de excedente.

Essa prioridade assenta sobre o custo da energia adquirida ao operador da rede do fornecimento contratado, que se observou ser mais dispendioso nas tarifas aplicadas à baixa tensão especial (BTE), e à menor capacidade de gerar excedente o que demonstra que o sistema fotovoltaico instalado gera energia abaixo do esperado, por motivos de área ou outro que influencie a produção.

Desta forma optou-se por efetuar a distribuição de excedente de energia no autoconsumo coletivo de Leiria com a seguinte prioridade de consumo de excedente partilhado:

1. Campus 1 - ESECS;
2. Campus 2 - ESTG;
3. Serviços centrais e SAS.

Por sua vez no autoconsumo coletivo de Peniche optou-se pela seguinte prioridade de consumo de excedente partilhado:

1. Cetemares;
2. Campus 4 - ESTM;
3. Campus 4 - Residências.

Os dados são gerados no simulador como apresentado na Figura 3.24.

Data hora	Campus 1 BT (80 kW)		Campus 2 MT (350 kW)		Sede MT (110kW)		Cons Exced C1	Cons Exced C2	Cons Exced Se
	Produção	Consumo	Produção	Consumo	Produção	Consumo			
01/01/2023 01:00	0	17,5	0	125,25	0	47,5	0	0	0
01/01/2023 02:00	0	17,25	0	122,5	0	46	0	0	0
01/01/2023 03:00	0	15,25	0	124	0	45,25	0	0	0
01/01/2023 04:00	0	15	0	123,5	0	44,5	0	0	0
01/01/2023 05:00	0	15	0	124	0	45	0	0	0
01/01/2023 06:00	0	16,5	0	121,5	0	44	0	0	0
01/01/2023 07:00	0	16,75	0	121,75	0	45,25	0	0	0
01/01/2023 08:00	0	16,25	0	119	0	44,25	0	0	0
01/01/2023 09:00	0	14,25	0,92363226	107,75	0	42,25	0	0	0
01/01/2023 10:00	0,7563523	15,25	3,5646343	108,5	1,0919125	44	0	0	0
01/01/2023 11:00	16,086973	15,25	72,639984	110,25	28,424506	41,75	0	0	0,836973
01/01/2023 12:00	27,566408	15,25	92,64098	109,5	34,224344	41,75	0	4,790752	7,525656
01/01/2023 13:00	29,394967	15,25	106,514555	115	35,837367	44,25	0	5,732334	8,412633
01/01/2023 14:00	14,34933	15,25	66,572336	111,5	20,740748	46,75	0	0	0
01/01/2023 15:00	13,747474	15,5	62,930996	110	20,040428	46	0	0	0
01/01/2023 16:00	7,4326685	15	34,052062	109,25	10,435062	46,5	0	0	0
01/01/2023 17:00	2,4480762	15	12,127824	110	4,0124585	48,5	0	0	0
01/01/2023 18:00	0	17	0	121,75	0	49,5	0	0	0
01/01/2023 19:00	0	17,25	0	123,5	0	51,75	0	0	0
01/01/2023 20:00	0	18,25	0	126,5	0	50,5	0	0	0
01/01/2023 21:00	0	17,5	0	125,25	0	52,25	0	0	0
01/01/2023 22:00	0	17,5	0	126,25	0	53,25	0	0	0
01/01/2023 23:00	0	18	0	124,75	0	52	0	0	0
02/01/2023 00:00	0	17	0	124,75	0	50,25	0	0	0

Figura 3.24 - Simulador de autoconsumo coletivo.

3.9. Relatório de estudo por estabelecimento

Para apoio na tomada de decisão para a instalação do sistema fotovoltaico nos estabelecimentos de ensino do IPL, para cada posição foi efetuado um estudo com base na metodologia descrita na secção 1.3. Estes relatórios estão contidos neste documento, na secção de anexos, e possuem os dados e as características do sistema bem como os documentos gerados pelo software de simulação utilizado.

A organização dos dados neles contidos seguem o *layout* seguinte:

1. Diagrama de carga do consumo gerado pelo software SAM permite evidenciar a variação do consumo no tempo, o que torna possível identificar padrões de maior consumo, como por exemplo aumento em período de aulas, ou nas estações do ano verão e inverno.
2. Quadro resumo gerado pelo software SAM do consumo de energia por mês e anual, bem como o pico máximo de potência atingido mensalmente e anual.
3. “Production report” ou relatório de produção gerado pelo software Helioscope que permite verificar quais os resultados da produção dos sistemas fotovoltaicos implantados, as características dos equipamentos instalados, resumo de perdas e o *layout* instalado.
4. *Shading report* ou relatório de sombreamento gerado pelo software Helioscope, que identifica as perdas por sombreamento geradas pela disposição dos módulos fotovoltaicos.
5. Mapa de calor de produção de energia: este mapa tipicamente está disponível no software SAM, mas no método do estudo atual os dados validados para a produção de energia são gerados pelo software Helioscope, e este último não tem opção de gerar o mapa de calor. Foi utilizado um script na linguagem de programação Python, com recurso às bibliotecas Matplotlib e Pandas para gerar um mapa de calor com base nos dados de produção do software Helioscope. Este mapa permite avaliar a variação da produção de energia ao longo do ano durante as 24 horas do dia; podemos verificar os meses de maior produção bem como os períodos do dia onde a produção é maior, mais sobre a manhã ou de tarde.
6. Perfis mensais onde podemos visualizar o consumo, produção, excedente e consumo de excedente proveniente dos outros membros do ACC, o que permite avaliar os vários fluxos nas diferentes horas do dia e nos meses do ano. Estes gráficos de dispersão foram gerados com recurso ao Microsoft Excel com base nos dados de

produção e consumo, depois de introduzidos no simulador de produção e no simulador de autoconsumo coletivo.

7. O orçamento para a instalação dos sistemas de produção fotovoltaico foi efetuado através de consulta aos fornecedores de mercado nacional e europeu, localmente e através da internet.
8. Análise de produção e rentabilidade do sistema fotovoltaico, executado recorrendo ao simulador de produção onde está incluída a análise à produção, excedente, poupança total, período de *payback*, preço de energia produzida e uma pequena análise financeira com base no VAL e no ROI.
9. Esquema unifilar gerado pelo software Helioscope, onde consta o diagrama de ligações elétricas entre os componentes do sistema, bem como a lista dos equipamentos e necessidade de cabos elétricos.

Na Tabela 3.7, estão identificados os relatórios das simulações por estabelecimento e o anexo correspondente.

Tabela 3.7 - Quadro resumo de anexos por estabelecimento de ensino em estudo.

Relatório	Anexo
Campus 1 - ESECS	B
Serviços centrais SAS	C
Campus 2 - ESTG	D
Campus 4 - ESTM	F
Edifício Cetemares	G
Campus 4 - Residências	H
Campus 5	I

Esta página foi deixada em branco propositadamente

4. Análise de Resultados

Neste capítulo são analisados os resultados das simulações efetuadas nos estabelecimentos de ensino, cujos relatórios com os respetivos resultados estão na secção de anexos.

Será feita também uma análise à importância da orientação e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos na secção 4.3.

Na secção 4.4 e 4.8, serão abordados os resultados da partilha de energia entre estabelecimentos de ensino na respetiva comunidade de autoconsumo.

Os resultados de cada dimensionamento são suportados por uma tabela resumo de forma a apoiar a visualização dos valores.

Os valores de investimento e retorno do investimento são analisados para uma janela temporal de 30 anos, com uma taxa de atualização de 3 %; as despesas de operação e manutenção de 0,5 % do investimento inicial; o preço de referência de energia é o valor médio por kWh pago ao fornecedor de energia atual.

A performance do SFV é avaliada com base na percentagem de excedente, o que valida o seu dimensionamento e nos indicadores económicos VAL e ROI, bem como o LCOE e o período de *payback*, que permite avaliar a viabilidade do sistema.

O excedente de produção do SFV foi analisado por forma a estar compreendido entre 10 e 15 % como regra geral, ou um valor aproximado, e a ser consumido em três possíveis destinos, sendo eles a venda do excedente a um comercializador, o armazenamento em baterias e a partilha na comunidade de autoconsumo coletivo.

A venda do excedente a um comercializador de rede foi calculada apenas para efeitos do presente estudo, uma vez que o IPL, nos requisitos deste trabalho, não pretende a venda de excedente, suportado pela dificuldade de uma instituição de carácter público poder gerar lucros.

4.1. Análise relatório Campus 1 - ESECS

Após a simulação no Helioscope verificámos que o SFV tem um bom desempenho a nível de produção de energia, como mostra o mapa de calor apresentado na Figura 4.1.

Observando o mapa de calor da Figura 4.1 podemos notar que o pico diário está entre as 12 e as 14 horas com uma ligeira extensão para a tarde, efeito provocado por uma orientação ligeira dos módulos a Oeste, como pode ser visualizado no relatório de produção do Helioscope no Anexo A.

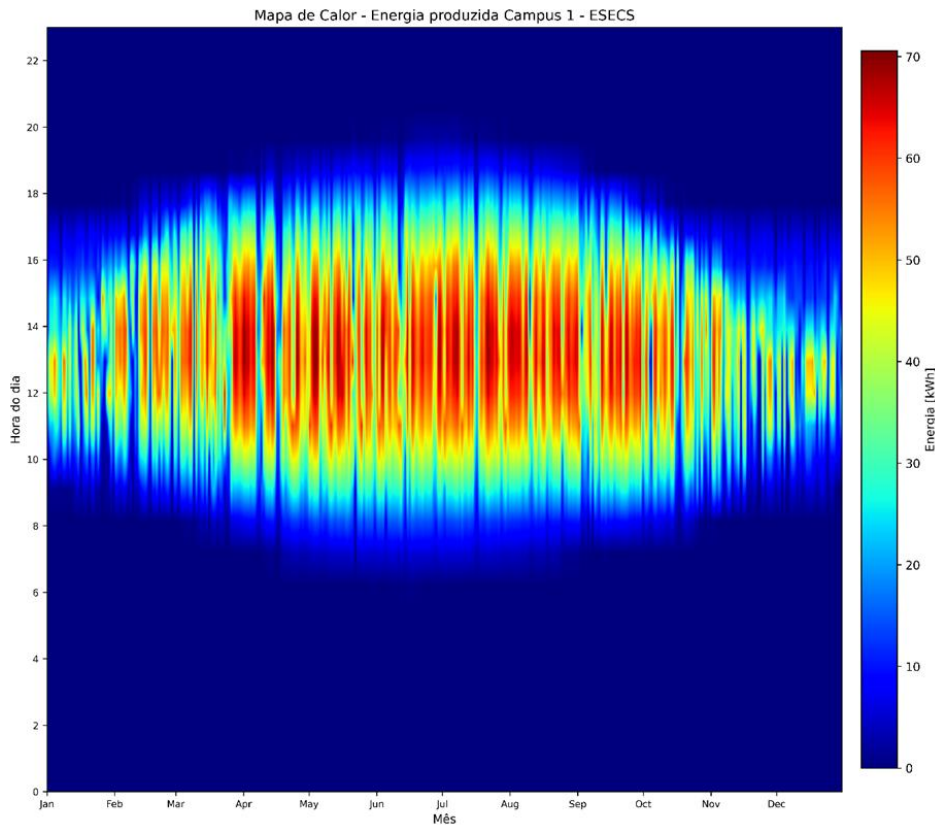


Figura 4.1 - Mapa de calor SFV Campus 1 - ESECS (Python e Matplotlib).

Com recurso a gráficos de dispersão, representados na Figura 4.2, podemos avaliar o desempenho mensal do SFV, através da análise da produção, excedente e consumo de excedente proveniente do ACC de Leiria, face ao consumo do estabelecimento. É notório o maior consumo na época de inverno onde o período escolar é mais ativo, e a conseqüente produção de excedente no verão em plenas férias letivas onde o consumo desce e a produção aumenta.

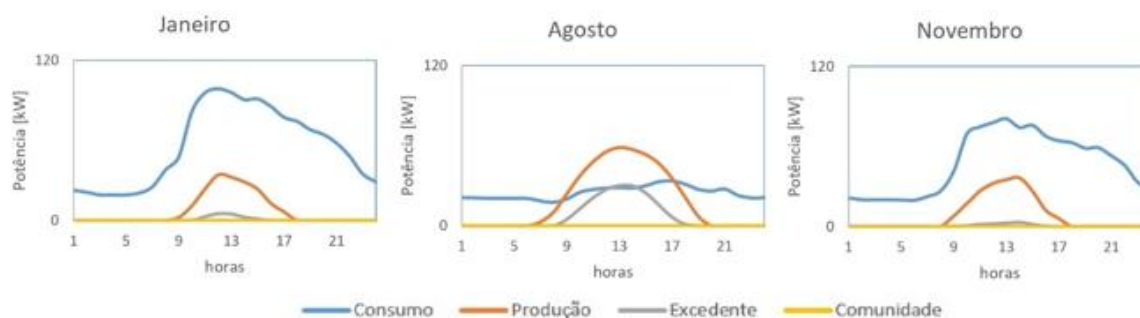


Figura 4.2 - Gráficos de consumo, produção e excedente do Campus 1 - ESECS.

Por forma a conseguirmos analisar o resultado da instalação do SFV no Campus 1 - ESECS, no relatório do Anexo A, podemos verificar os resultados resumidos na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Campus 1 - ESECS.

	Sem Armazenamento	Com Armazenamento
Potência do SFV	80 kWp	
Produção anual do SFV	122 899,71 kWh	
Autoconsumo de energia	103 432,29 kWh/ano	107 422,13 kWh/ano
Excedente de energia	19 467,41 kWh/ano	15 477,57 kWh/ano
Excedente	15,84 %	12,59 %
Investimento total no SFV	46 713,52 €	52 360,71 €
Payback do sistema	2,15 anos	2,32 anos
VAL	460 428,49 €	457 747,78 €
ROI	12,38	
Poupança total	607 022,11 €	627 085,45 €
LCOE	0,019 €	0,020 €

Este SFV irá produzir cerca de 16 % de excedente, originado pelos ajustes e otimização no *layout* dos módulos fotovoltaicos e área disponível, o que confirma um bom dimensionamento do mesmo, suportado pela diminuição de cerca de 28 % no consumo de energia da rede de distribuição.

A nível de rentabilidade do sistema, o VAL com um valor de 460 428,49 € demonstra que o projeto é altamente rentável, suportado com o valor do ROI de 12,38 do investimento inicial o que confirma um excelente retorno financeiro deste sistema.

O LCOE de 0,019 € mostra que este valor é cerca de 9 vezes mais barato que a tarifa de 0,21 € por cada kWh consumido ao fornecedor de energia atual, o que representa uma poupança total a 30 anos de 607 022,11 €, o que valida ainda mais o investimento neste SFV.

O SFV tem uma janela temporal de *payback* de 2,15 anos o que representa um tempo bastante diminuto para a amortização total do investimento.

A instalação de bateria aumenta o investimento inicial o que aumenta o valor de *payback* de 2,15 para 2,32 anos e encarece o LCOE em 0,001 €, em termos de variação do VAL a 30 anos origina cerca de 2 680 € de retorno. Além destes fatores o excedente de energia face ao número de dias do ano, bem como a sazonalidade do estabelecimento de ensino, que pode ser identificada no diagrama de carga presente no anexo B, não permite a realização de um ciclo diário de carga e descarga da bateria.

4.2. Análise relatório Serviços Centrais e SAS

Após a simulação no Helioscope verificamos que o SFV tem um bom desempenho a nível de produção de energia, como mostra o mapa de calor na Figura 4.3.

Com base no mapa de calor da Figura 4.3, podemos notar que o pico diário está entre as 11 e as 15 horas com uma ligeira extensão para a tarde, efeito em parte provocado pelo maior número de módulos solares estarem orientados a Oeste, como pode ser visualizado no relatório de produção do Helioscope no Anexo C.

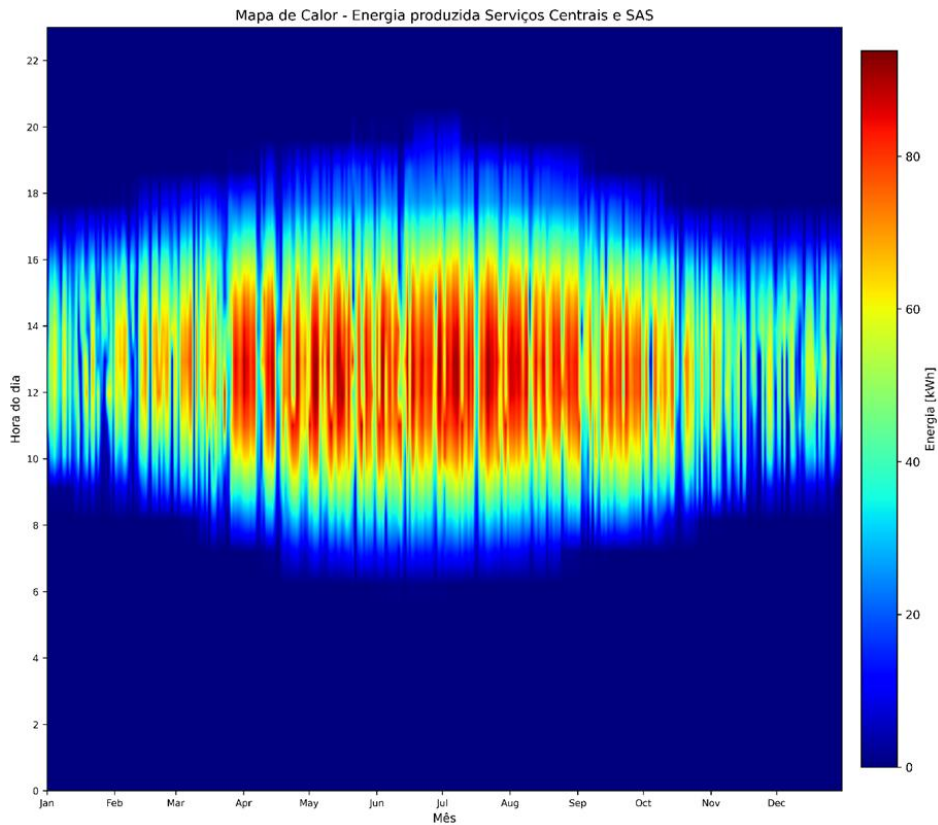


Figura 4.3 - Mapa de calor SFV dos Serviços centrais e SAS (Python e Matplotlib).

Com recurso a gráficos de dispersão, representados na Figura 4.4, podemos avaliar o desempenho mensal do SFV, através da análise da produção, excedente e consumo de excedente proveniente do ACC de Leiria, face ao consumo do estabelecimento. É notório o maior consumo na época de inverno onde o período escolar é mais ativo e onde o SFV produz uma menor quantidade de energia; a produção de excedente no verão em plenas férias letivas equilibra o consumo ainda existente por parte dos serviços centrais, uma vez que as residências estão na sua maioria desocupadas.

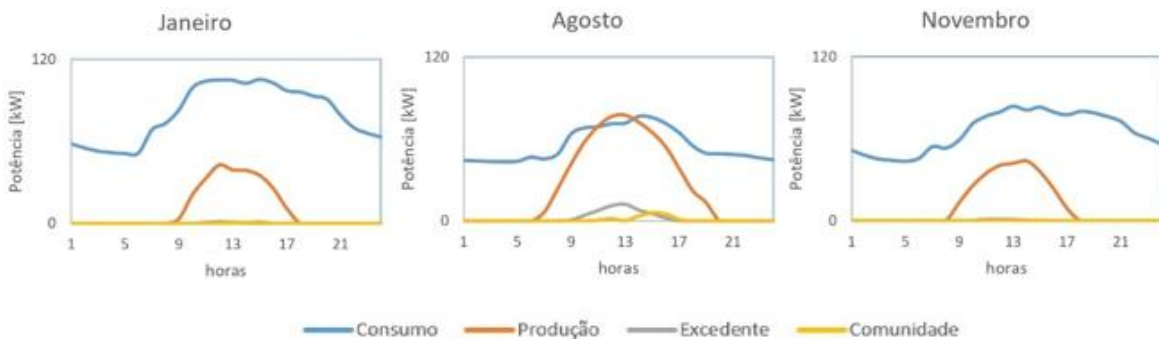


Figura 4.4 - Gráficos de consumo, produção e excedente dos Serviços centrais e SAS.

Por forma a conseguirmos analisar o resultado da instalação do SFV nos Serviços Centrais e SAS, no relatório do Anexo C podemos verificar os resultados resumidos na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Resumo de resultados de implementação do SFV nos Serviços Centrais e SAS.

	Sem Armazenamento	Com Armazenamento
Potência do SFV	110 kWp	
Produção anual do SFV	167 079,70 kWh	
Autoconsumo de energia	154 146,08 kWh/ano	157 741,89 kWh/ano
Excedente de energia	12 933,62 kWh/ano	9 337,82 kWh/ano
Excedente	7,74 %	5,59 %
Investimento total no SFV	66 638,16 €	72 285,35 €
<i>Payback</i> do sistema	2,28 anos	2,41 anos
VAL	557 400,08 €	554 719,37 €
ROI	10,66	
Poupança total	815 007,56 €	830 523,81 €
LCOE	0,019 €	0,020 €

Este SFV irá produzir cerca de 7,74 % de excedente, originado pelos ajustes e otimização no *layout* dos módulos fotovoltaicos e área disponível, o que confirma um bom dimensionamento do mesmo, suportado pela diminuição de cerca de 29 % no consumo da energia á rede de distribuição.

A nível de rentabilidade do sistema, o VAL com um valor de 557 400,08 € demonstra que o projeto é altamente rentável, suportado com o valor do ROI de 10,66 do investimento inicial o que confirma um excelente retorno financeiro deste sistema.

O LCOE de 0,019 € mostra que este valor é cerca de 10 vezes mais baixo que a tarifa de 0,19 € por cada kWh consumido ao fornecedor de energia atual, o que representa uma poupança total a 30 anos de 815 007,56 €, o que valida ainda mais o investimento neste SFV.

O SFV tem uma janela temporal de *payback* de 2,28 anos o que representa um tempo bastante diminuto para a amortização total do investimento.

A instalação de bateria aumenta o investimento inicial, o que aumenta o valor de *payback* de 2,28 para 2,41 anos e encarece o LCOE em 0,001 €, em termos de variação do VAL a 30 anos origina 2 680 € de retorno. Além destes fatores o excedente de energia face ao número de dias do ano, bem como a sazonalidade do estabelecimento de ensino que pode ser identificada no diagrama de carga presente no anexo C, não permite a realização de um ciclo diário de carga e descarga da bateria.

4.3. Análise relatório Campus 2 - ESTG

Após a simulação no Helioscope verificamos que o SFV tem um bom desempenho a nível de produção de energia, como mostra o mapa de calor na Figura 4.5.

Podemos notar que o pico diário está entre as 11 e as 15 horas com uma ligeira extensão para a tarde, efeito provocado com a maioria dos módulos estarem orientados a Oeste, como pode ser visualizado no relatório de produção do Helioscope no Anexo D.

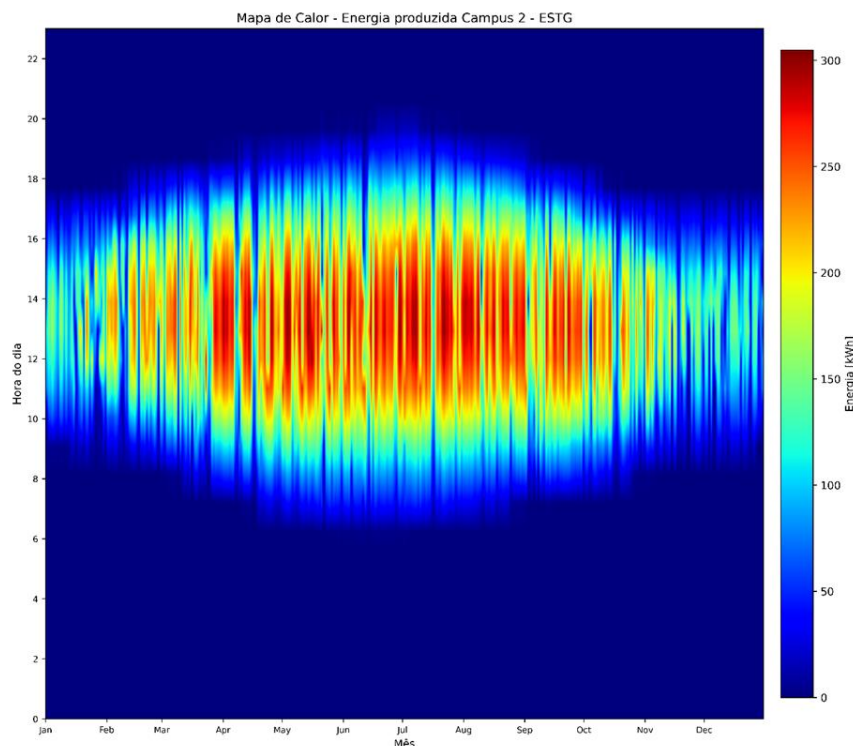


Figura 4.5 - Mapa de calor SFV do Campus 2 - ESTG (Python e Matplotlib).

Com recurso a gráficos de dispersão, representados na Figura 4.6, podemos avaliar o desempenho mensal do SFV, através da análise da produção, excedente e consumo de

excedente proveniente do ACC de Leiria, face ao consumo do estabelecimento. É notório o maior consumo na época de inverno onde o período escolar é mais ativo e onde o SFV produz uma menor quantidade de energia; a produção de excedente no verão em plenas férias letivas equilibra o consumo ainda existente.

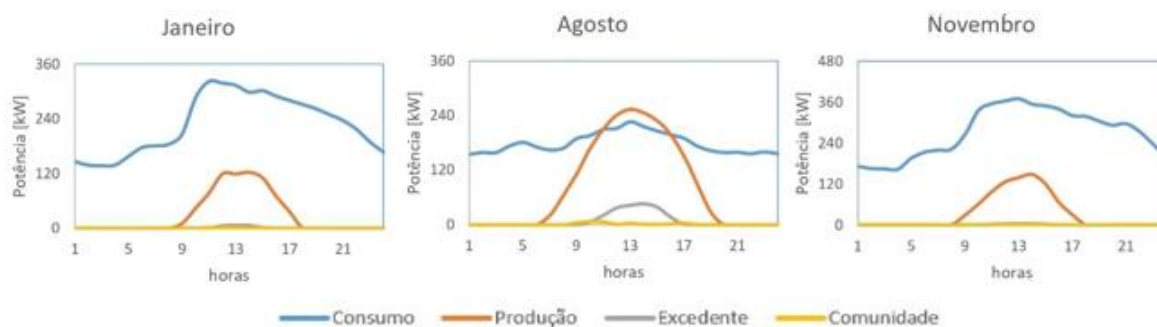


Figura 4.6 - Gráficos de consumo, produção e excedente do Campus 2 - ESTG.

Por forma a conseguirmos analisar o resultado da instalação do SFV no Campus 2 - ESTG, no relatório do Anexo D, podemos verificar os resultados resumidos na Tabela 4.3 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Campus 2 - ESTG. Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Campus 2 - ESTG.

	Sem Armazenamento	Com Armazenamento
Potência do SFV	110 kWp	
Produção anual do SFV	533 578,44 kWh	
Autoconsumo de energia	494 605,75 kWh/ano	498 035,40 kWh/ano
Excedente de energia	38 972,69 kWh/ano	35 543,04 kWh/ano
Excedente	7,30 %	6,66 %
Investimento total no SFV	206 261,34 €	211 908,53 €
Payback do sistema	2,61 anos	2,66 anos
VAL	1 472 709,87 €	1 470 029,16 €
ROI	9,25	
Poupança total	2 177 172,44 €	2 188 735,62 €
LCOE	0,019 €	0,019 €

Este SFV irá produzir cerca de 7,30 % de excedente, originado pelos ajustes e otimização no *layout* dos módulos fotovoltaicos e área disponível, o que confirma um bom dimensionamento do mesmo, suportado pela diminuição de cerca de 25 % no consumo de energia da rede de distribuição.

A nível de rentabilidade do sistema, o VAL com um valor de 1 472 709,87 € demonstra que o projeto é altamente rentável, suportado com o valor do ROI de 9,25 do investimento inicial o que confirma um excelente retorno financeiro deste sistema.

O LCOE de 0,019 € mostra que este valor é cerca de 12 vezes mais baixo que a tarifa de 0,16 € por cada kWh consumido ao fornecedor de energia atual, o que representa uma poupança total a 30 anos de 2 177 172,44 €, o que valida ainda mais o investimento neste SFV.

O SFV tem uma janela temporal de *payback* de 2,61 anos o que representa um tempo bastante diminuto para a amortização total do investimento.

A instalação de bateria encarece o investimento inicial o que aumenta o valor de *payback* de 2,61 para 2,66 anos e neste caso, não aumenta o LCOE, em termos de variação do VAL a 30 anos origina cerca de 2 680 € de retorno, além destes fatores o excedente de energia face ao número de dias do ano, bem como a sazonalidade do estabelecimento de ensino que pode ser identificada no diagrama de carga presente no anexo D, não permite a realização de um ciclo diário de carga e descarga da bateria, o que torna a instalação de um sistema de bateria pouco rentável.

4.3.1. Análise de ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos no Edifício E

Nesta subsecção iremos analisar o efeito do ângulo de azimute e inclinação dos módulos fotovoltaicos, instalados na área disponível do Edifício E, de forma a perceber qual o melhor *setup* que favorece a produção de energia e a minimização do sombreamento.

Para conseguir os valores recorreu-se ao Helioscope, e optimizou-se o *layout* para um azimute de 180° e ângulo de inclinação de 33°, representado na Figura 4.7. Estes são os valores mais usuais para um bom compromisso entre a produção de energia no período verão/inverno bem como o período manhã/tarde.



Figura 4.7 - Layout de módulos fotovoltaicos no Edifício E com 180° azimuth e inclinação 33° (Helioscope).

Para a utilização em ambiente escolar, faz sentido orientar os módulos de forma a conseguir a otimização de produção de energia durante o inverno, altura em que decorre o ano letivo sacrificando a produção em altura de verão, durante o qual o fluxo de alunos baixa devido ao período de férias escolares.

Para comprovar a eficiência desse *layout* de inverno simulou-se a orientação mais a este, ou seja, um ângulo de azimuth próximo dos 142° e com um ângulo de inclinação de 43° para melhor aproveitamento da radiação solar na parte da manhã, como representado na Figura 4.8.

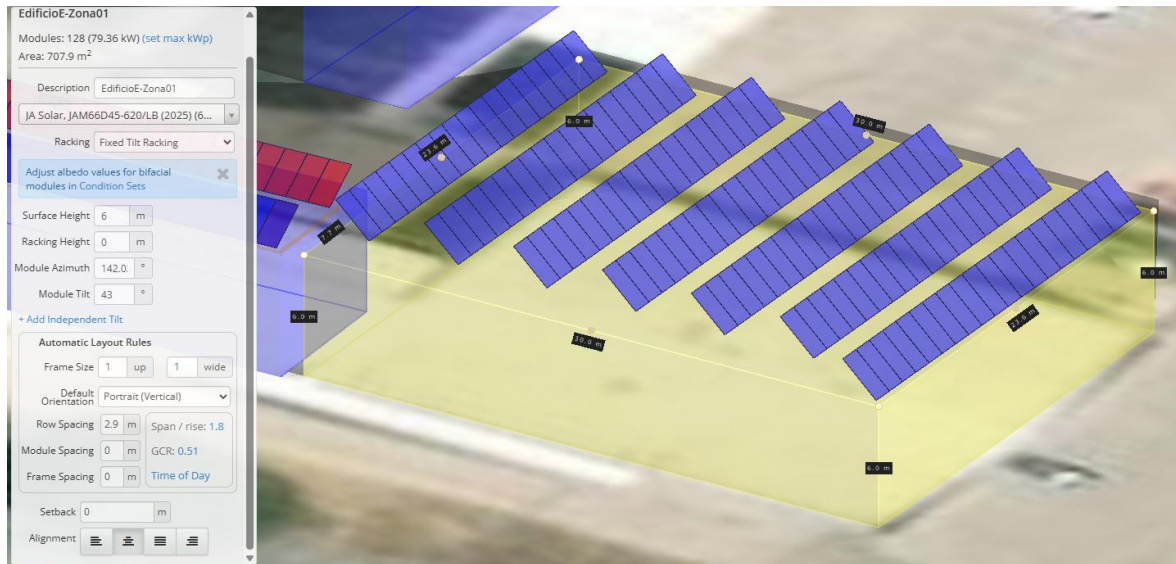


Figura 4.8 - Layout de módulos fotovoltaicos no Edifício E com 142° azimuth e inclinação 43° (Helioscope).

Em termos de *layout* e mantendo aproximadamente o número de módulos, podemos constatar que o aumento de potência é ligeiramente maior no *setup* de 142° e 43° dito de inverno e sobre a manhã, como representado na Tabela 4.4. Mas muito a ver com a disposição dos módulos fotovoltaicos, a percentagem de sombreamento subiu cerca de 0,5 % mesmo após termos ajustado o espaçamento entre fileiras de módulos em cerca de 60 cm, como verificado na Figura 4.7 e Figura 4.8 no parâmetro “Row Spacing”.

Tabela 4.4 - Tabela comparativa entre configuração dos módulos fotovoltaicos, normal e inverno.

Azimute	Inclinação	Potência	Módulos	Sombreamento	Investimento
180°	33°	77,5 kWp	125	2,9 %	10 608,75 €
142°	43°	86,8 kWp	128	3,4 %	10 863,36 €

Após esta comparação efetuámos algumas simulações entre vários *layouts* possíveis, mantendo o espaçamento entre fileiras de módulos constante e criaram-se 3 tabelas com os resultados destas simulações. O objetivo é analisar, dentro da mesma área, a variação do sombreamento, produção e custo de investimento alterando os valores dos ângulos de azimuth e inclinação dos módulos fotovoltaicos. Como resultado, no anexo E são apresentadas as tabelas de recolha de dados de simulação, que se representa visualmente na Figura 4.9, Figura 4.10 e Figura 4.11.

O gráfico da Figura 4.9 representa a variação do sombreamento em função dos ângulos de azimuth e inclinação dos módulos fotovoltaicos, onde se pode constatar que a percentagem de sombreamento aumenta conforme aumenta o azimuth e a inclinação.

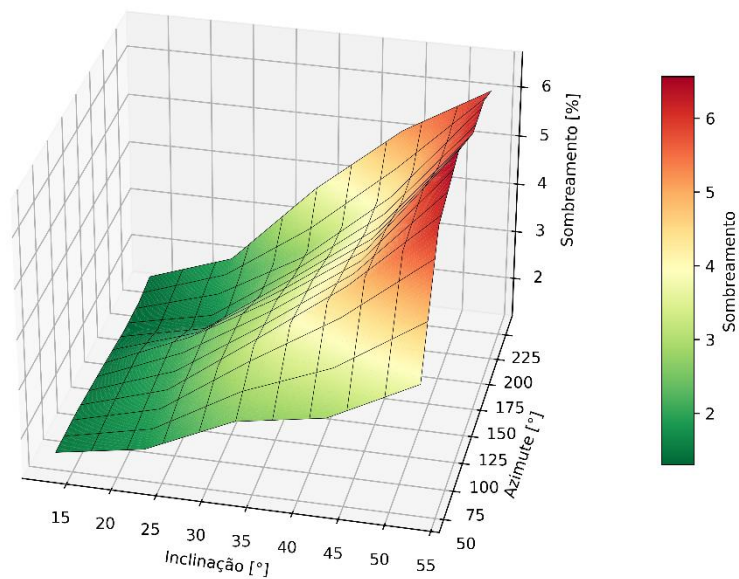


Figura 4.9 - Gráfico de sombreamento com variação de ângulo de azimute e inclinação dos módulos fotovoltaicos.

No gráfico da Figura 4.10 está representada a variação da potência em função da variação dos ângulos de azimute e inclinação. Devido às simulações serem feitas com o distanciamento entre fileiras de módulos considerando o valor fixo de 2,3 metros, o Helioscope preenche a área disponível com o número máximo de módulos o que provoca um aumento de produção nas inclinações mais altas e um decréscimo de produção nas inclinações mais baixas, em que o número de módulos diminui.

Na Figura 4.11 o gráfico representa a variação do custo em função dos ângulos de azimute e inclinação, que é em todo semelhante ao gráfico de potência da Figura 4.10.

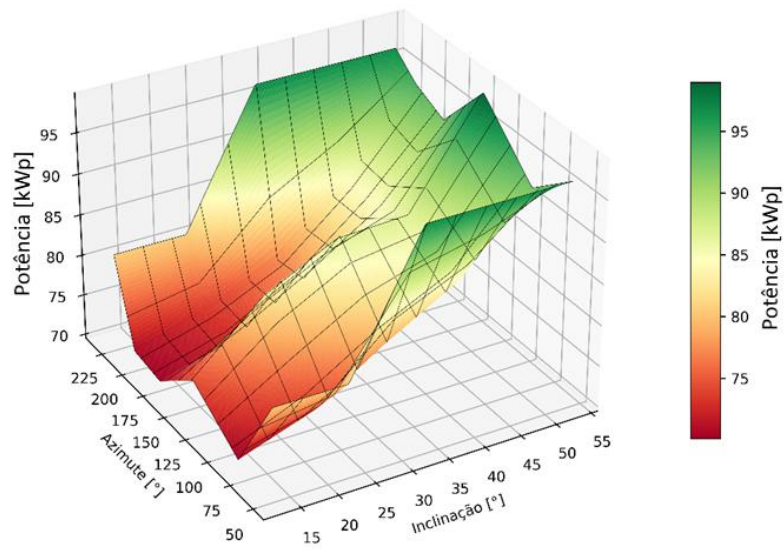


Figura 4.10 - Gráfico de potência com variação de ângulo de azimute e inclinação dos módulos fotovoltaicos.

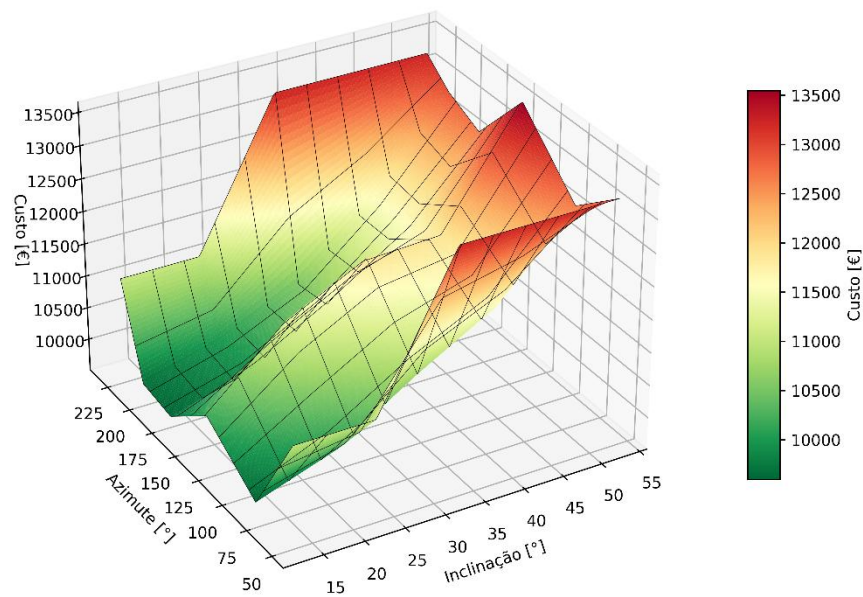


Figura 4.11 - Gráfico de custo com variação de ângulo de azimute e inclinação dos módulos fotovoltaicos.

Como conclusão o sombreamento diminui com uma menor inclinação dos módulos, tendo o ângulo de azimute bastante influência em inclinações maiores, sendo que o sombreamento aumenta de Este para Oeste.

Para este Edifício E optou-se por manter os 180° e inclinação de 33° sendo um *layout* com bom aproveitamento durante ao ano todo.

4.4. Análise do Autoconsumo Coletivo de Leiria

Para efetuar esta análise tomou-se como pressuposto a prioridade de consumo de excedente libertado pelo SFV instalado nos estabelecimentos que integram o autoconsumo coletivo de Leiria, nomeadamente o Campus 1 - ESECS, Campus 2 - ESTG e Serviços centrais e SAS.

A ordem de prioridade no consumo de energia proveniente do ACC corresponde ao descrito no parágrafo anterior, sendo que a ESECS estando em BTE tem uma tarifa de 0,21 €/kWh sendo a que mais paga de custo de aquisição de energia, sendo por isso a primeira a consumir excedente do ACC, seguido dos Serviços Centrais e SAS que tem uma tarifa de aquisição de 0,19 €/kWh e por fim o Campus 2 - ESTG, que tem a tarifa mais baixa de 0,16 €/kWh.

Na Tabela 4.5 podemos verificar qual a quantidade de energia consumida e produzida pelo SFV em cada estabelecimento, e também os vários fluxos de energia. Como exemplo o Campus 1 - ESECS produz um valor de excedente de 19 467,41 kWh/ano que são partilhados para o ACC, do ACC consome 1 389,21 kWh/ano, consome 122 899,71 kWh/ano de produção do SFV e o restante vai consumir da rede num valor de 263 090,25 kWh/ano.

Este consumo do ACC representa uma poupança de 168,96 € anuais que representa o consumo de excedente que vai buscar ao ACC menos a tarifa de acesso à RESP.

Tabela 4.5 - Tabela resumo de fluxo de energia no autoconsumo coletivo de Leiria.

	C1 - ESECS	SC e SAS	C2 - ESTG	Total	
Energia Consumida	367 911,75	532 156,00	1 950 674,00	2 850 741,75	kWh/ano
Energia Produzida	122 899,71	167 079,70	533 578,44	823 557,85	kWh/ano
Excedente	19 467,41	12 933,62	38 972,69	71 373,73	kWh/ano
Consumo excedente ACC	1 389,21	2 662,23	1 777,14	5 828,58	kWh/ano
Consumo da rede	263 090,25	375 347,69	1 454 291,12	2 092 729,05	kWh/ano
Custo energia rede	0,21	0,19	0,16		€
Custo acesso à rede	0,08838	0,01811	0,01783		€
Poupança ACC Leiria	168,96	457,60	252,66	879,22 €	€
Energia da rede	71,51	70,53	74,55		%

	C1 - ESECS	SC e SAS	C2 - ESTG	Total	
Energia produzida	28,11	28,97	25,36		%
Energia do ACC	0,38	0,50	0,09		%

No gráfico da Figura 4.12, podemos verificar os fluxos em percentagem, que demonstra o consumo diminuto do excedente do ACC, isto deve-se não só ao dimensionamento dos SFV que apresentam uma produção de excedente entre os 7 e 16 % mas também ao facto de as horas de maior produção serem idênticas para os SFV dos estabelecimentos do ACC, sendo que o consumo de excedente do ACC deve-se maioritariamente pela produção ser feita mais na parte da manhã ou da parte da tarde, o que provoca a necessidade de consumo do excedente do ACC.

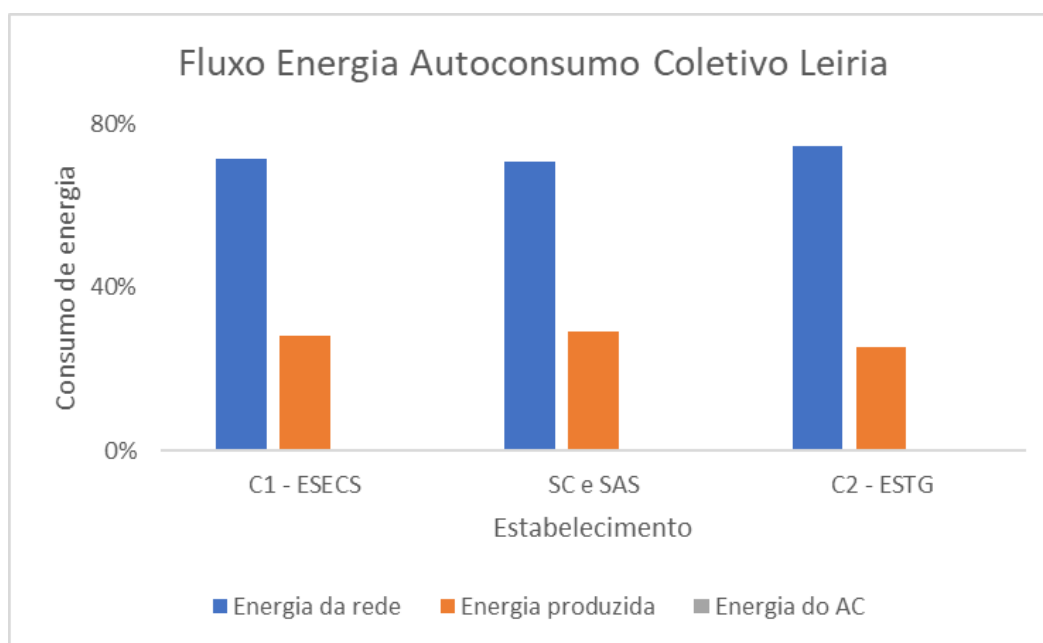


Figura 4.12 - Gráfico do fluxo de energia no autoconsumo de Leiria.

Globalmente o ACC representa um total de cerca de 880 € anuais de poupança de energia proveniente da rede de distribuição à tarifa atual. A ACC tem vantagens que não estão espelhadas nos números apresentados, como a possibilidade de consumir energia do ACC quando existem avarias nos SFV ou manutenções que exigem a paragem do mesmo ou que provoquem a diminuição de produção. A Comunidade de ACC na partilha de energia não apresenta custos que não seja o acesso à RESP, ou os custos inerentes ao processo burocrático da sua criação junto das entidades competentes, ERSE e DGEG.

4.5. Análise relatório Campus 4 - ESTM

Após a simulação no Helioscope verificamos que o SFV tem um bom desempenho a nível de produção de energia, como mostra o mapa de calor na Figura 4.13.

Podemos notar que o pico diário está entre as 11 e as 15 horas com uma ligeira extensão para a tarde, efeito provocado com a orientação do maior número de módulos orientados para Oeste, como pode ser visualizado no relatório de produção do Helioscope no Anexo F.

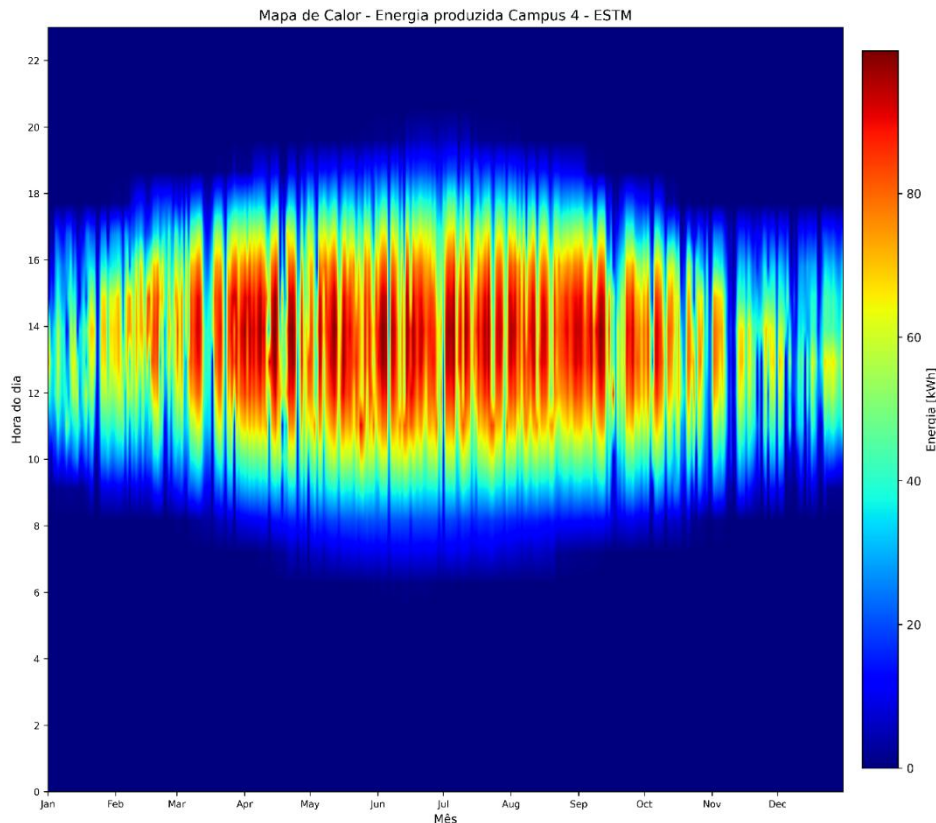


Figura 4.13 - Mapa de calor SFV do Campus 4 - ESTM (Python e Matplotlib).

Com recurso a gráficos de dispersão, representados na Figura 4.14, podemos avaliar o desempenho mensal do SFV, através da análise da produção, excedente e consumo de excedente proveniente do ACC de Peniche, face ao consumo do estabelecimento. É notório o maior consumo na época de inverno onde o período escolar é mais ativo e onde o SFV produz uma menor quantidade de energia; a produção de excedente no verão, em plenas férias letivas, tem valores muito acima do consumo ainda existente, devido a ser um SFV com produção de 22,9 % de excedente.

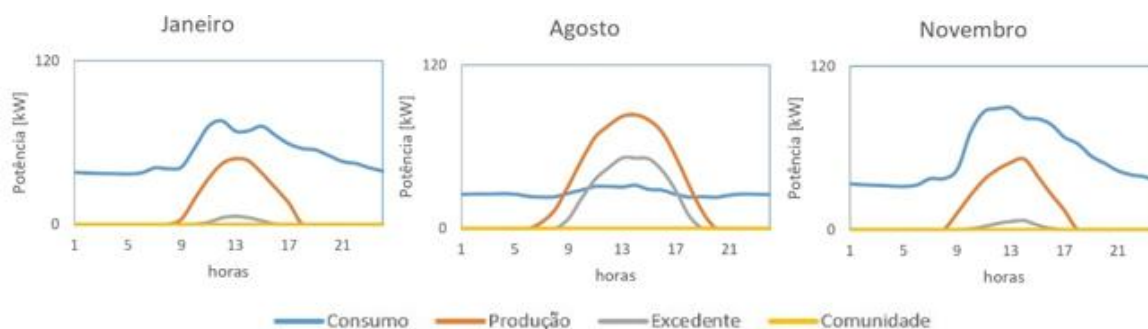


Figura 4.14 - Gráficos de consumo, produção e excedente do Campus 4 - ESTM.

Por forma a conseguirmos analisar o resultado da instalação do SFV no Campus 4 - ESTM, no relatório do Anexo D, podemos verificar os resultados resumidos na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Campus 4 - ESTM.

	Sem Armazenamento	Com Armazenamento
Potência do SFV	120 kWp	
Produção anual do SFV	181 385,17 kWh	
Autoconsumo de energia	494 605,75 kWh/ano	145 806,70 kWh/ano
Excedente de energia	41 537,12 kWh/ano	35 578,47 kWh/ano
Excedente	22,9 %	19,6 %
Investimento total no SFV	69 067,81 €	73 637,74 €
Payback do sistema	3,04 anos	3,15 anos
VAL	534 025,41 €	531 344,71 €
ROI	9,53	
Poupança total	644 157,23 €	669 368,64 €
LCOE	0,019 €	0,020 €

Este SFV irá produzir cerca de 22,9 % de excedente, originado pelos ajustes e otimização no *layout* dos módulos fotovoltaicos e área disponível e também para efeitos de estudo do efeito no ACC de Peniche de forma a compensar a baixa produção do SFV do Edifício Cetemares, na mesma confirma o bom dimensionamento do mesmo, suportado pela diminuição de cerca de 45 % no consumo de energia da rede de distribuição.

A nível de rentabilidade do sistema, o VAL com um valor de 534 025,41 € demonstra que o projeto é altamente rentável, suportado com o valor do ROI de 9,53 do investimento inicial o que confirma um excelente retorno financeiro deste sistema.

O LCOE de 0,019 € mostra que este valor é cerca de 11 vezes mais baixo que a tarifa de 0,17 € por cada kWh consumido ao fornecedor de energia atual, o que representa uma poupança total a 30 anos de 644 157,23 €, o que valida ainda mais o investimento neste SFV.

O SFV tem uma janela temporal de *payback* de 3,04 anos o que representa um tempo bastante diminuto para a amortização total do investimento.

A instalação de bateria encarece o investimento inicial o que aumenta o valor de *payback* de 3,04 para 3,15 anos e encarece o LCOE em 0,001 €, em termos de variação do VAL a 30 anos origina cerca de 2 680 € de retorno. Além destes fatores o excedente de energia face ao número de dias do ano, bem como a sazonalidade do estabelecimento de ensino que pode ser identificada no diagrama de carga presente no anexo D, permite a realização de um ciclo diário de carga e descarga da bateria, o que torna viável a instalação de um sistema de bateria.

4.6. Análise relatório Edifício Cetemares

Após a simulação no Helioscope verificamos que o SFV tem uma capacidade de produção de energia abaixo do necessário, muito devido à limitação de área disponível, como mostra o mapa de calor na Figura 4.15.

Podemos notar que o pico diário está entre as 11 e as 14 horas, devido à orientação dos módulos a produção de energia ocorre maioritariamente da parte da manhã, como pode ser visualizado no relatório de produção do Helioscope no Anexo G.

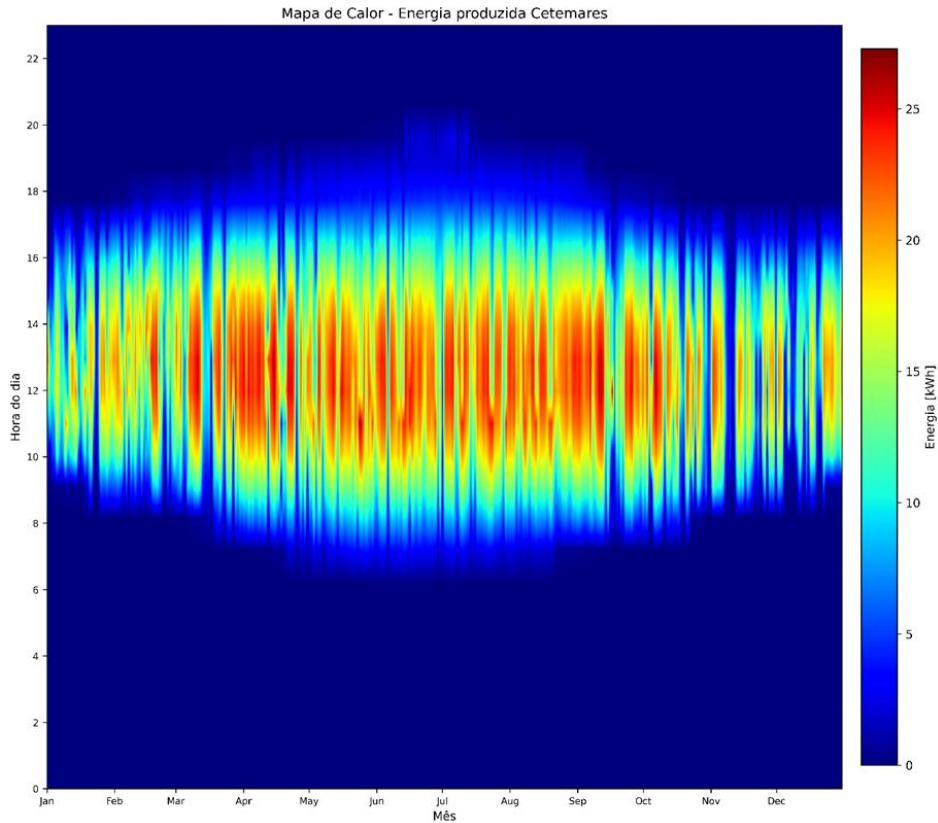


Figura 4.15 - Mapa de calor SFV do Edifício Cetemares (Python e Matplotlib).

Com recurso a gráficos de dispersão, representados na Figura 4.16, podemos avaliar o desempenho mensal do SFV, através da análise da produção, excedente e consumo de excedente proveniente do ACC de Peniche, face ao consumo do estabelecimento. É notório o maior consumo na época de inverno onde o período escolar é mais ativo e onde o SFV produz uma menor quantidade de energia; a produção de excedente no verão, em plenas férias letivas, não é suficiente e é notório o consumo de energia proveniente do ACC de Peniche.

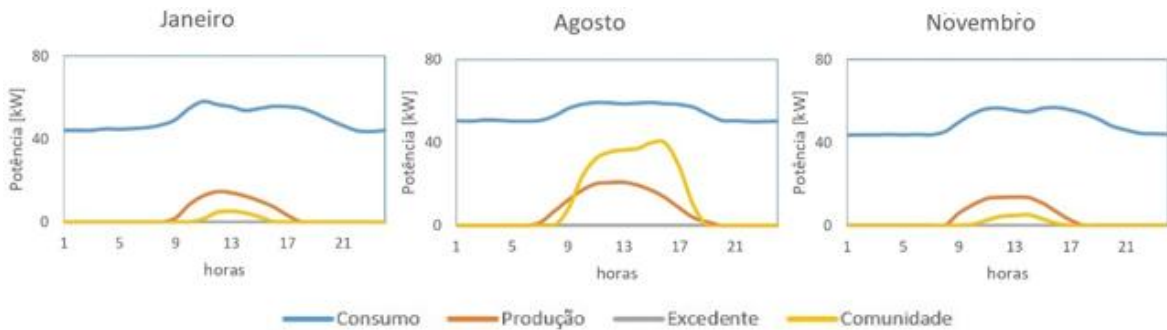


Figura 4.16 - Gráficos de consumo, produção e excedente do Edifício Cetemares.

Por forma a conseguirmos analisar o resultado da instalação do SFV no Edifício Cetemares, no relatório do Anexo G podemos verificar os resultados resumidos na Tabela 4.7 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Edifício Cetemares.

Tabela 4.7 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Edifício Cetemares.

	Sem Armazenamento
Potência do SFV	26 kWp
Produção anual do SFV	47 009,37 kWh
Autoconsumo de energia	47 009,37 kWh/ano
Excedente de energia	0 kWh/ano
Excedente	0 %
Investimento total no SFV	17 804,64 €
<i>Payback</i> do sistema	2, 64 anos
VAL	120 072,00 €
ROI	8,45
Poupança total	193 737,54 €
LCOE	0,019 €

A área disponível no edifício Cetemares para a instalação dos módulos fotovoltaicos está em parte ocupada por equipamentos técnicos de climatização, pelo que o SFV a implementar não tem a produção de energia que satisfaça o consumo existente neste edifício. O excedente disponível no ACC de Peniche irá servir para compensar a falta de produção neste SFV. Desta forma este SFV não produz excedente sendo consumida toda a produção de energia.

A nível de rentabilidade do SFV, o VAL com um valor de 120 072,00 € demonstra que o projeto é rentável, suportado com o valor do ROI de 8,45 do investimento inicial o que confirma um excelente retorno financeiro deste sistema.

O LCOE de 0,019 € mostra que este valor é cerca de 13 vezes mais baixo que a tarifa de 0,15 € por cada kWh consumido ao fornecedor de energia atual, o que representa uma poupança total a 30 anos de 193 737,54 €, o que valida ainda mais o investimento neste SFV.

O SFV tem uma janela temporal de *payback* de 2,64 anos o que representa um tempo bastante diminuto para a amortização total do investimento.

Sendo o excedente zero, a instalação de bateria não é analisada.

4.7. Análise relatório Campus 4 - Residências

Após a simulação no Helioscope verificamos que o SFV tem uma capacidade de produção de energia abaixo do necessário muito devido à limitação de área disponível, como mostra o mapa de calor apresentado na Figura 4.17.

Podemos notar que o pico diário está entre as 11 e as 14 horas, muito concentrado nestas horas, como pode ser visualizado no relatório de produção do Helioscope no Anexo H.

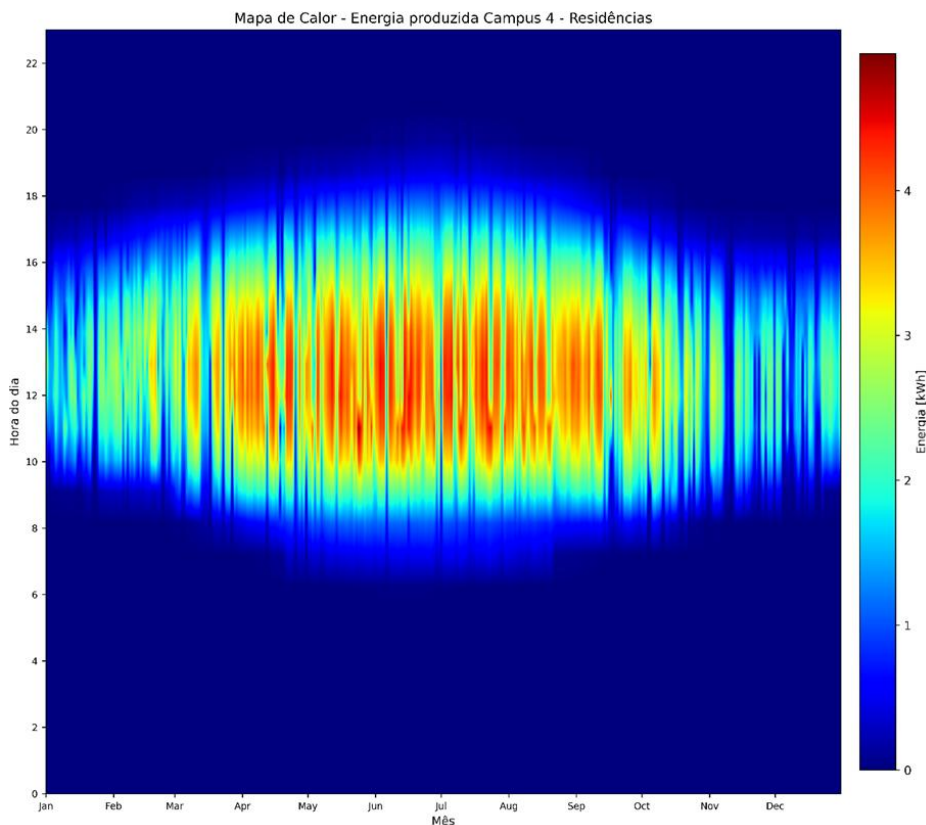


Figura 4.17 - Mapa de calor SFV do Campus 4 - Residências (Python e Matplotlib).

Com recurso a gráficos de dispersão, representados na Figura 4.18, podemos avaliar o desempenho mensal do SFV, através da análise da produção, excedente e consumo de excedente proveniente do ACC de Peniche, face ao consumo do estabelecimento. É notório o maior consumo na época de inverno onde o período escolar é mais ativo e onde o SFV produz uma menor quantidade de energia, sendo esta produção maioritariamente na parte da

manhã; a produção de excedente no verão, em plenas férias letivas, está acima do valor de consumo.

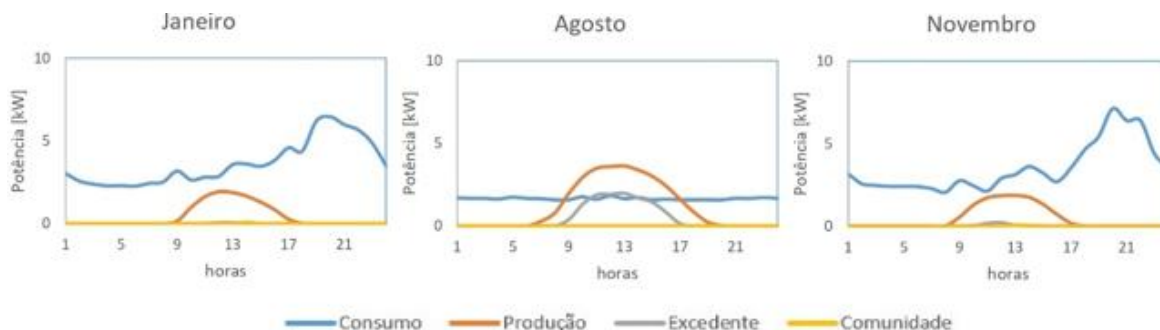


Figura 4.18 - Gráficos de consumo, produção e excedente do Campus 4 - Residências.

Por forma a conseguirmos analisar o resultado da instalação do SFV no Campus 4 - Residências, no relatório do Anexo H, podemos verificar os resultados resumidos na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Campus 4 - Residências.

	Sem Armazenamento	Com Armazenamento
Potência do SFV	6 kWp	
Produção anual do SFV	7 529,18 kWh	
Autoconsumo de energia	6 083,82 kWh/ano	7 377,86 kWh/ano
Excedente de energia	1 445,36 kWh/ano	151,30 kWh/ano
Excedente	19,20 %	2,00 %
Investimento total no SFV	4 485,43 €	5 974,00 €
Payback do sistema	3,04 anos	3,15 anos
VAL	36 751,47 €	35 878,28 €
ROI	10,04	
Poupança total	46 618,66 €	55 782,59 €
LCOE	0,030 €	0,037 €

Este SFV irá produzir cerca de 19,20 % de excedente, originado pelos ajustes e otimização no *layout* dos módulos fotovoltaicos e área disponível o que confirma o bom dimensionamento do mesmo, suportado pela diminuição de cerca de 23 % no consumo de energia da rede de distribuição. Uma vez que o excedente é suficiente optou-se por analisar a colocação de uma bateria de forma a armazenar parte do excedente.

A nível de rentabilidade do sistema, o VAL com um valor de 36 751,47 € demonstra que o projeto é rentável, suportado com o valor do ROI de 10,04 do investimento inicial o que confirma um excelente retorno financeiro deste sistema.

O LCOE de 0,030 € mostra que este valor é cerca de 11 vezes mais baixo que a tarifa de 0,28 € por cada kWh consumido ao fornecedor de energia atual, o que representa uma poupança total a 30 anos de 46 618,66 €, o que valida ainda mais o investimento neste SFV.

O SFV tem uma janela temporal de *payback* de 2,76 anos o que representa um tempo bastante diminuto para a amortização total do investimento.

A instalação de bateria aumenta o investimento inicial o que aumenta o valor de *payback* de 2,76 para 3,18 anos e encarece o LCOE em 0,007 €, em termos de variação do VAL a 30 anos origina 873,19 € de retorno. Além destes fatores o excedente de energia face ao número de dias do ano, bem como a sazonalidade do estabelecimento de ensino, que pode ser identificada no diagrama de carga presente no anexo H, permite a realização de um ciclo diário de carga e descarga da bateria, o que torna viável a instalação de um sistema de bateria.

4.8. Análise autoconsumo coletivo Peniche

Para efetuar esta análise tomou-se como pressuposto a prioridade de consumo de excedente libertado pelo SFV instalado nos estabelecimentos que integram o autoconsumo coletivo de Peniche, nomeadamente o Edifício Cetemares, Campus 4 - ESTM e Campus 4 - Residências.

A ordem de prioridade no consumo de energia do autoconsumo ACC corresponde ao descrito no parágrafo anterior, sendo que o SFV do Cetemares não produz energia suficiente para suprir as necessidades de autoconsumo irá ter a prioridade no excedente do ACC de Peniche, seguido do Campus 4 - ESTM que tem uma tarifa de aquisição de 0,17 €/kWh e por fim o Campus 4 - Residências, que embora tenha a tarifa mais alta de 0,28 €/kWh, pode armazenar excedente em bateria, tem um consumo anual relativamente baixo e pode usufruir também do excedente no ACC de Peniche.

Na Tabela 4.9 podemos verificar qual a quantidade de energia consumida e produzida pelo SFV em cada estabelecimento, e também os vários fluxos de energia. Como exemplo o Campus 4 - ESTM produz um valor de excedente de 41 537,12 kWh/ano que são partilhados para o ACC, do ACC são consumidos 35 006,13 kWh/ano pelo Edifício Cetemares o que representa cerca de 84 % da produção de excedente do Campus 4 - ESTM.

Este consumo do ACC representa uma poupança de 4 648,63 € anuais que representa o consumo de excedente que vai buscar ao ACC menos a tarifa de acesso à RESP.

Tabela 4.9 - Tabela resumo de fluxo de energia no autoconsumo coletivo de Peniche.

	Cetemares	C4 - ESTM	C4 - Resid.	Total	
Energia Consumida	444 909,00	400 277,25	26 241,00	871 427,25	kWh/ano
Energia Produzida	47 009,37	181 385,17	7 529,18	235 923,72	kWh/ano
Excedente	0	41 537,12	1 445,36	42 982,48	kWh/ano
Consumo excedente ACC	35 006,13	0	58,66	35 064,79	kWh/ano
Consumo da rede	362 893,50	260 429,20	20 098,52	643 421,22	kWh/ano
Custo energia rede	0,15	0,17	0,28		€
Custo acesso á rede	0,01753	0,01861	0,08838		€
Poupança ACC Leiria	4 637,39	0	11,24	4 648,63	€
Energia da rede	81,57	65,06	76,59		%
Energia produzida	10,57	45,31	28,69		%
Energia do ACC	7,87	0	0,22		%

No gráfico da Figura 4.19, podemos verificar os fluxos em percentagem, que demonstra o consumo do excedente do ACC, particularmente relevante na permuta de excedente Campus 4 - ESTM e Edifício Cetemares, o que revela uma das vantagens do ACC, a possibilidade de compensação de falta de área para a implantação de um SFV.

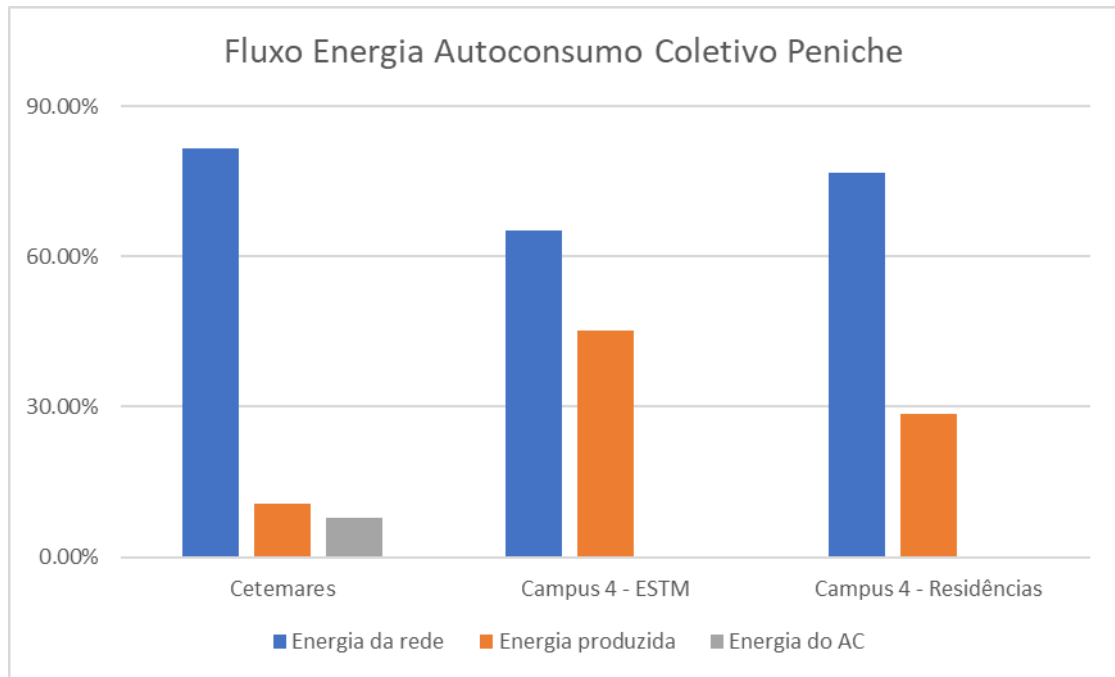


Figura 4.19 - Gráfico do fluxo de energia no autoconsumo de Peniche.

Globalmente o ACC representa um total de cerca de 4 684,63 € anuais de poupança de energia proveniente da rede de distribuição à tarifa atual.

4.9. Análise relatório Campus 5

Após a simulação no Helioscope verificamos que o SFV tem uma capacidade de produção de energia equilibrada muito devido à limitação de área disponível, como mostra o mapa de calor na Figura 4.20.

Podemos notar que o pico diário está entre as 10 e as 14 horas, mais visível no verão, como pode ser visualizado no relatório de produção do Helioscope no Anexo I.

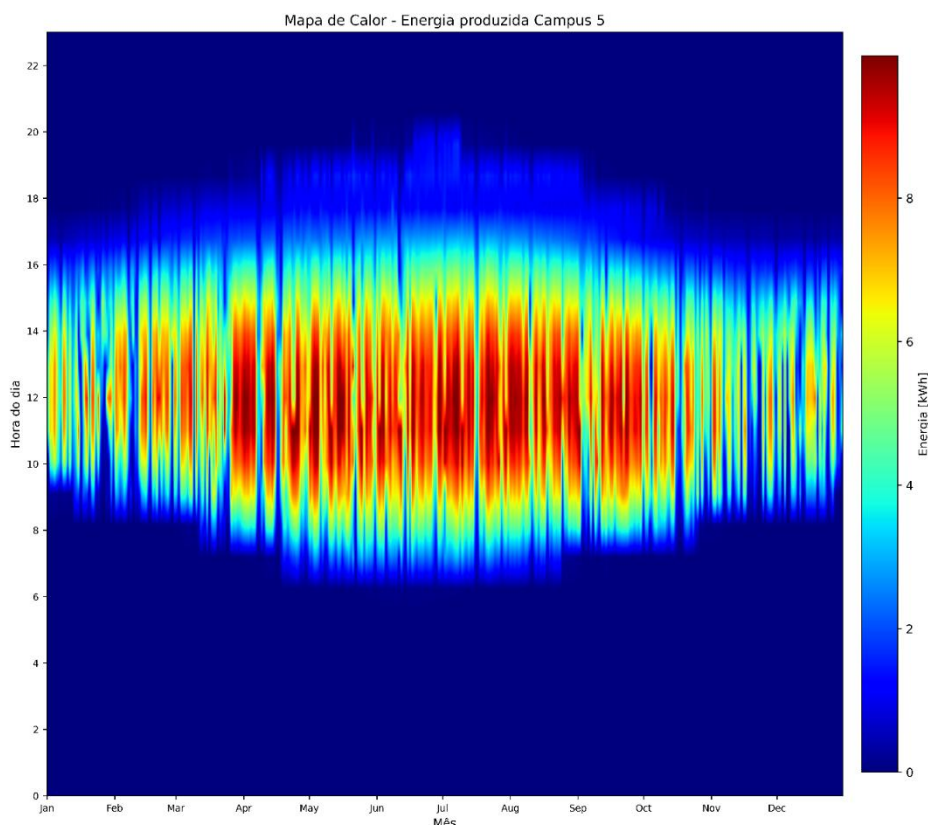


Figura 4.20 - Mapa de calor SFV do Campus 5 (Python e Matplotlib).

Com recurso a gráficos de dispersão, representados na Figura 4.21, podemos avaliar o desempenho mensal do SFV, através da análise da produção e excedente. É notório o maior consumo na época de inverno onde o período escolar é mais ativo e onde o SFV produz uma menor quantidade de energia, sendo esta produção mais elevada maioritariamente na parte da manhã; a produção de excedente no verão, em plenas férias letivas, está acima do valor de consumo.

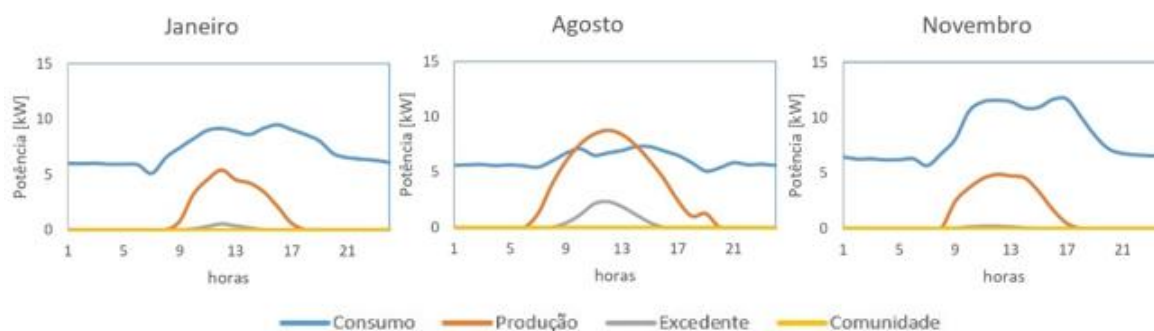


Figura 4.21 - Gráficos de consumo, produção e excedente do Campus 5.

Por forma a conseguirmos analisar o resultado da instalação do SFV no Campus 5, no relatório do Anexo I, podemos verificar os resultados resumidos na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Resumo de resultados de implementação do SFV no Campus 5.

	Sem Armazenamento	Com Armazenamento
Potência do SFV	11 kWp	
Produção anual do SFV	18 355,73 kWh	
Autoconsumo de energia	16 596,38 kWh/ano	17 633,54 kWh/ano
Excedente de energia	1 759,36 kWh/ano	722,20 kWh/ano
Excedente	9,58 %	3,93 %
Investimento total no SFV	8 478,98 €	9 967,56 €
<i>Payback</i> do sistema	2,55 anos	2,90 anos
VAL	66 915,85 €	66 042,66 €
ROI	9,71	
Poupança total	96 078,20 €	100 993,04 €
LCOE	0,024 €	0,026 €

Este SFV irá produzir cerca de 9,58 % de excedente, originado pelos ajustes e otimização no *layout* dos módulos fotovoltaicos e área disponível o que confirma o bom dimensionamento do mesmo, suportado pela diminuição de 27 % no consumo de energia da rede de distribuição. Uma vez que o excedente é suficiente optou-se por analisar a colocação de uma bateria de forma a armazenar parte do excedente.

A nível de rentabilidade do sistema, o VAL com um valor de 66 915,85 € demonstra que o projeto é rentável, suportado com o valor do ROI de 9,71 do investimento inicial o que confirma um excelente retorno financeiro deste sistema.

O LCOE de 0,024 € mostra que este valor é cerca de 11 vezes mais baixo que a tarifa de 0,21 € por cada kWh consumido ao fornecedor de energia atual, o que representa uma poupança total a 30 anos de 96 078,20 €, o que valida ainda mais o investimento neste SFV.

O SFV tem uma janela temporal de *payback* de 2,55 anos o que representa um tempo aceitável para a amortização total do investimento.

A instalação de bateria aumenta o investimento inicial, o que aumenta o valor de *payback* de 2,55 para 2,90 anos e aumenta o LCOE em 0,002 €, em termos de variação do VAL a 30 anos origina a diminuição de 873,19 €. Além destes valores o excedente de energia face ao número de dias do ano, bem como a sazonalidade do estabelecimento, que pode ser identificada no diagrama de carga presente no anexo I, permite a realização de um ciclo diário de carga e descarga da bateria, o que torna viável a instalação de um sistema de bateria.

5. Conclusões e recomendações futuras

A análise com base no dimensionamento e nas simulações de produção, são fundamentais para definir a rentabilidade e eficiência para que, em conjunto com os resultados financeiros, se consiga uma tomada de decisão acertada.

Os estabelecimentos de ensino têm consumos de energia com flutuações sazonais devido, principalmente, ao calendário escolar, sendo que no inverno, em altura de aulas, o consumo é elevado devido ao aquecimento dos edifícios e a janela diária de claridade é mais diminuta.

Para o desenvolvimento das simulações os softwares SAM e Helioscope apresentam uma vantagem importante, sendo que os mesmos são de fácil utilização, e com base em dados disponíveis de consumo, radiação solar e o *layout* da área disponível, permitem estimar a produção de energia anual, onde se pode avaliar o desempenho do sistema mensalmente e por época do ano.

As áreas disponíveis para a instalação dos sistemas fotovoltaicos nem sempre permitiram os valores típicos de ângulo de azimute e inclinação, 180° e 33°, mas a área disponível foi a suficiente para o sistema produzir a energia de uma forma equilibrada com o consumo. A única exceção foi o edifício Cetemares, que não possui área disponível suficiente para a produção de energia adequada ao consumo do edifício, mas permitiu orientar o estudo do autoconsumo coletivo de Peniche para um acréscimo na produção de excedente no Campus 4 - ESTM, que é consumida, na sua maioria, pelo edifício Cetemares.

No geral conseguiu-se perceber que a comunidade de autoconsumo coletivo tem uma maior expressão se alguns dos seus membros não possuem área suficiente para a instalação de um sistema fotovoltaico, sendo a energia produzida em excesso, nos membros que possuem um SFV, partilhada, suportando apenas os valores de acesso à rede de distribuição tabelados pela entidade reguladora.

A utilização de baterias também foi analisada, sendo que na maioria dos estabelecimentos o investimento torna-se inviável, não apenas pelo valor de aquisição da mesma e o retorno financeiro esperado, mas porque o excedente produzido não é o suficiente para garantir um ciclo diário de carga e descarga da mesma. Além disso, os estabelecimentos de ensino têm

uma sazonalidade típica de grande consumo de energia no inverno e baixo no verão devido às férias letivas.

A venda de excedente foi calculada apenas para efeitos de estudo, uma vez que a transação de energia com possíveis receitas é difícil de enquadrar em instituições públicas.

Um dos grandes retornos não se limita apenas aos valores financeiros e economias, mas também os valores de sustentabilidade e comportamentos “verdes” que a instituição passa aos seus estudantes pelo exemplo e pela frequência de um estabelecimento de ensino em sintonia com as políticas de descarbonização e sustentabilidade.

Este projeto irá servir como modelo para o IPL na tomada de decisão sobre os sistemas fotovoltaicos a instalar e serve de base para outros estudos semelhantes dentro desta instituição ou para outras que necessitem de enveredar pelo mesmo caminho, sendo escalável e replicável.

Recomendações futuras e desafios

Um dos grandes desafios a nível das comunidades de energia, passa por melhor simular os possíveis retornos na partilha do fluxo de energia. Uma análise mais profunda poderá revelar outras soluções que podem partir, por exemplo, de parques de sistemas fotovoltaicos ou mesmo eólicas, por forma a servir vários estabelecimentos dentro da comunidade.

As comunidades de energia fazem sentido se os seus membros tiverem diferentes alturas de consumo diário. O aproveitamento de outras instituições públicas para incorporarem a comunidade é um aspeto a ser estudado e ponderado, de forma a rentabilizar a produção de excedente.

Os sistemas de armazenamento são uma vantagem para um consumo estabilizado, pelo que requer uma atenção e estudos mais aprofundados. A viabilidade da mesma em sistemas que tenham sazonalidade é uma das questões de difícil resposta.

A integração com mobilidade elétrica seria um dos estudos a ter em conta visando, por exemplo, o carregamento de um autocarro elétrico que se possa movimentar entre polos da comunidade, residências ou mesmo no centro da cidade por forma a apoiar a movimentação dos alunos e professores.

Referências Bibliográficas

- [1] IEA International Energy Agency, «Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector», 2021, Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- [2] M. Ge, J. Friedrich, e L. Vigna, «Where Do Emissions Come From? 4 Charts Explain Greenhouse Gas Emissions by Sector», mai. 2024, Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.wri.org/insights/4-charts-explain-greenhouse-gas-emissions-countries-and-sectors>
- [3] United Nations Department of Economic and Social Affairs, *The Sustainable Development Goals Report 2023: Special Edition*. em *The Sustainable Development Goals Report*. United Nations, 2023. doi: 10.18356/9789210024914.
- [4] X. Jing, «The Russia-Ukraine War and Energy Security: Impact and Policies, From a European Perspective», *Highlights Bus. Econ. Manag.*, vol. 3, pp. 215-222, jan. 2023, doi: 10.54097/hbem.v3i.4745.
- [5] «50 million Europeans suffer from energy poverty», euronews. Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <http://www.euronews.com/my-europe/2024/10/28/50-million-europeans-suffer-from-energy-poverty>
- [6] A. Arias, G. Feijoo, e M. T. Moreira, «Advancing the European energy transition based on environmental, economic and social justice», *Sustain. Prod. Consum.*, vol. 43, pp. 77-93, dez. 2023, doi: 10.1016/j.spc.2023.10.013.
- [7] X. Yang e L. Long, «Renewable energy transition and its implication on natural resource management for green and sustainable economic recovery», *Resour. Policy*, vol. 89, p. 104624, fev. 2024, doi: 10.1016/j.resourpol.2023.104624.
- [8] B. Boitier *et al.*, «A multi-model analysis of the EU's path to net zero», *Joule*, vol. 7, n.º 12, pp. 2760-2782, dez. 2023, doi: 10.1016/j.joule.2023.11.002.
- [9] «Seizing the moment of opportunity UN Report 2025». 2025. Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.un.org/sites/un2.un.org/files/un-energy-transition-report_2025.pdf
- [10] IEA, «Renewables 2024 - Analysis and forecast to 2030». Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/17033b62-07a5-4144-8dd0-651cdb6caa24/Renewables2024.pdf>
- [11] A. Altassan, «Sustainable Integration of Solar Energy, Behavior Change, and Recycling Practices in Educational Institutions: A Holistic Framework for Environmental Conservation and Quality Education», *Sustainability*, vol. 15, n.º 20, p. 15157, out. 2023, doi: 10.3390/su152015157.
- [12] M. Köntges, J. Lin, e L. Bruckman, «Degradation and Failure Modes in New Photovoltaic Cell and Module Technologies», International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2025. doi: 10.69766/ATBD2730.
- [13] E. Garabitos Lara e A. Vallejo Díaz, «Sizing of photovoltaic systems for self-consumption without surpluses through on-site measurements: Case study of the Dominican Republic», *Renew. Energy*, vol. 236, p. 121422, dez. 2024, doi: 10.1016/j.renene.2024.121422.
- [14] P. Arévalo, D. Ochoa-Correa, e E. Villa-Ávila, «A Systematic Review on the Integration of Artificial Intelligence into Energy Management Systems for Electric Vehicles: Recent Advances and Future Perspectives», *World Electr. Veh. J.*, vol. 15, n.º 8, p. 364, ago. 2024, doi: 10.3390/wevj15080364.

- [15] «O que é uma comunidade de energia?» Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/comunidades-de-energia/o-que-e-uma-comunidade-de-energia/>
- [16] O. Štogl, M. Miltner, C. Zanocco, M. Traverso, e O. Starý, «Electric vehicles as facilitators of grid stability and flexibility: A multidisciplinary overview», *WIREs Energy Environ.*, vol. 13, n.º 5, p. e536, set. 2024, doi: 10.1002/wene.536.
- [17] «Towards a Renewable Energy Community in Porto | ASCEND». Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.ascend-project.eu/whats-new/news/towards-renewable-energy-community-porto>
- [18] X. Lu, W. Yin, e P. Zhang, «Lattice-Based Verifiably Encrypted Signature Scheme without Gaussian Sampling for Privacy Protection in Blockchain», *Sustainability*, vol. 14, n.º 21, p. 14225, out. 2022, doi: 10.3390/su142114225.
- [19] Unesco, *Educação para os objetivos de desenvolvimento sustentável: objetivos de aprendizagem*. UNESCO Brasil, 2017. Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000247444>
- [20] «Comunidades de Energia Renovável em Portugal». Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/comunidades-de-energia/comunidades-de-energia-renovavel-em-portugal/>
- [21] «Comunidade CER // Comunidade de Energia Renovável». Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.comunidade-cer.pt/?utm_source=chatgpt.com
- [22] «03. Apoio à concretização de Comunidades de Energia Renovável e Autoconsumo Coletivo (Aviso de Abertura de Concurso n.º 03/C13-i03/2024)», Plano de Recuperação e Resiliência - Recuperar Portugal. Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://recuperarportugal.gov.pt/candidatura/02-apoio-a-concretizacao-de-comunidades-de-energia-renovavel-e-autoconsumo-coletivo-aviso-de-abertura-de-concurso-n-o-02-c13-i03-2022-2/>
- [23] «Clean Energy from the Ground Up: Energy Communities in the European Union», Clean Air Task Force. Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.catf.us/resource/clean-energy-ground-up-energy-communities-european-union/>
- [24] «Clean energy for all Europeans package completed: good for consumers, good for growth and jobs, and good for the planet - European Commission». Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: https://commission.europa.eu/news-and-media/news/clean-energy-all-europeans-package-completed-good-consumers-good-growth-and-jobs-and-good-planet-2019-05-22_en
- [25] M. Victoria *et al.*, «Solar fotovoltaics is ready to power a sustainable future», *Joule*, vol. 5, n.º 5, pp. 1041-1056, mai. 2021, doi: 10.1016/j.joule.2021.03.005.
- [26] «Politécnico de Leiria». Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.ipleiria.pt/>
- [27] «ODS • Objetivos Desenvolvimento Sustentável • BCSD Portugal». Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://ods.pt/>
- [28] «Diretiva - 2018/2001 - PT - EUR-Lex». Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj/por>
- [29] «Long-term strategies portal | UNFCCC». Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/long-term-strategies>

- [30] «Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020 | DR». Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/53-2020-137618093>
- [31] Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), «Manual Digital: Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável - Guia Legislativo», Lisboa, 2023. Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/media/bx1p4d0a/manual-digital-autoconsumo-e-comunidade-de-energia-renovavel-guia-legislativo.pdf>
- [32] «Tarifas e preços - eletricidade - ERSE». Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/#periodos-horarios>
- [33] «Mission Solar 2040 - SolarPower Europe». Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.solarpowereurope.org/insights/thematic-reports/mission-solar-2040-1?utm_source=chatgpt.com
- [34] I. Kougias, N. Taylor, G. Kakoulaki, e A. Jäger-Waldau, «The role of photovoltaics for the European Green Deal and the recovery plan», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 144, p. 111017, jul. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111017.
- [35] N. Solferino, L. Becchetti, e M. E. Tessitore, «The Sustainable Future is now: a dynamic model to advance investments in PV and Energy Storage», 2025, *SSRN*. doi: 10.2139/ssrn.5136663.
- [36] M. Tawalbeh, A. Al-Othman, F. Kafiah, E. Abdelsalam, F. Almomani, e M. Alkasrawi, «Environmental impacts of solar photovoltaic systems: A critical review of recent progress and future outlook», *Sci. Total Environ.*, vol. 759, p. 143528, mar. 2021, doi: 10.1016/j.scitotenv.2020.143528.
- [37] C. Zhang e N.-G. Park, «Materials and methods for cost-effective fabrication of perovskite photovoltaic devices», *Commun. Mater.*, vol. 5, n.º 1, p. 194, set. 2024, doi: 10.1038/s43246-024-00636-8.
- [38] «Solar resource maps & GIS data for 200+ countries | Solargis». Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://solargis.com/resources/free-maps-and-gis-data>
- [39] A. Cavaco, P. Canhoto, e M. C. Pereira, «ESTIMATION OF PHOTOVOLTAIC ENERGY PRODUCTION IN PORTUGAL», 2019, Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/334549659_ESTIMATION_OF_PHOTOVOLTAIC_ENERGY_PRODUCTION_IN_PORTUGAL
- [40] A. M. Tavares, R. Conceição, F. M. Lopes, e H. G. Silva, «Effect of Solar Irradiation Inter-Annual Variability on PV and CSP Power Plants Production Capacity: Portugal Case-Study», *Energies*, vol. 17, n.º 21, p. 5490, nov. 2024, doi: 10.3390/en17215490.
- [41] I. Graabak e M. Korpås, «Variability Characteristics of European Wind and Solar Power Resources—A Review», *Energies*, vol. 9, n.º 6, p. 449, jun. 2016, doi: 10.3390/en9060449.
- [42] G. Kakoulaki, N. Taylor, S. Szabo, R. Kenny, A. Chatzipanagi, e A. Jäger-Waldau, «Communication on the potential of applied PV in the European Union: Rooftops, reservoirs, roads (R³)», *EPJ Photovolt.*, vol. 15, p. 2, 2024, doi: 10.1051/epjpv/2023035.
- [43] H. G. Silva, A. Alami Merrouni, S. Touili, e J. Neto, «Determination of photovoltaic hydrogen production potential in Portugal: a techno-economic analysis», *Front. Energy Res.*, vol. 12, p. 1380543, jul. 2024, doi: 10.3389/fenrg.2024.1380543.

- [44] D. Lugo-Laguna, A. Arcos-Vargas, e F. Nuñez-Hernandez, «A European Assessment of the Solar Energy Cost: Key Factors and Optimal Technology», *Sustainability*, vol. 13, n.º 6, p. 3238, mar. 2021, doi: 10.3390/su13063238.
- [45] E. González-González, J. Martín-Jiménez, M. Sánchez-Aparicio, S. Del Pozo, e S. Lagüela, «Evaluating the standards for solar PV installations in the Iberian Peninsula: Analysis of tilt angles and determination of solar climate zones», *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 49, p. 101684, fev. 2022, doi: 10.1016/j.seta.2021.101684.
- [46] A. Luque e S. Hegedus, Eds., *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 1.ª ed. Wiley, 2010. doi: 10.1002/9780470974704.
- [47] «Guide to designing off-grid and hybrid solar systems», Clean Energy Reviews. Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/designing-off-grid-hybrid-solar-systems>
- [48] M. A. Green *et al.*, «Solar cell efficiency tables (Version 61)», *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 31, n.º 1, pp. 3-16, jan. 2023, doi: 10.1002/pip.3646.
- [49] L. Hassaine, E. Olias, J. Quintero, e V. Salas, «Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 796-807, fev. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.11.005.
- [50] *Practical Handbook of Photovoltaics*. Elsevier, 2012. doi: 10.1016/C2011-0-05723-X.
- [51] *Photovoltaic Systems Engineering, Fourth Edition*. CRC Press, 2017. doi: 10.1201/9781315151434.
- [52] J. M. Carrasco *et al.*, «Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey», *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, n.º 4, pp. 1002-1016, jun. 2006, doi: 10.1109/TIE.2006.878356.
- [53] *DL 162/2019 - Aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001*. 2019. Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://files.diariodarepublica.pt/1s/2019/10/20600/0004500062.pdf>
- [54] *Reg 2/2023 - Aprova o Regulamento do Autoconsumo do setor elétrico*. 2023. Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.erse.pt/media/evihzamf/regulamento-2_2023-regulamento-do-autoconsumo.pdf
- [55] *DL 15/2022 - Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001*. Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://files.diariodarepublica.pt/1s/2022/01/01000/0000300185.pdf>
- [56] «Ligação elétrica > 250Kw para Autoconsumo | E-REDES». Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/produtores-0>
- [57] H. Zsiborács, N. Hegedűsné Baranyai, A. Vincze, I. Háber, e G. Pintér, «Economic and Technical Aspects of Flexible Storage Photovoltaic Systems in Europe», *Energies*, vol. 11, n.º 6, p. 1445, jun. 2018, doi: 10.3390/en11061445.
- [58] G. Ferreira Rodrigues, C. Minotti, e F. Florian, «Energia Fotovoltaica- Aplicação Sistema On Grid Em Residência», *RECIMA21 - Rev. Científica Multidiscip. - ISSN 2675-6218*, vol. 3, n.º 1, p. e3122434, dez. 2022, doi: 10.47820/recima21.v3i1.2434.
- [59] S. Santos Guimarães, C. Francisco Minari Junior, e F. Florian, «Análise Do Custo/Benefício Da Implantação Do Sistema Fotovoltaico Ee Uma Residência No Município De Jaboticabal-SP», *RECIMA21 - Rev. Científica Multidiscip. - ISSN 2675-6218*, vol. 3, n.º 11, p. e3112174, nov. 2022, doi: 10.47820/recima21.v3i11.2174.
- [60] M. A. Hossain, H. R. Pota, M. J. Hossain, e F. Blaabjerg, «Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities», *Int. J. Electr.*

- Power Energy Syst.*, vol. 109, pp. 160-186, jul. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.01.038.
- [61] APEC Secretariat, «Basic Solar PV System Types», APEC Secretariat, 2016. Acedido: 30 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.apec.org/docs/default-source/Publications/2016/2/Training-Curriculum-for-Solar-PV-Installers-and-System-Designers/TOC/Basic-Solar-PV-System-Types.pdf>
- [62] R. K. Pachauri *et al.*, «Impact of Partial Shading on Various PV Array Configurations and Different Modeling Approaches: A Comprehensive Review», *IEEE Access*, vol. 8, pp. 181375-181403, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3028473.
- [63] «Sombras. Como afetam, negativamente, seu sistema fotovoltaico.», SolarPro Sistemas de Energia. Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://solarproengenharia.com/detalhes-noticia/sombras-como-afetam-negativamente-seu-sistema-fotovoltaico>
- [64] R. Vieira, F. De Araújo, M. Dhimish, e M. Guerra, «A Comprehensive Review on Bypass Diode Application on Photovoltaic Modules», *Energies*, vol. 13, n.º 10, p. 2472, mai. 2020, doi: 10.3390/en13102472.
- [65] dmeugsolar.com.br, «Impactos do sombreamento em células fotovoltaicas», DMEGC Solar Brasil. Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://dmeugsolar.com.br/impactos-do-sombreamento-em-celulas-fotovoltaicas/>
- [66] N. Najmi e A. Rachid, «A Review on Solar Panel Cleaning Systems and Techniques», *Energies*, vol. 16, n.º 24, p. 7960, dez. 2023, doi: 10.3390/en16247960.
- [67] «Tudo sobre a manutenção do painel solar e sistema fotovoltaico», Portal Solar. Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tudo-sobre-a-manutencao-do-painel-solar>
- [68] H. G. Sezgin-Ugranlı, «Photovoltaic System Performance Under Partial Shading Conditions: Insight into the Roles of Bypass Diode Numbers and Inverter Efficiency Curve», *Sustainability*, vol. 17, n.º 10, p. 4626, mai. 2025, doi: 10.3390/su17104626.
- [69] S. Secure, «Grid Stability and Renewable Energy Integration: How Advanced Inverters Take the Lead». Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.solar-secure.com.au/blog/the-role-of-advanced-inverte-capabilities-in-ensuring-grid-stability/>
- [70] T. Esum e P. L. Chapman, «Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques», *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, n.º 2, pp. 439-449, jun. 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.874230.
- [71] «Welcome - System Advisor Model - SAM». Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://sam.nrel.gov/>
- [72] «Helioscope | Commercial Solar Software», Helioscope. Acedido: 28 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://Helioscope.aurorasolar.com/>
- [73] «JA Solar 455WP Module - JAM72S20 455 Silver Frame». Acedido: 22 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://factory.sale/product/ja-solar-455wp-module-jam72s20-455-mr-silver-frame/>
- [74] «PVS-50/60-TL | Fimer». Acedido: 22 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.fimer.com/pt/trifasico/pvs-5060-tl>
- [75] «base51.2V Pacote de bateria de resfriamento push-pull de 600 Ah e 30 kWh LiFePO4». Acedido: 22 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.basengreen.com/pt/product/51-2v-628ah-32kwh-push-pull-cooling-battery-pack-lifepo4/>

Esta página foi deixada em branco propositadamente

Glossário

Autoconsumo - Utilização direta da energia produzida localmente por uma unidade de produção, reduzindo a dependência da rede elétrica pública.

Autoconsumo coletivo (ACC) - Modelo em que várias instalações de utilização (IU) partilham a energia produzida por uma ou mais unidades de produção, distribuída segundo coeficientes de partilha previamente definidos.

Azimute - Ângulo de orientação horizontal dos painéis solares em relação ao sul geográfico, utilizado para otimizar a captação da radiação solar.

Clipping - Limitação da produção de energia quando a potência gerada pelos módulos excede a capacidade nominal do inversor.

Comunidade de Energia Renovável (CER) - Estrutura legal que permite a cidadãos, entidades públicas e privadas produzirem, partilharem e consumirem energia renovável de forma conjunta.

Condições de Teste Normalizadas (STC) - Conjunto de condições utilizadas em laboratório definidas para medir a potência nominal de um painel solar: irradiância de 1000 W/m², temperatura da célula de 25 °C e massa de ar 1,5. Estes valores servem para comparar o desempenho entre diferentes módulos fotovoltaicos.

Corrente à Máxima Potência (IMP) - Corrente fornecida pelo painel solar no ponto em que atinge a sua potência máxima (P_{max}). Corresponde ao valor de corrente no ponto de máxima eficiência do módulo.

Corrente de Curto-Circuito (ISC) - Corrente máxima que um painel solar consegue fornecer quando os seus terminais são diretamente ligados entre si (curto-circuito). Representa a corrente produzida sob máxima iluminação e é um parâmetro base para analisar o desempenho elétrico do módulo.

Custo Nivelado de Energia (LCOE) - *Levelized Cost of Energy* É um valor que representa o custo médio por kWh produzido ao longo de toda a vida útil de um sistema de energia. Inclui todos os custos desde o investimento inicial, a operação, a manutenção e a eventual

substituição de componentes, divididos pela energia total gerada durante a vida do sistema. É usado para comparar tecnologias de produção de energia de forma equilibrada.

Inclinação (*Tilt*) - Ângulo vertical do painel solar relativamente ao plano horizontal; influencia a eficiência da produção de energia.

Instalação de Utilização (IU) - Instalação elétrica onde a energia é consumida, podendo estar associada a uma UPAC ou a uma comunidade de energia renovável.

Inversor - Dispositivo que transforma a corrente contínua (DC) produzida pelos módulos em corrente alternada (AC), compatível com a rede elétrica e os consumos locais.

Levelized Cost of Energy (LCOE) - Custo nivelado de energia; indicador que relaciona os custos totais de um sistema com a energia produzida ao longo da sua vida útil.

Módulo Fotovoltaico - Equipamento composto por células solares que convertem a radiação solar em corrente contínua (DC).

Payback - Período necessário para que a poupança gerada pelo sistema cubra o investimento inicial.

Potência Máxima de Saída em CA (Corrente Alterna) - Potência máxima que o inversor consegue fornecer em corrente alternada do lado da instalação elétrica de entrega. Representa o limite superior de entrega de energia útil à rede ou ao consumo.

Potência Máxima em CC (Corrente Contínua) - Potência máxima que a instalação dos módulos fotovoltaico consegue fornecer ao inversor em corrente contínua. Corresponde ao valor de potência disponível antes da conversão para corrente alternada, é usada para dimensionar corretamente inversores e evitar sobredimensionamento excessivo.

Profundidade de Descarga DoD (*Depth of Discharge*) - Percentagem da capacidade total da bateria que é efetivamente utilizada num ciclo.

Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) - Infraestrutura de transporte e distribuição de energia elétrica em Portugal, que assegura a ligação entre unidades de produção e consumidores.

Sistema Fotovoltaico (SFV) - Conjunto de equipamentos responsáveis pela conversão da radiação solar em energia elétrica, incluindo módulos fotovoltaicos, inversores, cablagens e estruturas de suporte.

Sombreamento - Redução da radiação solar incidente sobre os módulos devido à presença de obstáculos (árvores, edifícios ou outros elementos), com impacto direto na produção energética.

String - Conjunto de módulos fotovoltaicos interligados em série, formando uma unidade elétrica do sistema.

Tensão à Máxima Potência (VMP) - Tensão fornecida pelo painel solar no ponto em que atinge a sua potência máxima (P_{max}). Representa o valor de tensão no ponto de funcionamento mais eficiente do módulo.

Tensão de Circuito Aberto (VOC) - Representa a tensão máxima que um painel solar consegue gerar quando não existe carga ligada (ou seja, circuito totalmente aberto, sem passagem de corrente). É medida em condições normalizadas (STC) e indica o valor máximo de tensão disponível por módulo.

TOPCon (*Tunnel Oxide Passivated Contact*) - Tecnologia avançada de células solares que utiliza uma fina camada de óxido e uma camada de silício policristalino para reduzir perdas elétricas e aumentar a eficiência.

Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) - Instalação destinada à produção de energia elétrica para consumo próprio, podendo injetar excedentes na rede.

Valor Atual Líquido (VAL) - Indicador financeiro que calcula quanto vale hoje um projeto, somando todos os fluxos de caixa futuros atualizados (descontados) e subtraindo o investimento inicial.

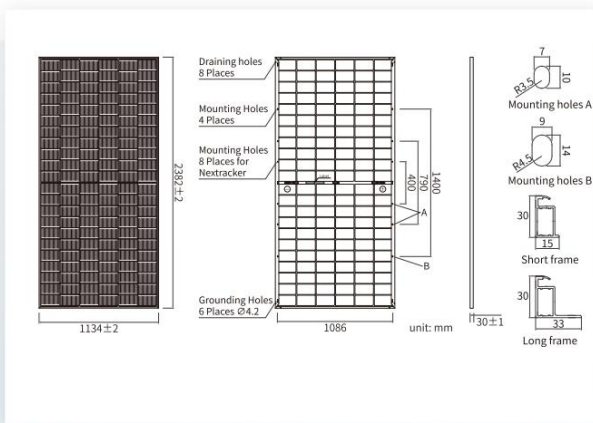
Esta página foi deixada em branco propositadamente

Anexos

Anexo A - Características técnicas dos equipamentos (datasheet)

Módulo fotovoltaico 620 W JASolar Bifacial - JAM66D45 620/LB

JAM66D45 LB n-type Double Glass Bifacial Modules **DEEP BLUE 4.0 Pro**



MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	33.1kg
Dimensions	2382±2mm × 1134±2mm × 30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	132(6×22)
Junction Box	IP68, 3diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length	Portrait: 300mm(+)/400mm(-) (Including Connector) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 720pcs/40HQ Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM66D45 -605/LB	JAM66D45 -610/LB	JAM66D45 -615/LB	JAM66D45 -620/LB	JAM66D45 -625/LB	JAM66D45 -630/LB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	605	610	615	620	625	630
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	47.90	48.10	48.30	48.50	48.70	48.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	39.60	39.77	39.96	40.21	40.45	40.70
Short Circuit Current(Isc) [A]	16.00	16.05	16.10	16.13	16.15	16.18
Maximum Power Current(Imp) [A]	15.28	15.34	15.39	15.42	15.45	15.48
Module Efficiency [%]	22.4	22.6	22.8	23.0	23.1	23.3
Power Tolerance	0~+3%					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc (β _{Voc})	-0.250%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.290%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

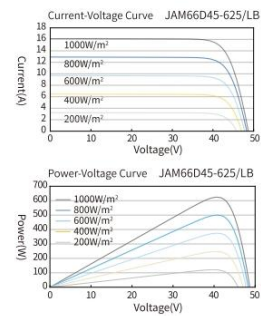
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM66D45 -605/LB	JAM66D45 -610/LB	JAM66D45 -615/LB	JAM66D45 -620/LB	JAM66D45 -625/LB	JAM66D45 -630/LB
Rated Max Power(Pmax) [W]	653	659	664	670	675	680
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	47.90	48.10	48.30	48.50	48.70	48.90
Max Power Voltage(Vmp) [V]	39.60	39.77	39.96	40.21	40.45	40.70
Short Circuit Current(Isc) [A]	17.28	17.33	17.39	17.42	17.44	17.47
Max Power Current(Imp) [A]	16.50	16.56	16.62	16.65	16.69	16.72
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

* For Nextacker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Nextacker for reference.

CHARACTERISTICS



OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	35A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality	80%±5%
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 29/Class C

JA SOLAR

Headquarters

No. 8 Building, Nuode Center, No.1 Courtyard, East Auto Museum Road, Fengtai District, Beijing
Tel: +86 10 6361 1888 Fax: +86 10 6361 1999
E-mail: sales@jasolar.com marketing@jasolar.com www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.

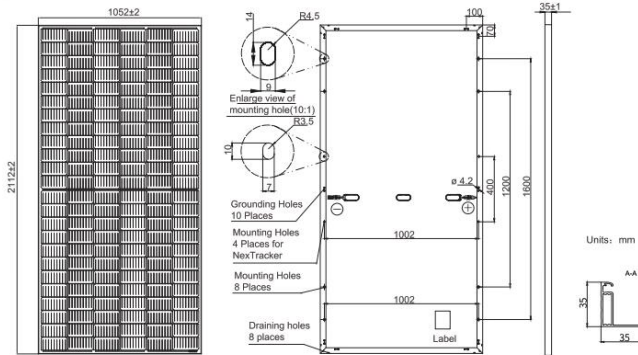
Version No.: Global-EN-20241105A

Módulo fotovoltaico 445 W JASolar JAM72S20 445 /MR

JA SOLAR

JAM72S20 445-470/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.5kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4(1000V) MC4-EVO2(1500V)
Cable Length (Including Connector)	1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(P _{max}) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(I _{mp}) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

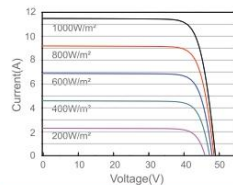
*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

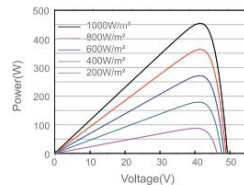
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C ~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

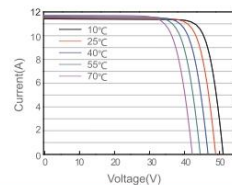
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20210326A

Inversor ABB UNO-DM-5.0-TL-PLUS (europe-solarstore.com/abb-uno-dm-5-0-tl-plus.html)

PRODUCT FLYER FOR UNO-DM-3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters
UNO-DM-3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS
3.3 to 5.0 kW



Technical data and types

Type code	UNO-DM-3.3-TL-PLUS	UNO-DM-4.0-TL-PLUS	UNO-DM-4.6-TL-PLUS	UNO-DM-5.0-TL-PLUS
Input side				
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	600 V			
Start-up DC input voltage (V_{start})	200 V (adj. 120...350 V)			
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0.7 x $V_{start}...580$ V (min 90 V)			
Rated DC input voltage (V_{dc})	360 V			
Rated DC input power (P_{dc})	3500 W	4250 W	4750 W	5150 W
Number of independent MPPT	2			
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	2000 W	3000 W	3000 W	3500 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{dc}	170...530 V	130...530 V	150...530 V	145...530 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from Max to Null [$530V \leq V_{MPPT} \leq 580V$]			
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{dc} , max unbalance example	2000 W [$200 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$] the other channel: $P_{dc} = 2000$ W [$112 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$]	3000 W [$190 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$] the other channel: $P_{dc} = 3000$ W [$90 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$]	3000 W [$190 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$] the other channel: $P_{dc} = 3000$ W [$90 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$]	3500 W [$200 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$] the other channel: $P_{dc} = 3500$ W [$90 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$]
Maximum DC input current ($I_{dc,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	20.0 / 10.0	32.0 / 16.0 A	32.0 / 16.0 A	38.0 / 19.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	12.5	20.0	20.0	22.0
Number of DC input pairs for each MPPT	1			
DC connection type ¹⁾	Quick Fit PV Connector			
Input protection				
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source			
Input over voltage protection for each MPPT-varistor	Yes			
Photovoltaic array isolation control	According to local standard			
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	25 A / 600 V			
Output side				
AC grid connection type	Single-phase			
Rated AC power (P_{ac} @ $\cos\phi=1$)	3300 W	4000 W	4600 W	5000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	3300 W	4000 W ²⁾	4600 W	5000 W
Maximum apparent power (S_{max})	3300 VA	4000 VA ²⁾	4600 VA	5000 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	230 V			
AC voltage range ³⁾	180...264 V			
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	14.5 A	17.2 A	20.0 A	22.0 A
Contributory fault current	16.0 A	19.0 A	22.0 A	24.0 A
Rated output frequency (f_1) ⁴⁾	50/60 Hz			
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$) ⁴⁾	47...53/57...63 Hz			
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. $\pm 0.1 - 1$ (over/under excited)			
Total current harmonic distortion	< 3.5			
AC connection type	Female connector from panel			
Output protection				
Anti-islanding protection	According to local standard			
Maximum external AC overcurrent protection	20.0 A	25.0 A	25.0 A	32.0 A
Output overvoltage protection - varistor	2 (L - N / L - PE)			

Inversor ABB TRIO 27.6 - TL (europe-solarstore.com/abb-pvi-10-0-tl-outd-s.html)

PRODUCT FLYER FOR TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD 20 to 27.6 kW



Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	430 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0.7 x $V_{start}...950$ V (min 200 V)	
Rated DC input voltage (V_{dc})	620 V	
Rated DC input power (P_{dc})	20750 W	28600 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	12000 W	16000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{acr}	440...800 V	500...800 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [800 V ≤ V_{MPPT} ≤ 950 V]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{acr} , max unbalance example	12000 W [480 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V] the other channel: $P_{dc} < 12000$ W	16000 W [500 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V] the other channel: $P_{dc} < 16000$ W
Maximum DC input current (I_{dcmax}) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	50.0 A / 25.0 A	64.0 A / 32.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	30.0 A	
Number of DC input pairs for each MPPT	1 (4 in -S2X, -S2F, -S1J, -S2J versions)	1 (5 in -S2X and -S2F versions, 4 in -S1J and -S2J)
DC connection type	PV quick fit connector ³⁾ / Screw terminal block on Standard and -S2 versions	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 4	
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester (-S2X, -S1J and -S2J versions)	-S2X: Type 2; -S1J, -S1J: Type 1+2	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	40 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power ($P_{acr}@cos\phi=1$)	20000 W	27600 W
Maximum AC output power ($P_{acmax}@cos\phi=1$)	22000 W ⁴⁾	30000 W ⁵⁾
Maximum apparent power (S_{max})	22200 VA	30670 VA
Rated AC grid voltage (V_{ac})	400 V	
AC voltage range	320...480 V ¹⁾	
Maximum AC output current (I_{acmax})	33.0 A	45.0 A
Contributory fault current	35.0 A	46.0 A
Rated output frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}=20.0$ kW, ± 0.8 with max 22.2 kVA	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}=27.6$ kW, ± 0.8 with max 30 kVA
Total current harmonic distortion	< 3%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland PG36	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	50.0 A	63.0 A
Output overvoltage protection - varistor	4	
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester (-S2X version)	4 (Type 2)	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.2%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.0% / 98.0%	
Feed in power threshold	40 W	
Night consumption	< 0.6 W	
Communication		
Wired local monitoring	PVI-USB-R5232_485 (opt.)	
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)	
User interface	Graphic display	

Inversor ABB PVS-50-TL (<https://www.europe-solarstore.com/abb-pvs-50-tl.html>)

PRODUCT FLYER FOR PVS-50/60-TL ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters PVS-50/60-TL



Technical data and types

Type code	PVS-50-TL	PVS-60-TL
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	420...700 V (Default 420 V)	420...700 V (Default 500 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0,7x V_{start} ...950 V (min 300 V)	0,7x V_{start} ...950 V (min 360 V)
Rated DC input voltage ($V_{dc,r}$)	610 Vdc	720 Vdc
Rated DC input power ($P_{dc,r}$)	52000 W	61800 W
Number of independent MPPT	3 (version SX and SX2) / 1 (version standard e S)	
Maximum DC input power for each MPPT (PMPPT, max)	19300W@30°C / 17500W@45°C	23100W@30°C / 21000W@45°C
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at P_{acr}	480-800 Vdc	570-800 Vdc
Maximum DC input current ($I_{dc,max}$) for each MPPT	36 A	
Maximum input short circuit current for each MPPT	55 A (165 A in case of parallel MPPT)	
Number of DC input pairs for each MPPT	5	
DC connection type	Screw terminal block (Standard and -S version) or PV quick fit connector ¹⁾ (-SX and SX2 version)	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT	Type 2 / Type 1 + 2 (option)	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	75 A / 1000 V for each MPPT	
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE), grounded WYE system only	
Rated AC power (P_{acr} @cosφ=1)	50000 W	60000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @cosφ=1)	55000 W up to 30°C	66000 W up to 30°C
Maximum apparent power (S_{max})	55000 VA up to 30°C	66000 VA up to 30°C
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ²⁾	384...571 V ²⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	80 A	
Contributory fault current	92 A	
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ³⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995; 0...1 inductive/capacitive with maximum Sn	
Total current harmonic distortion	<3%	
Maximum AC cable	95mm ² copper/aluminum	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	100 A	
Output overvoltage protection	Type 2	
Operating performance		
Maximum efficiency (hmax)	98.3%	98.5%
CN efficiency	98.2%	98.3%
Euro efficiency	98.0%	98.0%
Communication		
Embedded communication interfaces	3x RS485, 2X Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n @ 2,4 GHz)	
Communication protocol	Modbus RTU / TCP (SunSpec compliant); Aurora Protocol	
Remote monitoring services	Standard level access to Aurora Vision monitoring portal	
Advanced features	Integrated Web User Interface; Display (option); Embedded logging and direct transferring of data to Cloud	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C (-13...140 °F) with derating above 45 °C (113 °F) with derating above 45 °C (113 °F)	
Relative humidity	4%... 100% condensing	
Sound pressure level, typical	75 dB(A) @1 m	
Maximum operating altitude	4000 m (13123 ft) with derating above 2000 m / 6561 ft	

Inversor ABB PVS-100-TL (<https://www.europe-solarstore.com/abb-pvs-100-tl.html>)

PRODUCT FLYER FOR PVS-100/120-TL ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters PVS-100/120-TL 100 to 120 kW



Technical data and types

Type code	PVS-100-TL	PVS-120-TL
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	420V (400...500 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	360...1000 V	
Rated DC input voltage ($V_{dc,r}$)	620V	720V
Rated DC input power ($P_{dc,r}$)	102 000W	123 000W
Number of independent MPPT	6	
MPPT input DC voltage range at ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at $P_{dc,r}$	480...850V	570...850V
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPT,max}$)	17500 W [$480V \leq V_{MPPT} \leq 850V$]	20500 W [$570V \leq V_{MPPT} \leq 850V$]
Maximum DC input current for each MPPT ($I_{dc,max}$)	36 A	
Maximum input short circuit current ($I_{sc,max}$) for each MPPT	50 A ³⁾	
Number of DC input pairs for each MPPT	4	
DC connection type	PV quick fit connector ²⁾	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - replaceable surge arrester	Type II with monitoring only for SX and SX2 versions; Type I+II with monitoring only for SY and SY2 versions	
Photovoltaic array isolation control	as per IEC62109	
DC switch rating for each MPPT	50 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V ³⁾	
String current monitoring	SX2, SY2: (24ch) Individual string current monitoring; SX, SY: (6ch) Input current monitoring per MPPT	
Output side		
AC Grid connection type	Three phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power ($P_{ac,r} @ \cos\phi=1$)	100 000 W	120 000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max} @ \cos\phi=1$)	100 000 W	120 000 W
Maximum apparent power (S_{max})	100 000 VA	120 000 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ⁴⁾	384...576 ³⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	145 A	
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	45...55 Hz / 55...65 Hz ⁵⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, 0...1 inductive/capacitive with maximum S_{max}	
Total current harmonic distortion	< 3%	
Maximum AC cable	185mm ² Aluminum and copper	
AC connection type	Provided bar for lug connections M10, single core cable glands 4xM40 and M25, multi core cable gland M63 as option	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	225 A	
Output overvoltage protection - replaceable surge protection device	Type 2 with monitoring	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.4%	98.9%
Weighted efficiency (EURO)	98.2%	98.6%
Communication		
Embedded communication interfaces	1x RS485, 2x Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n @ 2,4 GHz)	
User interface	4 LEDs, Web User Interface	
Communication protocol	Modbus RTU/TCP (Sunspec compliant)	
Commissioning tool	Web User Interface, Mobile APP/APP for plant level	
Remote monitoring services	Aurora Vision™ monitoring portal	
Advanced features	Embedded logging, direct telemetry data transferring to ABB cloud	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 40°C / 104 °F	

Bateria 51,2 V 600 Ah e 30 kWh LiFePO4 (<https://www.basengreen.com/>)

Model	BR-PC-LV 15KWH	BR-PC-LV 30KWH
Cell Technology	Lithium-iron Phosphate (LiFePO4)	
Nominal Energy	15kWh	30kWh
Nominal Voltage	51.2V	51.2V
Nominal Capacity	300Ah	600Ah
Dimensions(L/W/H)	800*240*645mm	800*430*610mm
Weight	112kg	214kg
Max Charge Current	200A	
Max. Cont. Charge Current	200A	
Max Discharge Current	200A	
Max. Cont. Discharge Current	200A	
Operating Voltage Range	43.2V - 57.6V	
Charge Cut-Off Voltage	58.4V	
Discharge Cut-Off Voltage	43.2V	
Installation	Indoor	
Warranty	10 Years Product Warranty 15 Years Performance Warranty	
Round-Trip Efficiency	98%	
Scalability	Max. 16 Modules in Parallel	
Cycle Life	≥10000 Times (80%DoD)	
Service Life	15 Years	
Protection Rating	IP55	
Display	SOC Status Indicator, LED Indicator	
Communication	RS485, RS232, CAN	
Charge Temperature Range	0°C~60°C	
Discharge Temperature Range	-20°C~60°C (Under 0°C work with reduced capacity)	
Storage Temperature Range	-40°C~55°C @ 60%±25% relative humidity	
Compatible Inverters	SMA, Victron Energy, Deye, Goodwe, Growatt, Sermatec, etc.	

Bateria 51,2 V 200 Ah e 10 kWh LiFePO4 (<https://www.basengreen.com/>)



Technical Specification

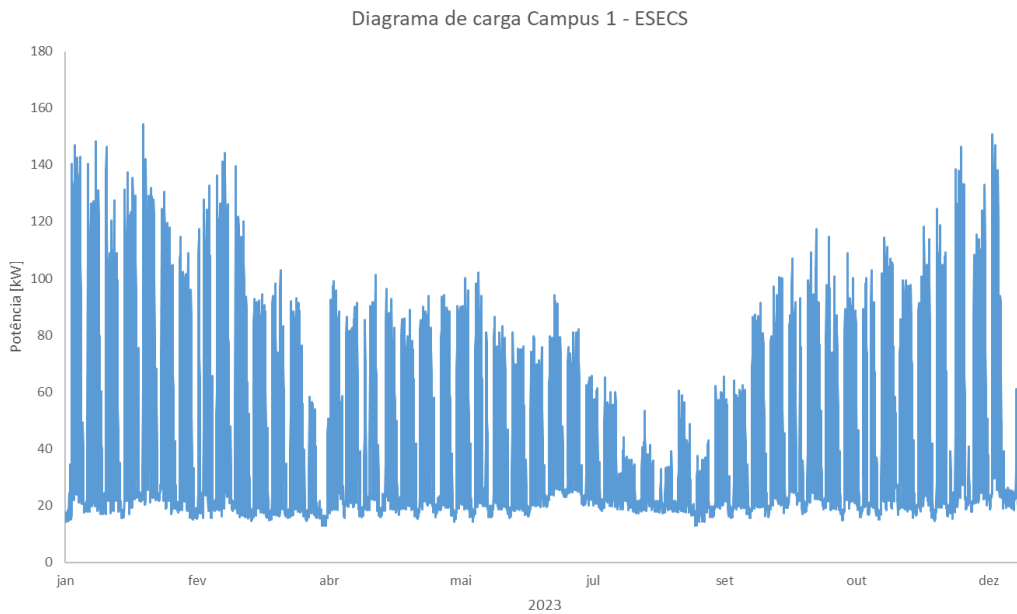
Model	BR-WM-LV 10KWH
Main Parameter	
Cell Technology	Lithium-iron Phosphate (LiFePO4)
Nominal Energy	10kWh
Round-Trip Efficiency	98%
Scalability	Max. 15 Modules in Parallel
Dimensions(L/W/H)	630*510*245mm
Weight	97kg
Installation	Indoor
Warranty	10 Years Product Warranty 15 Years Performance Warranty
Electrical Parameter	
Nominal Voltage	51.2V
Nominal Capacity	200Ah
Max Charge Current	100A
Max. Cont. Charge Current	100A
Max Discharge Current	100A
Max. Cont. Discharge Current	100A
Operating Voltage Range	43.2V - 57.6V
Charge Cut-Off Voltage	58.4V
Discharge Cut-Off Voltage	43.2V
General Parameter	
Cycle Life	≥6000 Times (80%DoD)
Service Life	10 Years
Protection Rating	IP55
Display	SOC Status Indicator, LED Indicator
Communication	RS485, RS232, CAN
Charge Temperature Range	0°C~60°C
Discharge Temperature Range	-20°C~60°C (Under 0°C work with reduced capacity)
Storage Temperature Range	-40°C~55°C @ 60%±25% relative humidity
Compatible Inverters	SMA, Victron Energy, Deye, Goodwe, Growatt, Sermatec, etc.

* Compatible tests with different brands of inverter are continuously, updates will be periodically.

** Under specific test conditions.

Anexo B - Relatório do sistema de produção energia do Campus 1 - ESECS

Diagrama de carga do Campus 1 - ESECS



Sumário mensal de energia consumida e o valor máximo de pico no Campus 1 - ESECS

Mês	Energia (kWh)	Potência Pico (kWp)
Jan	41 105,25	164,00
Fev	34 982,00	150,00
Mar	35 831,75	161,00
Abr	26 169,50	109,00
Mai	31 219,25	101,00
Jun	27 867,00	111,00
Jul	26 867,75	99,00
Ago	18 317,00	64,00
Set	26 298,00	107,00
Out	33 408,25	124,00
Nov	34 079,25	128,00
Dez	31 766,75	156,00
Anual	367 911,75	164,00

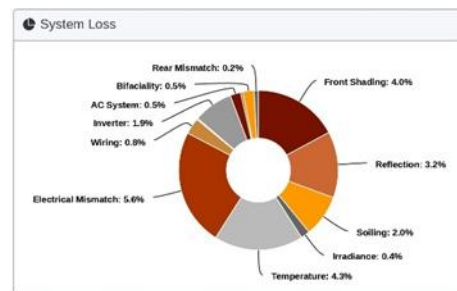
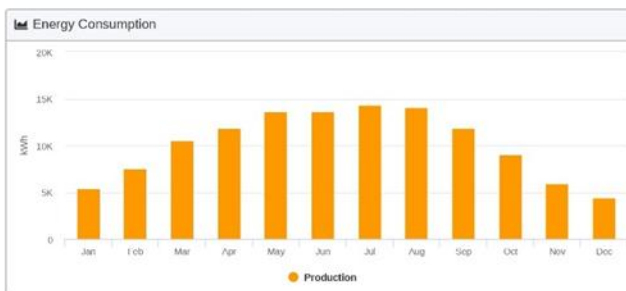
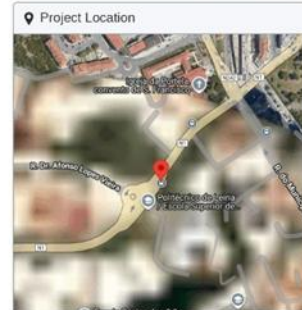
Production Report gerado pelo Helioscope

Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

Campus1 - ESECS Campus 1 - ESECS 39.74000232560578,-8.81161773108168

Project Details	
Address	39.74000232560578,-8.81161773108168
Customer Name	IPL
Owner	Humberto Gameiro Marques
Last Modified	Humberto Gameiro Marques 2 hours ago
Location	(39.740259999999998, -8.811800000000003) (GMT U)
Profile	Default Commercial

System Metrics	
Design	Campus1 - ESECS
Module DC Nameplate	80.45 kW
Inverter AC Nameplate	100.00 kW Load Ratio: 0.80
Annual Production	122.3 MWh
Performance Ratio	81.5%
kWh/kWp	1.520.0
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteonom 8 (meteonom_v8)
Simulator Version	a9b1c75bb3-eda2eba32f-8407ab23d3-8415cdde01



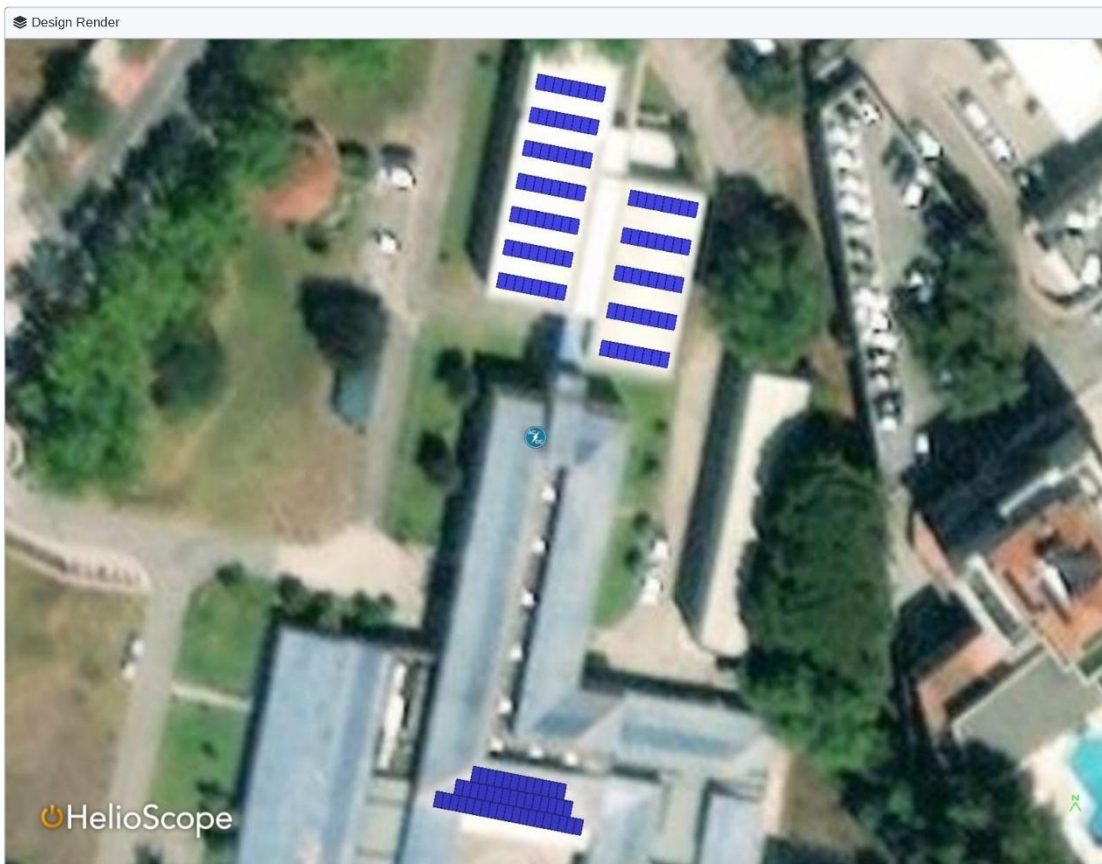
Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

Design BOM		
Component	Type	Quantity
PVS-100-TL	Inverters	1
JAM72S20-455/MR (1500V) (2021)	Modules	46
JAM66D45-620/LB (2025)	Modules	96
10 AWG (Copper)	Strings	8

Monthly Shading					
Month	GHI (kWh/m ²)	POA (kWh/m ²)	Shaded (kWh/m ²)	Nameplate (kWh)	Grid (kWh)
January	63.9	94.5	81.1	6,354.5	5,411.4
February	83.3	112.4	108.1	8,520.4	7,558.3
March	128.7	152.8	149.9	11,782.0	10,506.1
April	161.8	173.2	170.1	13,333.3	11,850.3
May	203.3	201.5	197.8	15,482.6	13,608.1
June	212.7	204.1	200.3	15,680.3	13,665.6
July	222.0	215.6	211.8	16,585.2	14,354.2
August	201.9	211.4	207.9	16,280.0	14,105.5
September	152.7	177.2	174.3	13,664.3	11,862.9
October	105.7	134.8	130.8	10,291.8	8,986.3
November	68.3	98.9	88.6	6,961.1	5,970.2
December	56.5	89.3	69.5	5,406.5	4,406.0

Design Wiring Zone			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	9 - 19	Along Racking

Annual Production				Condition Set																																	
Front Irradiance (kWh/m ²)	Description		Output	% Delta	Condition Set 1																																
	Annual Global Horizontal Irradiance		1,660.8	-	Weather Dataset: TMY, 10km Grid, Meteornorm 8(meteornorm_v8)																																
	Adjusted Global Horizontal Irradiance		1,660.8	0.0%	Solar Angle Location: Meteo Lat/Lng																																
	POA Irradiance		1,865.6	12.3%	Transposition Model: Perez Model																																
	Shaded Irradiance		1,790.1	-4.0%	Temperature Model: Sandia Model																																
	Irradiance After Reflection		1,733.6	-3.2%	Temperature Model Parameters																																
	Irradiance After Soiling		1,698.9	-2.0%																																	
Total Front Collector Irradiance		1,699.0	0.0%																																		
Rear Irradiance (kWh/m ²) <i>Supported only for fixed tilt racking</i>	Surface Irradiance in Collector Plane	Global Incident Irradiance on Surface		544.4	-	Soiling (%)																															
		Surface Reflected Irradiance after Albedo		108.9	-80.0%																																
		Conversion from Surface Area to Collector Area		218.1	-																																
		Surface Irradiance in Collector Plane		32.2	-85.2%																																
	Unshaded Irradiance on Rear Side	Surface Irradiance in Collector Plane		32.2	-	Albedo																															
		Sky Diffuse		14.5	-																																
		Beam Effective		1.3	-																																
		Total Unshaded Irradiance on Rear Side		48.0	-																																
	Shaded Irradiance on Rear Side		45.3	-5.6%	Rear Mismatch Loss: 10%																																
	Total Rear Collector Irradiance		45.3	-																																	
Effective Rear Collector Irradiance		36.2	-20.0%																																		
Total Collector Irradiance		1,735.3	-	Module Transparency: 0%																																	
Energy (kWh)	Nameplate		140,342.0	-	Irradiation Variance: 5.0%																																
	Output at Irradiance Levels		139,731.7	-0.4%	Cell Temperature Spread: 4.0°C																																
	Output at Cell Temperature Derate		133,781.2	-4.3%	Module Binning Range: -2.5% to 2.5%																																
	Output after Electrical Mismatch		126,319.2	-5.6%	AC System Derate: 0.50%																																
	Output after Rear Mismatch		126,055.3	-0.2%	Component Characterizations																																
	Optimal DC Output		125,342.8	-0.6%																																	
	Constrained DC Output		125,269.0	-0.1%																																	
	Inverter Output		122,899.4	-1.9%	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Type</th> <th>Component</th> <th>Characterization</th> <th>Bifacial</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Module</td> <td>JAM66D45-620LB (2025) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>True</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM66D45-620LB (2025) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>True</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>False</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>PVS-100-TL (Fimer (Formerly ABB))</td> <td>Default Characterization</td> <td>N/A</td> </tr> </tbody> </table>													Type	Component	Characterization	Bifacial	Module	JAM66D45-620LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True	Module	JAM66D45-620LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True	Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False	Inverter	PVS-100-TL (Fimer (Formerly ABB))	Default Characterization	N/A
	Type	Component	Characterization	Bifacial																																	
	Module	JAM66D45-620LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True																																	
Module	JAM66D45-620LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True																																		
Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False																																		
Inverter	PVS-100-TL (Fimer (Formerly ABB))	Default Characterization	N/A																																		
Energy to Grid		122,284.9	-0.5%																																		
Temperature Metrics				Avg. Operating Ambient Temp: 17.4°C																																	
				Avg. Operating Cell Temp: 29.7°C																																	
Simulation Metrics				Operating Hours: 4,622																																	
				Solved Hours: 4,622																																	
				Pending Hours: -																																	
				Error Hours: -																																	



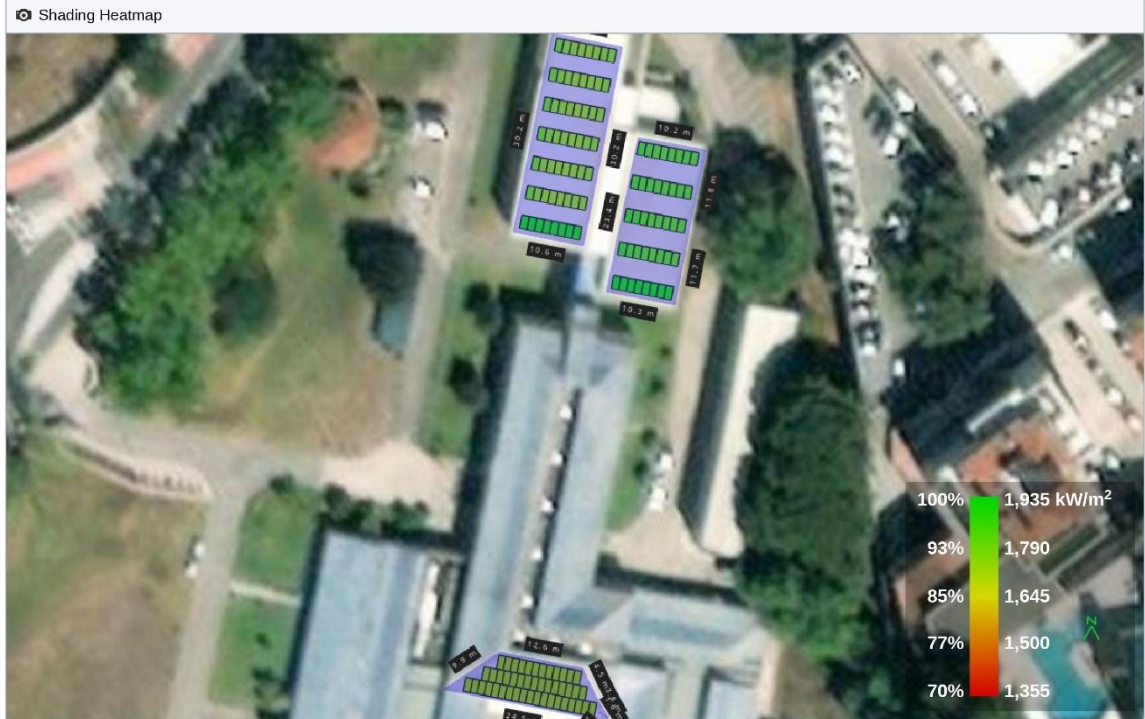
Field Segments

Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Telhado-01	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 191.083°	2.5 m	1x1	56	56	34.72 kW
Telhado-02	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 190.784°	3.1 m	1x1	40	40	24.80 kW
Telhado-03	Flush Mount	Portrait (Vertical)	5°	191.083°	0.0 m	1x1	46	46	20.93 kW

Shading report gerado pelo Helioscope

Shading Report produced by Humberto Gameiro Marques

Campus1 - ESECS Campus 1 - ESECS, 39.74000232560578,-8.81161773108168

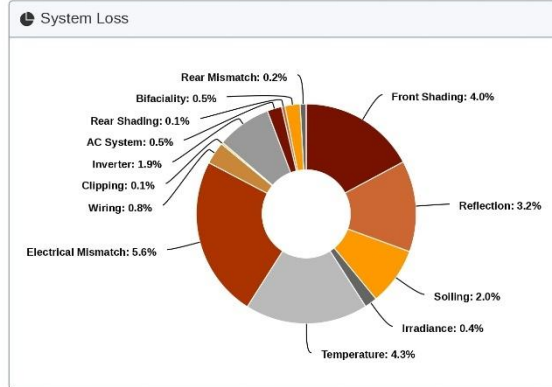
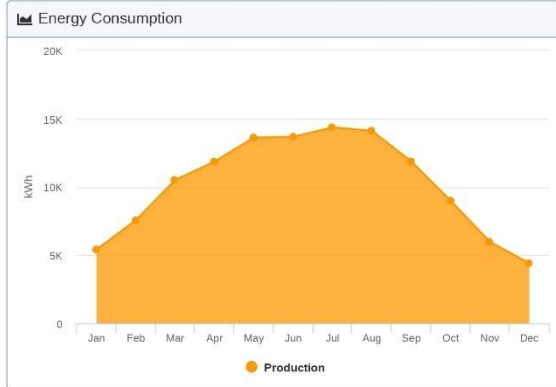


Shading by Field Segment

Description	Tilt	Azimuth	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOF ²	Solar Access	Min TSRF ²	Avg TSRF ²
Telhado-01	Module: 33°	Module: 191.083°	56	34.72 kWp	1,788.2 kWh/m ²	54.19 MWh ¹	99.7%	92.7%	90.2%	92.4%
Telhado-02	Module: 33°	Module: 190.784°	40	24.80 kWp	1,859.8 kWh/m ²	38.94 MWh ¹	99.7%	96.4%	94.7%	96.1%
Telhado-03	5°	191.083°	46	20.93 kWp	1,731.9 kWh/m ²	29.15 MWh ¹	89.5%	100.0%	89.5%	89.5%
Totals, weighted By kWp			142	80.45 kWp	1,790.1 kWh/m²	122.28 MWh	96.4%	96.0%	89.5%	92.5%

¹approximate, varies based on inverter performance
²based on location Optimal POA Irradiance of 1,935.3 kWh/m² at 34.8° tilt and 183.5° azimuth

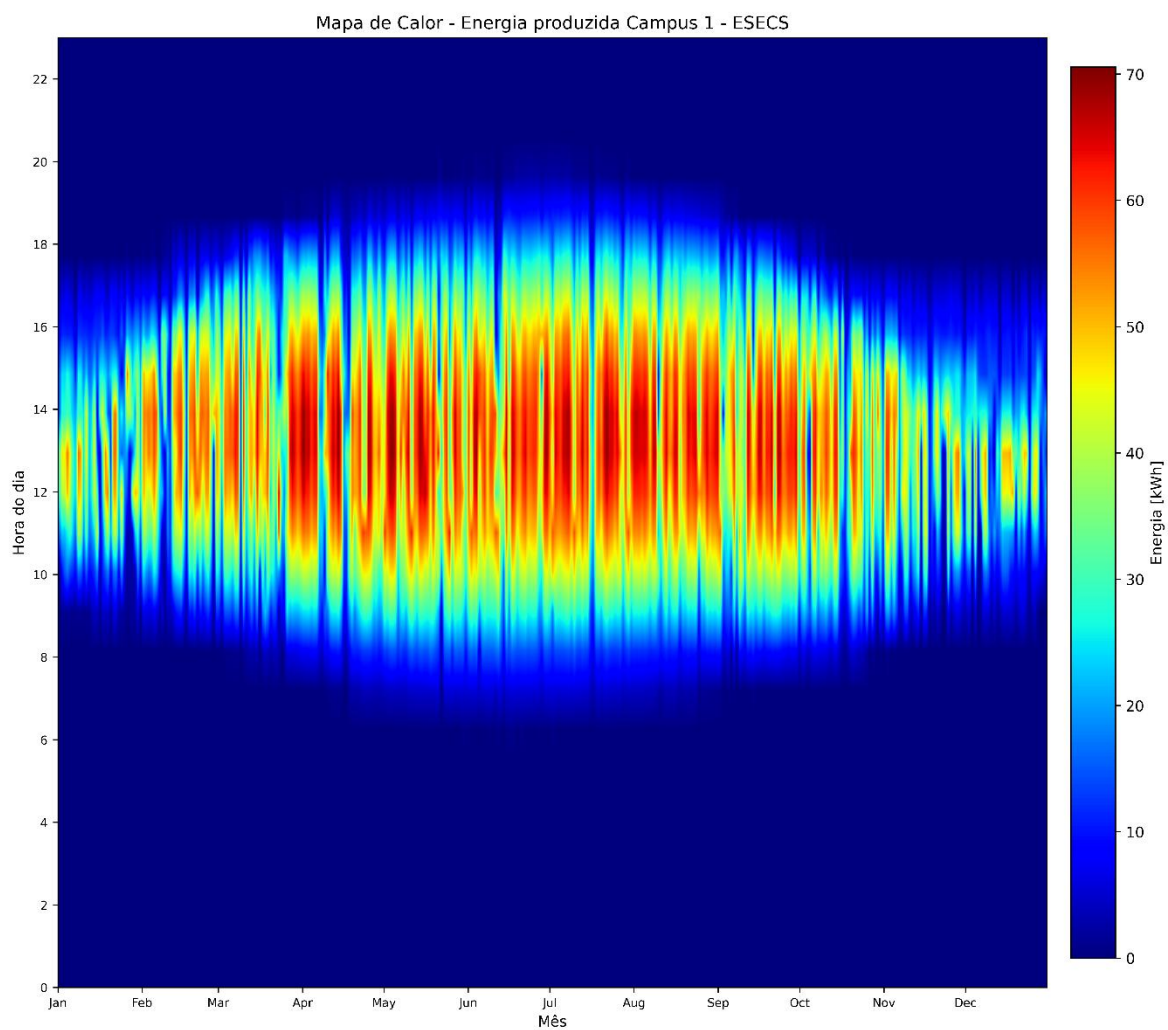
Campus1 - ESECS Campus 1 - ESECS, 39.74000232560578,-8.81161773108168



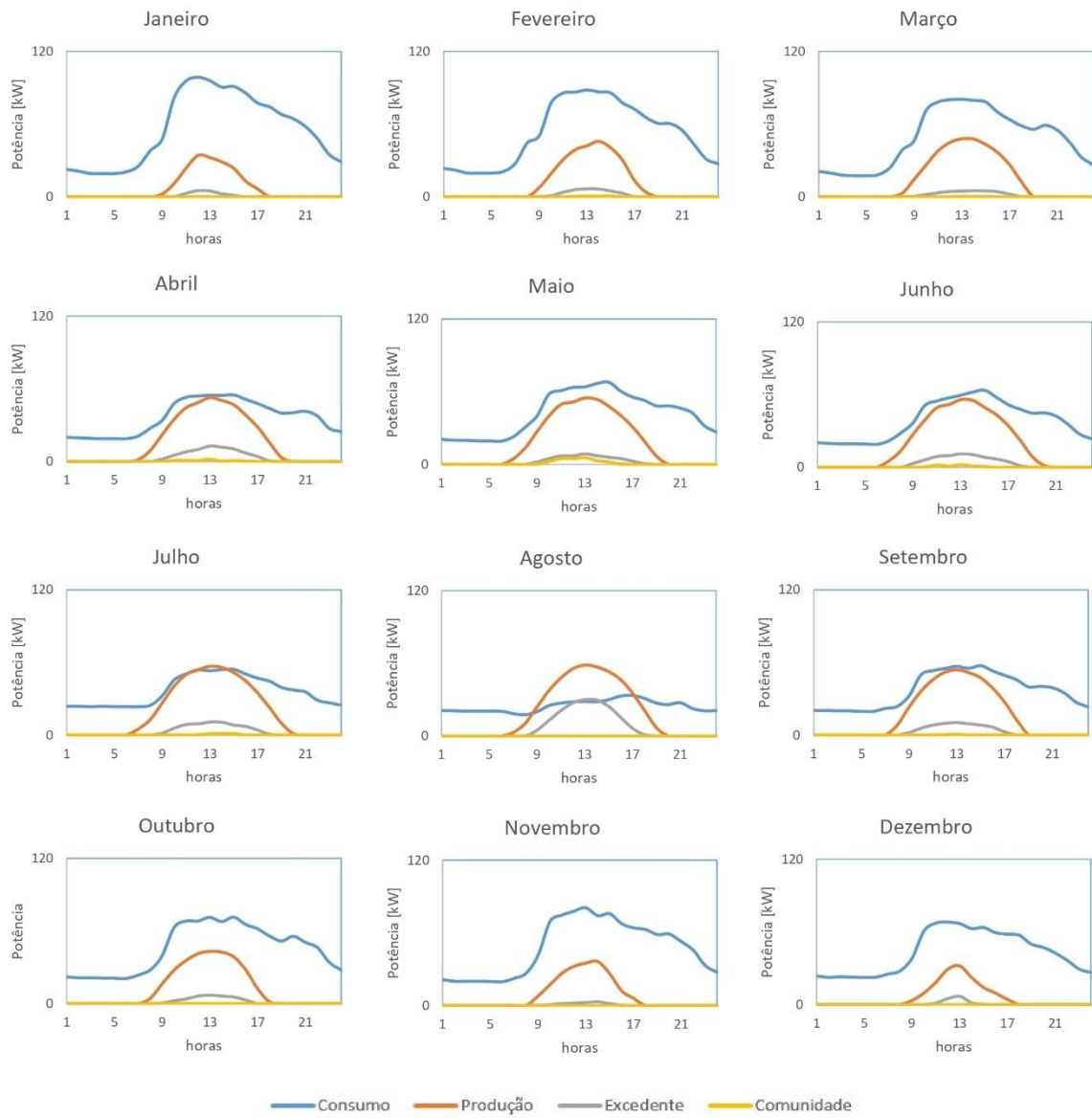
Solar Access by Month

Description	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Telhado-01	74%	93%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	95%	81%	63%
Telhado-02	91%	97%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	97%	93%	82%
Telhado-03	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Solar Access, weighted by kWp	85.8%	96.1%	98.1%	98.2%	98.2%	98.2%	98.3%	98.4%	98.4%	97.0%	89.5%	77.8%
AC Power (kW)	5,411.4	7,558.3	10,506.1	11,850.3	13,608.1	13,665.6	14,354.2	14,105.5	11,862.9	8,986.3	5,970.2	4,406.0

Mapa de calor de produção de energia Campus 1 - ESECS



Perfil horário mensal por ano do Campus 1 - ESECS



Orçamento para o sistema fotovoltaico do Campus 1 - ESECS

Item	Descrição	Quantidade	Valor (un) s/ IVA	Subtotal	IVA	Total
01	Modulo JA Solar JAM66D45 LB 620W	96	69,00€	6 624,00€	1 523,52€	8 147,52€
02	Modulo JA Solar JAM72S20 MR 455W	46	55,00€	2 530,00€	581,90€	3 111,90€
03	Inversor ABB PVS-100-TL	1	7 209,00€	7 209,00€	1 658,07€	8 867,07€
04	Cabo elétrico 10AWG Vermelho	350	0,78€	273,00€	62,79€	335,79€
05	Cabo elétrico 10AWG Preto	350	0,74€	259,00€	59,57€	318,57€
06	Suportes para modulos solares inclinados	96	45,00€	4 320,00€	907,20€	5 227,20€
07	Suportes para modulos solares planos	46	25,00€	1 150,00€	264,50€	1 414,50€
08	Instalação	1	10 730,00€	10 730,00€	2 467,90€	13 197,90€
Total				33 095,00€	7 525,45€	40 620,45€

Análise de produção e rentabilidade do sistema PV do Campus 1 - ESECS

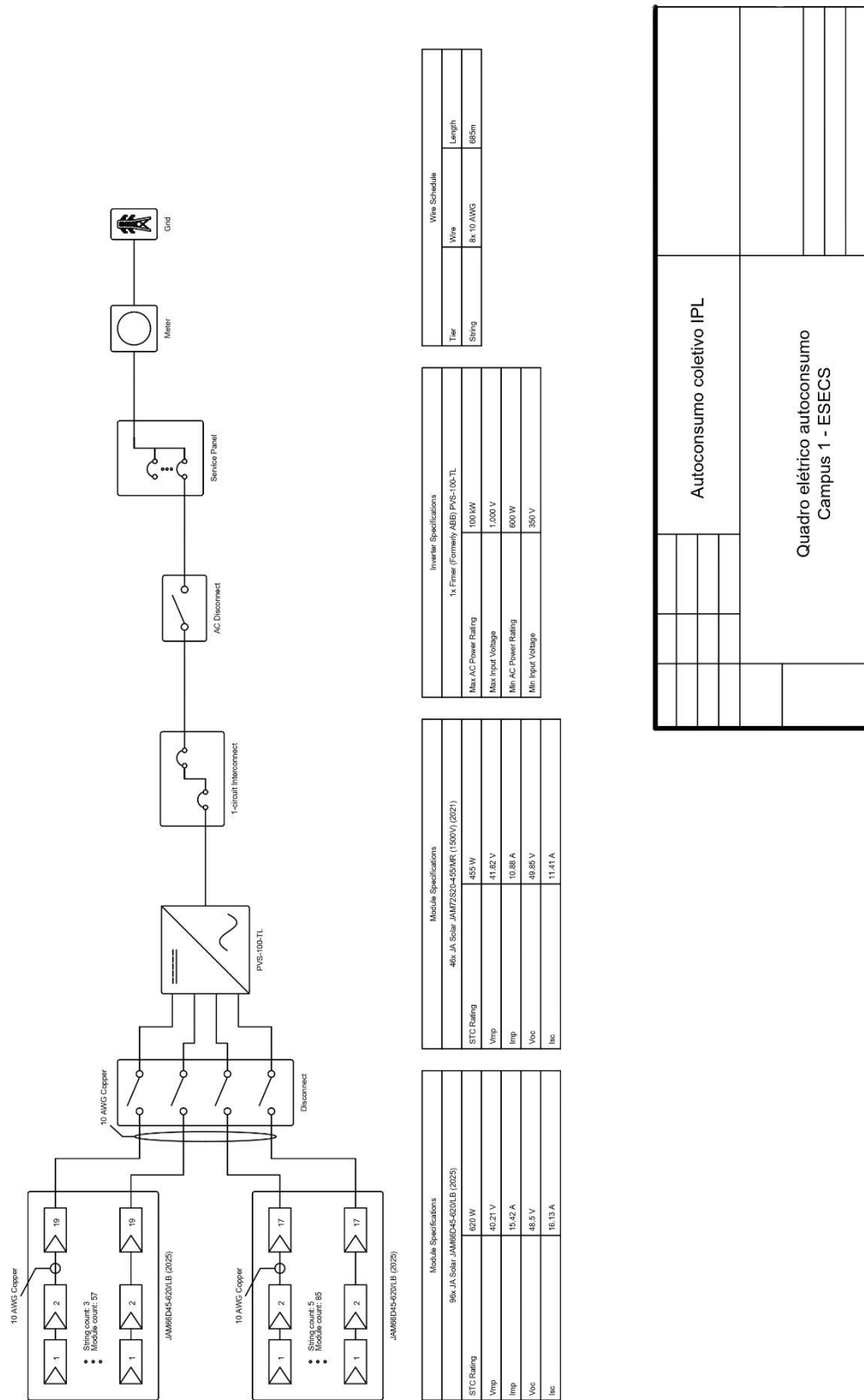
Custo energia	0,21	€
Eficiência do armazenamento	98	%
Custo unitário bateria LiFePO4	90,06	€/kWh
Capacidade max bateria LiFePO4	30,7	kWh
Profundidade de descarga	95	%
Preço de custo do sistema PV (Fotovoltaico)	40 620,45	€
Preço de venda energia	0,04	€/kWh
Taxa de atualização	3	%
Tempo de vida útil	30	anos
Produção anual de energia	122 899,71	kWh/ano
Autoconsumo de energia sem armazenamento	103 432,29	kWh/ano
Excedente de energia anual sem armazenamento	19 467,41	kWh/ano
% do excedente à produção	15,84	%
Autoconsumo de energia com armazenamento	107 422,13	kWh/ano
Máximo armazenamento usado	29,17	kWh
Excedente anual com armazenamento	15 477,57	kWh/ano
% do excedente à produção com armazenamento	12,59	%
Consumo da rede sem sistema PV	367 911,75	kWh/ano
Consumo da rede com sistema PV e sem armazenamento	264 479,46	kWh/ano
Consumo rede com sistema PV e com armazenamento	260 569,41	kWh/ano
Custo da energia sem sistema PV	77 261,47	€/ano
Custo de energia com sistema PV e sem armazenamento	55 540,69	€/ano
Custo de energia com sistema PV e com armazenamento	54 719,58	€/ano
Receita de venda de excedente sem armazenamento	778,70	€/ano
Receita de venda de excedente com armazenamento	619,10	€/ano
Poupança com sistema PV sem venda excedente	21 720,78	€/ano
Poupança com sistema PV e com armazenamento, sem venda de excedente	22 541,89	€/ano
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	22 499,48	€/ano
Poupança com sistema PV com armazenamento e com venda de excedente	23 160,99	€/ano
Preço de custo do sistema PV	40 620,45	€
Custo da bateria	2 626,60	€
Preço de custo do sistema PV com armazenamento	43 247,05	€

Análise de <i>payback</i> do sistema PV		
Não considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Custo total atual (Preço total do sistema + (Despesas de manutenção x Tempo de vida útil))	46 713,52	€
Custo sistema PV com bateria	52 360,71	€
Custo total da energia (Tempo de vida útil x Custo da energia sem sistema PV)	2 317 844,03	€
Poupança com sistema PV	604 909,93	€
Poupança com sistema PV e com armazenamento	623 896,02	€
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	628 270,83	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	642 469,11	€
Custo adicional do armazenamento	5 647,19	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	18 986,08	€
Poupança adicional com armazenamento e venda de excedente	14 198,27	€
Payback sistema PV	2,15	anos
Payback sistema PV com armazenamento e sem venda de excedente	2,32	anos
Payback sistema PV e com venda de excedente	2,08	anos
Payback sistema PV, com armazenamento e com venda de excedente	2,26	anos

Análise ao custo da energia produzida		
Considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Fator i	0,05101926	
Custo total atual sistema PV	44 601,34	€
Custo sistema com bateria	49 171,27	€
Custo total da energia *	2 317 844,03	€
Poupança com sistema PV	607 022,11	€
Poupança com sistema PV e armazenamento	627 085,45	€
Poupança com sistema PV e venda de excedente	630 383,00	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	645 658,54	€
Custo adicional do armazenamento	4 569,93	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	20 063,35	€
Poupança adicional com armazenamento e com venda de excedente	15 275,54	€
Custo da energia sem armazenamento	0,019	€/kWh
Custo da energia com armazenamento	0,020	€/kWh
Custo da energia autoconsumida sem armazenamento	0,022	€/kWh
Custo da energia autoconsumida com armazenamento	0,023	€/kWh
* Assume-se que o valor anual a pagar pela energia aumenta o mesmo que a taxa de atualização		

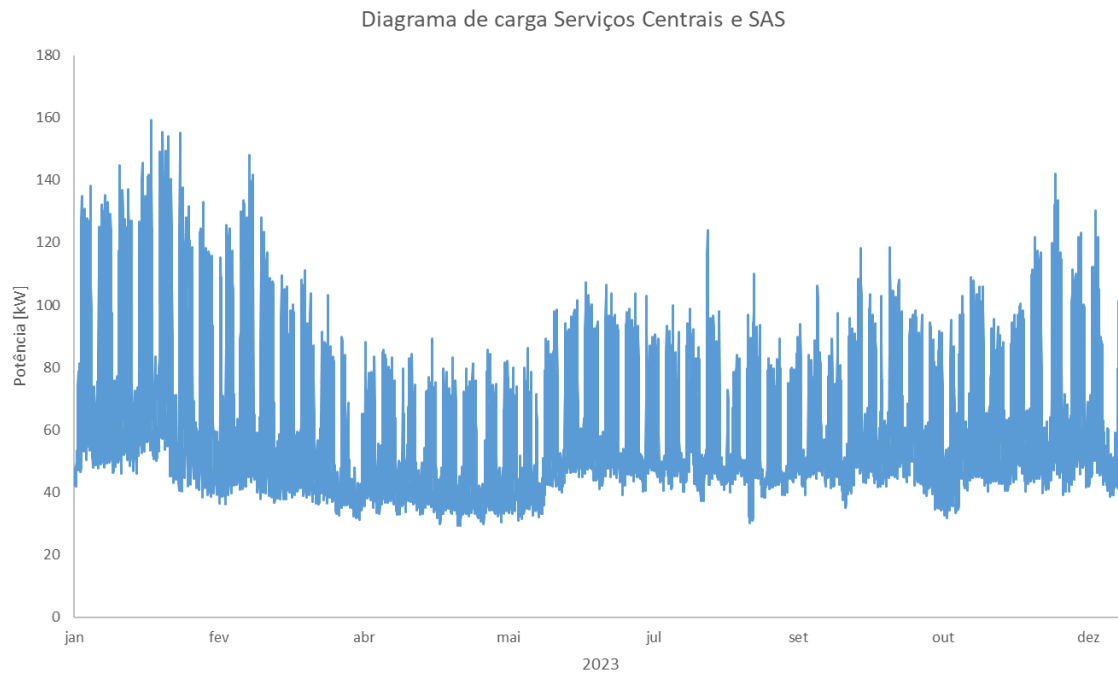
Análise financeira simplificada		
Despesas de operação e manutenção (DOM)	0,005	
Preço de referência de energia (Rb)	0,21	€/kWh
Produção anual de energia (Ea)	122 899,707	kWh/ano
Tempo de vida útil (n)	30	anos
Taxa de atualização (a)	3	%
Coefficiente de atualização (Ka)	19,60	
Taxa de atualização (i)	0,05	
Sistema PV sem Armazenamento		
Investimento total (It)	40 620,45	€
Receita líquida (RL)	25 605,84	€
Valor residual do equipamento (Vr)	2 031,02	€
Valor atual líquido (VAL)	460 428,49	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	12,38	
Sistema PV com Armazenamento		
Investimento total (It)	43 247,05	€
Receita líquida (RL)	25 592,70	€
Valor residual do equipamento (Vr)	2 162,35	€
Valor atual líquido (VAL)	457 747,78	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	12,38	

Esquema Unifilar



Anexo C - Relatório do sistema de produção energia dos Serviços Centrais e SAS

Diagrama de carga dos Serviços centrais e SAS



Sumário mensal de energia consumida e o valor máximo de pico nos SC e SAS

Mês	Energia (kWh)	Potência Pico (kWp)
Jan	59 591,50	168,00
Fev	48 782,75	172,00
Mar	48 329,00	156,00
Abr	34 338,75	106,00
Mai	35 220,25	100,00
Jun	40 595,75	116,00
Jul	43 731,25	127,00
Ago	41 314,00	137,00
Set	41 359,25	129,00
Out	44 890,50	133,00
Nov	46 895,75	133,00
Dez	47 107,25	160,00
Anual	532 156,00	172,00

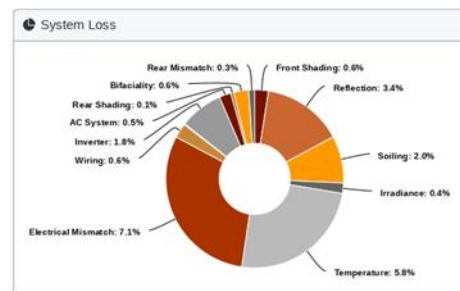
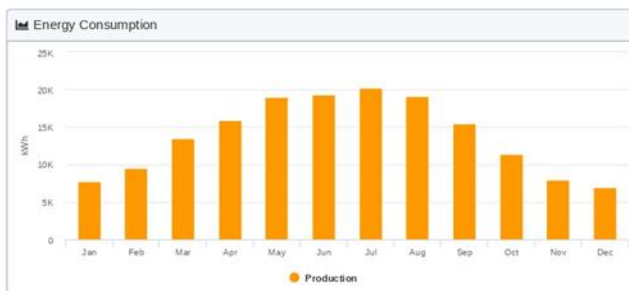
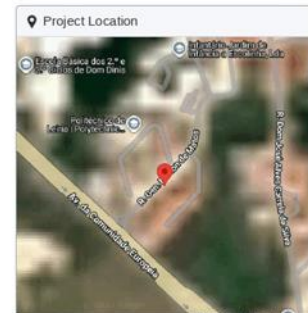
Production Report gerado pelo Helioscope

Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

SC - SAS Serviços Centrais - SAS 39.73671423105219,-8.81135078763326

Project Details	
Address	39.73671423105219,-8.81135078763326
Customer Name	IPL
Owner	Humberto Gameiro Marques
Last Modified	Humberto Gameiro Marques 5 minutes ago
Location	(39.736845999999999, -8.810782999999999) (GMT 0)
Profile	Default Commercial

System Metrics	
Design	SC - SAS
Module DC Nameplate	113.67 kW
Inverter AC Nameplate	100.00 kW Load Ratio: 1.14
Annual Production	166.2 MWh
Performance Ratio	82.2%
kWh/kWp	1,462.5
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteonorm 8 (meteonorm_v8)
Simulator Version	a9b1c75bb3-eda2eba32f-8407ab23d3-8415cdde01



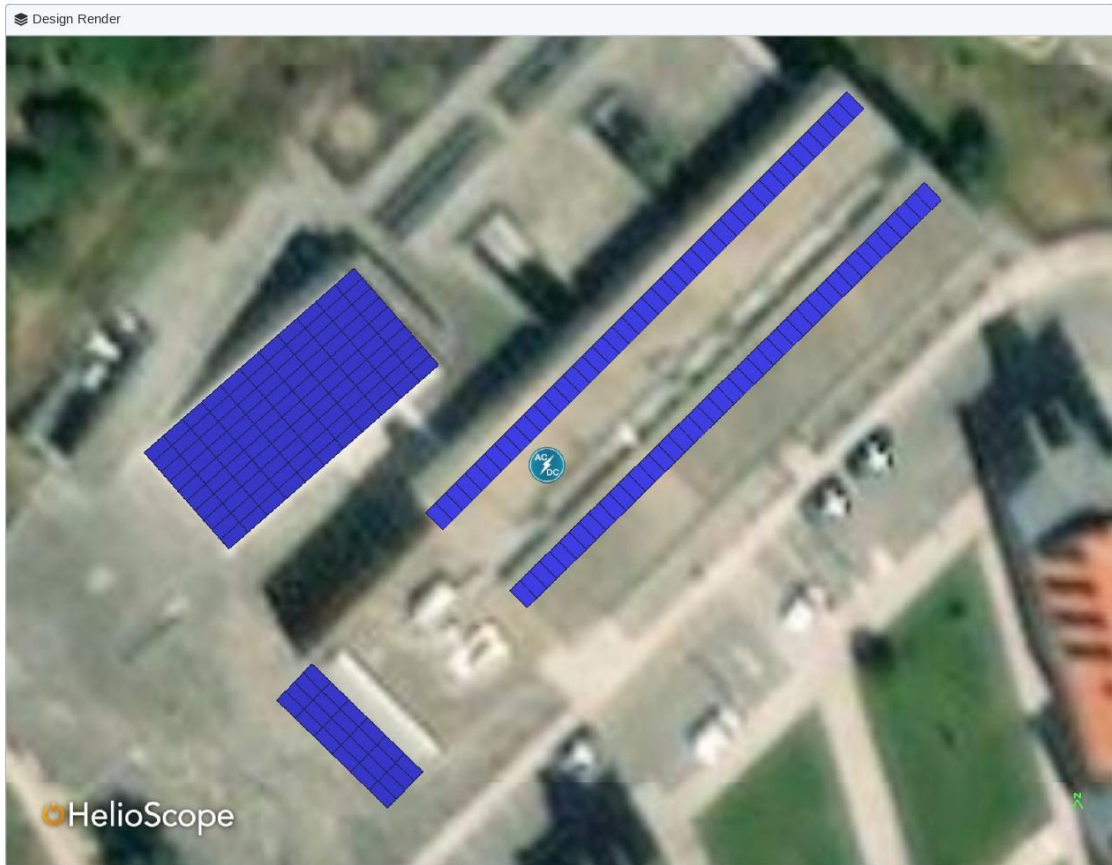
Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

Design BOM		
Component	Type	Quantity
PVS-100-TL	Inverters	1
JAM72S20-455/MR (1500V) (2021)	Modules	134
JAM66D45-620/LB (2025)	Modules	85
10 AWG (Copper)	Strings	13

Monthly Shading					
Month	GHI (kWh/m ²)	POA (kWh/m ²)	Shaded (kWh/m ²)	Nameplate (kWh)	Grid (kWh)
January	63.9	80.7	80.1	8,813.0	7,710.2
February	83.3	99.4	98.8	10,935.4	9,519.0
March	128.7	142.1	141.3	15,685.4	13,484.1
April	161.8	168.9	168.1	18,725.2	15,965.4
May	203.3	203.8	202.8	22,629.5	19,051.9
June	212.7	208.6	207.5	23,158.3	19,328.0
July	222.0	219.9	218.9	24,455.5	20,248.4
August	201.9	207.6	206.6	23,074.2	19,125.9
September	152.7	167.2	166.5	18,525.8	15,433.6
October	105.7	122.0	121.1	13,406.1	11,392.7
November	68.3	84.2	83.6	9,184.1	7,981.3
December	56.5	74.2	73.2	8,029.0	7,003.9

Design Wiring Zone			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	9 - 18	Along Racking

Annual Production				Condition Set																																																			
Front Irradiance (kWh/m ²)	Description		Output	% Delta	Condition Set 1																																																		
	Annual Global Horizontal Irradiance		1,660.8	-	Weather Dataset: TMY, 10km Grid, Meteonorm 8(meteonorm_v8)																																																		
	Adjusted Global Horizontal Irradiance		1,660.8	0.0%	Solar Angle Location: Meteo Lat/Lng																																																		
	POA Irradiance		1,778.8	7.1%	Transposition Model: Perez Model																																																		
	Shaded Irradiance		1,768.4	-0.6%	Temperature Model: Sandia Model																																																		
	Irradiance After Reflection		1,707.8	-3.4%	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Temperature Model Parameters</th> <th>Rack Type</th> <th>a</th> <th>b</th> <th colspan="2">Temperature Delta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Fixed Tilt</td> <td></td> <td>-3.56</td> <td>-0.08</td> <td colspan="2">3.0°C</td> </tr> <tr> <td>Flush Mount</td> <td></td> <td>-2.81</td> <td>-0.05</td> <td colspan="2">0.0°C</td> </tr> <tr> <td>East-West</td> <td></td> <td>-3.56</td> <td>-0.08</td> <td colspan="2">3.0°C</td> </tr> <tr> <td>Carport</td> <td></td> <td>-3.56</td> <td>-0.08</td> <td colspan="2">3.0°C</td> </tr> </tbody> </table>													Temperature Model Parameters		Rack Type	a	b	Temperature Delta		Fixed Tilt		-3.56	-0.08	3.0°C		Flush Mount		-2.81	-0.05	0.0°C		East-West		-3.56	-0.08	3.0°C		Carport		-3.56	-0.08	3.0°C								
	Temperature Model Parameters		Rack Type	a														b	Temperature Delta																																				
Fixed Tilt		-3.56	-0.08	3.0°C																																																			
Flush Mount		-2.81	-0.05	0.0°C																																																			
East-West		-3.56	-0.08	3.0°C																																																			
Carport		-3.56	-0.08	3.0°C																																																			
Total Front Collector Irradiance		1,673.7	-0.0%																																																				
Rear Irradiance (kWh/m ²) <i>Supported only for fixed tilt racking</i>	Surface Irradiance in Collector Plane	Global Incident Irradiance on Surface		463.7	-	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="13">Soiling (%)</th> </tr> <tr> <th>J</th><th>F</th><th>M</th><th>A</th><th>M</th><th>J</th><th>J</th><th>A</th><th>S</th><th>O</th><th>N</th><th>D</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td> </tr> </tbody> </table>													Soiling (%)													J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
		Soiling (%)																																																					
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D																																										
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2																																											
	Surface Reflected Irradiance after Albedo		92.7	-80.0%																																																			
	Conversion from Surface Area to Collector Area		175.6	-																																																			
	Surface Irradiance in Collector Plane		30.1	-82.9%																																																			
	Unshaded Irradiance on Rear Side	Surface Irradiance in Collector Plane		30.1	-																																																		
		Sky Diffuse		19.4	-																																																		
		Beam Effective		7.5	-																																																		
Total Unshaded Irradiance on Rear Side		57.0	-																																																				
Shaded Irradiance on Rear Side		54.1	-5.2%																																																				
Total Rear Collector Irradiance		54.1	-																																																				
Effective Rear Collector Irradiance		43.3	-20.0%																																																				
Total Collector Irradiance		1,717.0	-																																																				
Energy (kWh)	Nameplate		196,621.5	-	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Component Characterizations</th> </tr> <tr> <th>Type</th> <th>Component</th> <th>Characterization</th> <th>Bifacial</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Module</td> <td>JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>True</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>True</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM72S20-455MR (1500V) (2021) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>False</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM72S20-455MR (1500V) (2021) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>False</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>PVS-100-TL (Fimer (Formerly ABB))</td> <td>Default Characterization</td> <td>N/A</td> </tr> </tbody> </table>													Component Characterizations				Type	Component	Characterization	Bifacial	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True	Module	JAM72S20-455MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False	Module	JAM72S20-455MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False	Inverter	PVS-100-TL (Fimer (Formerly ABB))	Default Characterization	N/A										
	Component Characterizations																																																						
	Type	Component	Characterization	Bifacial																																																			
	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True																																																			
	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True																																																			
	Module	JAM72S20-455MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False																																																			
	Module	JAM72S20-455MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False																																																			
	Inverter	PVS-100-TL (Fimer (Formerly ABB))	Default Characterization	N/A																																																			
	Output at Irradiance Levels		195,749.6	-0.4%																																																			
Output at Cell Temperature Derate		184,467.9	-5.8%																																																				
Output after Electrical Mismatch		171,348.4	-7.1%																																																				
Output after Rear Mismatch		170,919.7	-0.3%																																																				
Optimal DC Output		170,287.1	-0.4%																																																				
Constrained DC Output		170,224.5	-0.0%																																																				
Inverter Output		167,079.7	-1.8%																																																				
Energy to Grid		166,244.3	-0.5%																																																				
Temperature Metrics				<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Avg. Operating Ambient Temp</td> <td>17.4°C</td> </tr> <tr> <td>Avg. Operating Cell Temp</td> <td>32.3°C</td> </tr> </tbody> </table>													Avg. Operating Ambient Temp	17.4°C	Avg. Operating Cell Temp	32.3°C																																			
Avg. Operating Ambient Temp	17.4°C																																																						
Avg. Operating Cell Temp	32.3°C																																																						
Simulation Metrics				<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Operating Hours</td> <td>4,622</td> </tr> <tr> <td>Solved Hours</td> <td>4,622</td> </tr> <tr> <td>Pending Hours</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Error Hours</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>													Operating Hours	4,622	Solved Hours	4,622	Pending Hours	-	Error Hours	-																															
Operating Hours	4,622																																																						
Solved Hours	4,622																																																						
Pending Hours	-																																																						
Error Hours	-																																																						



Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Residencias_01	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	228.715°	0.0 m	1x1	110	110	50.05 kW
Residencias-02	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 135°	2.0 m	1x1	43	43	26.66 kW
Residencias-03	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 135.454°	3.0 m	1x1	42	42	26.04 kW
Patio	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	10°	224.226°	0.0 m	1x1	24	24	10.92 kW

Shading report gerado pelo Helioscope

Shading Report produced by Humberto Gameiro Marques

SC - SAS Serviços Centrais - SAS, 39.73671423105219,-8.81135078763326

Shading Heatmap



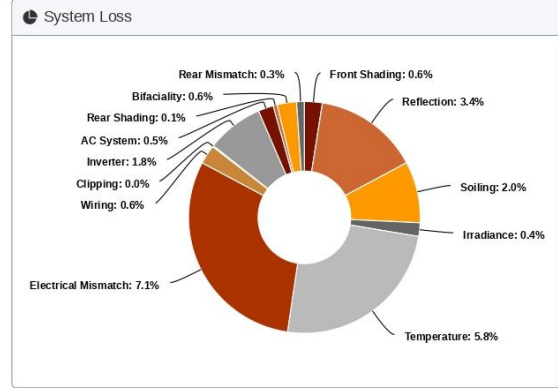
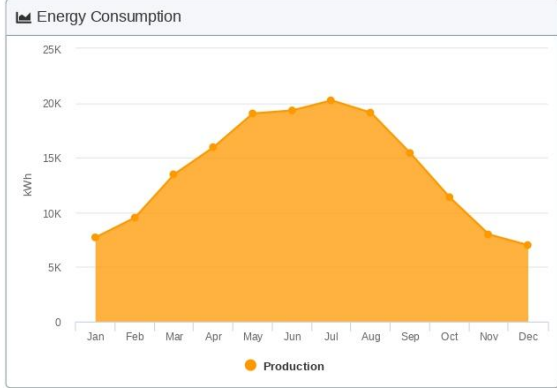
Shading by Field Segment

Description	Tilt	Azimuth	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOF ²	Solar Access	Min TSRF ²	Avg TSRF ²
Patio	10°	224.226°	24	10.92 kWp	1,755.9 kWh/m ²	15.13 MWh ¹	90.7%	100.0%	90.7%	90.7%
Residencias_01	10°	228.715°	110	50.05 kWp	1,748.0 kWh/m ²	67.87 MWh ¹	90.3%	100.0%	90.3%	90.3%
Residencias-02	Module: 33°	Module: 135°	43	26.66 kWp	1,771.4 kWh/m ²	41.76 MWh ¹	94.3%	97.1%	91.3%	91.5%
Residencias-03	Module: 33°	Module: 135.454°	42	26.04 kWp	1,826.2 kWh/m ²	41.48 MWh ¹	94.4%	100.0%	94.4%	94.4%
Totals, weighted By kWp			219	113.67 kWp	1,768.4 kWh/m²	166.24 MWh	91.9%	99.4%	90.3%	91.4%

¹approximate, varies based on inverter performance
²based on location Optimal POA Irradiance of 1,935.2 kWh/m² at 34.8° tilt and 183.5° azimuth

Shading Report produced by Humberto Gameiro Marques

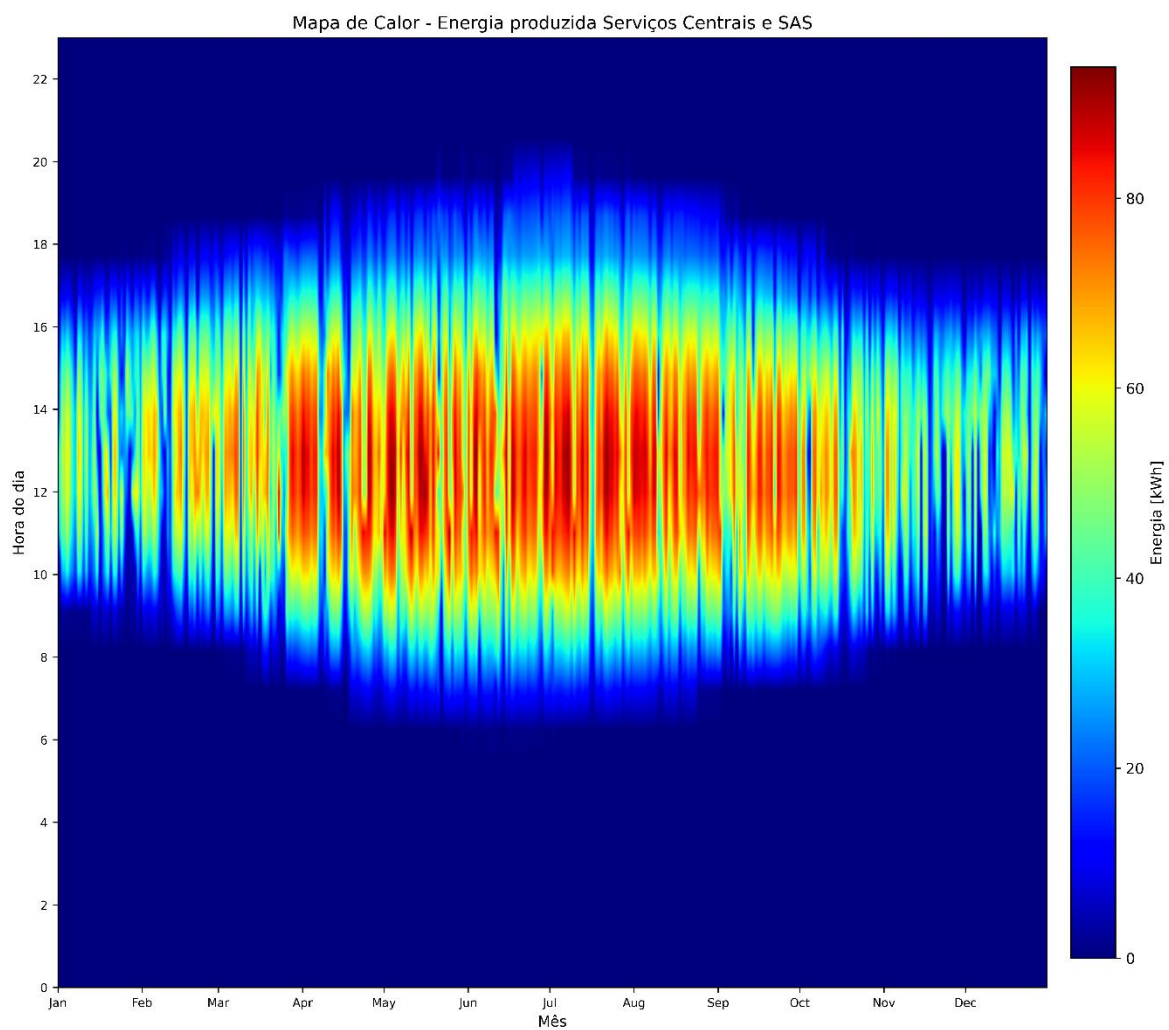
SC - SAS Serviços Centrais - SAS, 39.73671423105219,-8.81135078763326



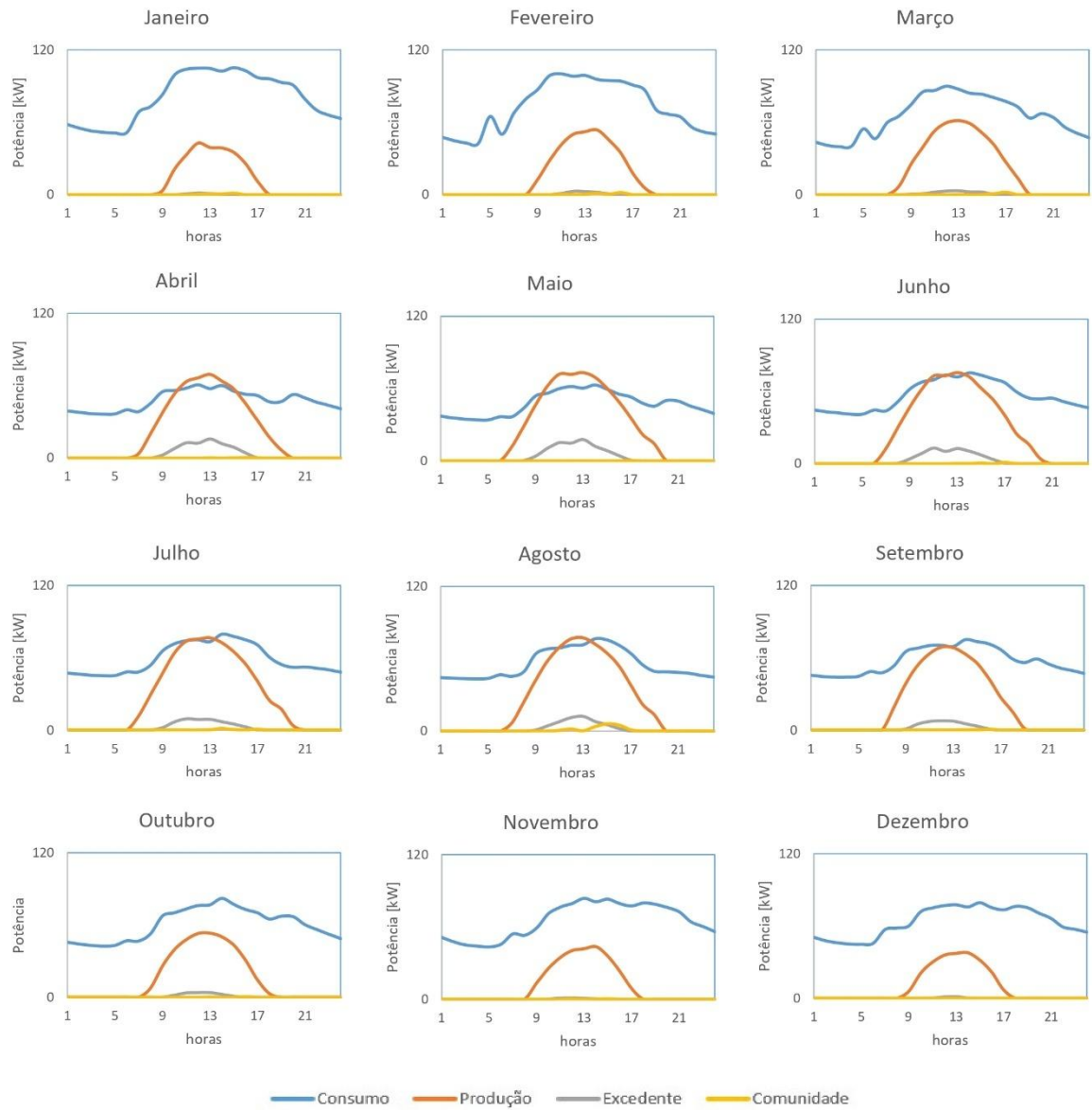
Solar Access by Month

Description	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Residencias_01	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Residencias_02	96%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	98%	98%	96%	96%	94%
Residencias_03	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Patio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Solar Access, weighted by kWp	99.2%	99.3%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.2%	99.2%	98.7%
AC Power (kWh)	7,710.2	9,519.0	13,484.1	15,965.4	19,051.9	19,328.0	20,248.4	19,125.9	15,433.6	11,392.7	7,981.3	7,003.9

Mapa de calor de produção de energia dos Serviços centrais e SAS



Perfil horário mensal por ano dos Serviços centrais e SAS



Orçamento para o sistema fotovoltaico dos Serviços Centrais e SAS

Item	Descrição	Quantidade	Valor (un) s/ IVA	Subtotal	IVA	Total
01	Modulo JA Solar JAM66D45 LB 620W	85	69,00€	5 865,00€	1 348,95€	7 213,95€
02	Modulo JA Solar JAM72S20 MR 455W	134	55,00€	7 370,00€	1 695,10€	9 065,10€
03	Inversor ABB PVS-100-TL	1	7 209,00€	7 209,00€	1 658,07€	8 867,07€
04	Cabo elétrico 10 AWG Vermelho	350	0,78€	273,00€	62,79€	335,79€
05	Cabo elétrico 10 AWG Preto	350	0,74€	259,00€	59,57€	318,57€
06	Suportes para modulos solares inclinados	96	45,00€	4 320,00€	907,20€	5 227,20€
07	Suportes para modulos solares planos	134	25,00€	3 350,00€	770,50€	4 120,50€
08	Instalação	1	18 535,00€	18 535,00€	4 263,05€	22 798,05€
Total				47 181,00€	10 765,23€	57 946,23€

Análise de produção e rentabilidade do sistema PV dos Serviços centrais e SAS

Custo energia	0,19	€
Eficiência do armazenamento	98	%
Custo unitário bateria LiFePO4	90,06	€/kWh
Capacidade max bateria LiFePO4	30,7	kWh
Profundidade de descarga	95	%
Preço de custo do sistema PV (Fotovoltaico)	57 946,23	€
Preço de venda energia	0,04	€/kWh
Taxa de atualização	3	%
Tempo de vida útil	30	anos
Produção anual de energia	167 079,70	kWh/ano
Autoconsumo de energia sem armazenamento	154 146,08	kWh/ano
Excedente de energia anual sem armazenamento	12 933,62	kWh/ano
% do excedente à produção	7,74	%
Autoconsumo de energia com armazenamento	157 741,89	kWh/ano
Máximo armazenamento usado	29,17	kWh
Excedente anual com armazenamento	9 337,82	kWh/ano
% do excedente à produção com armazenamento	5,59	%
Consumo da rede sem sistema PV	532 156,00	kWh/ano
Consumo da rede com sistema PV e sem armazenamento	378 009,92	kWh/ano
Consumo rede com sistema PV e com armazenamento	374 486,03	kWh/ano
Custo da energia sem sistema PV	101 109,64	€/ano
Custo de energia com sistema PV e sem armazenamento	71 821,89	€/ano
Custo de energia com sistema PV e com armazenamento	71 152,35	€/ano
Receita de venda de excedente sem armazenamento	517,34	€/ano
Receita de venda de excedente com armazenamento	373,51	€/ano
Poupança com sistema PV sem venda excedente	29 287,75	€/ano
Poupança com sistema PV e com armazenamento, sem venda de excedente	29 957,29	€/ano
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	29 805,10	€/ano
Poupança com sistema PV com armazenamento e com venda de excedente	30 330,81	€/ano
Preço de custo do sistema PV	57 946,23	€
Custo da bateria	2 626,60	€
Preço de custo do sistema PV com armazenamento	60 572,83	€

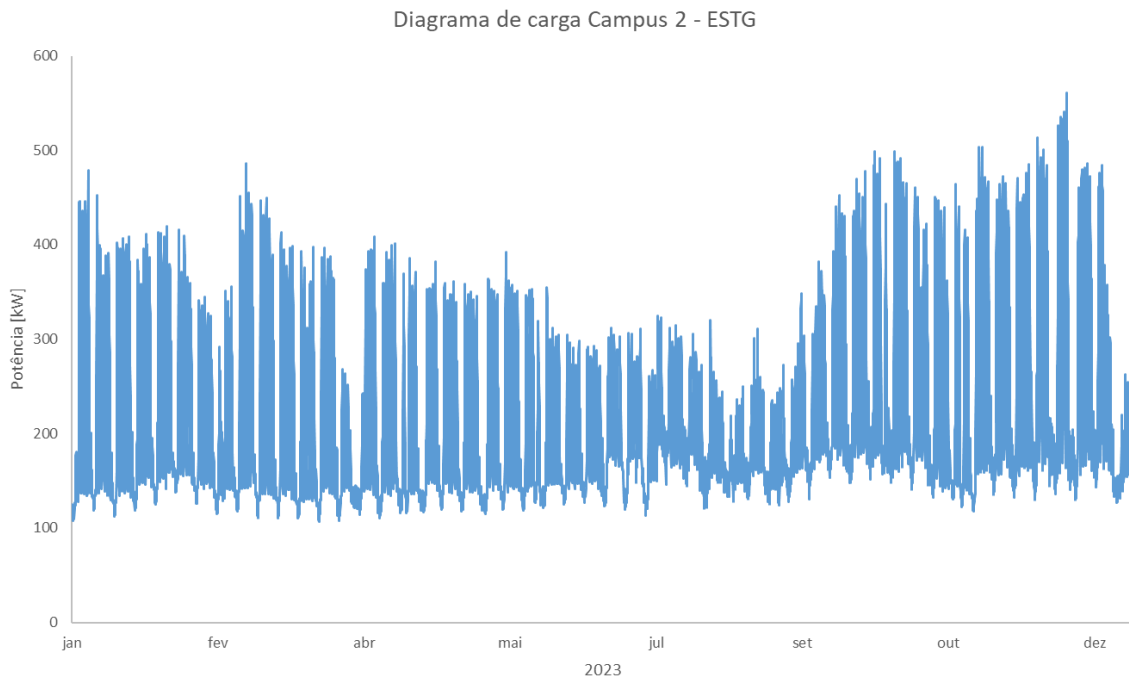
Análise de <i>payback</i> do sistema PV		
Não considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Custo total atual (Preço total do sistema + (Despesas de manutenção x Tempo de vida útil))	66 638,16	€
Custo sistema PV com bateria	72 285,35	€
Custo total da energia (Tempo de vida útil x Custo da energia sem sistema PV)	3 033 289,20	€
Poupança com sistema PV	811 994,48	€
Poupança com sistema PV e com armazenamento	826 433,47	€
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	827 514,83	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	837 638,85	€
Custo adicional do armazenamento	5 647,19	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	14 438,99	€
Poupança adicional com armazenamento e venda de excedente	10 124,02	€
Payback sistema PV	2,28	anos
Payback sistema PV com armazenamento e sem venda de excedente	2,41	anos
Payback sistema PV e com venda de excedente	2,24	anos
Payback sistema PV, com armazenamento e com venda de excedente	2,38	anos

Análise ao custo da energia produzida		
Considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Fator i	0,05101926	
Custo total atual sistema PV	63 625,09	€
Custo sistema com bateria	68 195,02	€
Custo total da energia *	3 033 289,20	€
Poupança com sistema PV	815 007,56	€
Poupança com sistema PV e armazenamento	830 523,81	€
Poupança com sistema PV e venda de excedente	830 527,91	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	841 729,19	€
Custo adicional do armazenamento	4 569,93	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	15 516,25	€
Poupança adicional com armazenamento e com venda de excedente	11 201,28	€
Custo da energia sem armazenamento	0,019	€/kWh
Custo da energia com armazenamento	0,020	€/kWh
Custo da energia autoconsumida sem armazenamento	0,021	€/kWh
Custo da energia autoconsumida com armazenamento	0,022	€/kWh
* Assume-se que o valor anual a pagar pela energia aumenta o mesmo que a taxa de atualização		

Análise financeira simplificada		
Despesas de operação e manutenção (DOM)	0,005	
Preço de referência de energia (Rb)	0,19	€/kWh
Produção anual de energia (Ea)	167 079,70	kWh/ano
Tempo de vida útil (n)	30	anos
Taxa de atualização (a)	3	%
Coefficiente de atualização (Ka)	19,60	
Taxa de atualização (i)	0,05	
Sistema PV sem Armazenamento		
Investimento total (It)	57 946,23	€
Receita líquida (RL)	31 455,41	€
Valor residual do equipamento (Vr)	2 897,31	€
Valor atual líquido (VAL)	557 400,08	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	10,66	%
Sistema PV com Armazenamento		
Investimento total (It)	60 572,83	€
Receita líquida (RL)	31 442,28	€
Valor residual do equipamento (Vr)	3 028,64	€
Valor atual líquido (VAL)	554 719,37	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	10,66	%

Anexo D - Relatório do sistema de produção energia do Campus 2 - ESTG

Diagrama de carga do Campus 2 - ESTG



Sumário mensal de energia consumida e o valor máximo de pico no Campus 2 - ESTG

Mês	Energia (kWh)	Potência Pico (kWp)
Jan	169 546,75	482,00
Fev	146 828,25	462,00
Mar	172 636,75	495,00
Abr	138 684,00	432,00
Mai	156 992,25	406,00
Jun	144 884,50	374,00
Jul	150 467,50	339,00
Ago	133 379,50	337,00
Set	171 501,25	499,00
Out	192 270,75	521,00
Nov	194 618,75	547,00
Dez	178 863,75	576,00
Anual	1 950 674,00	576,00

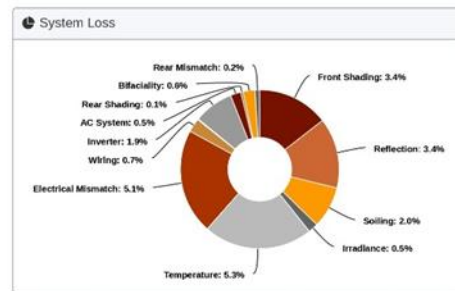
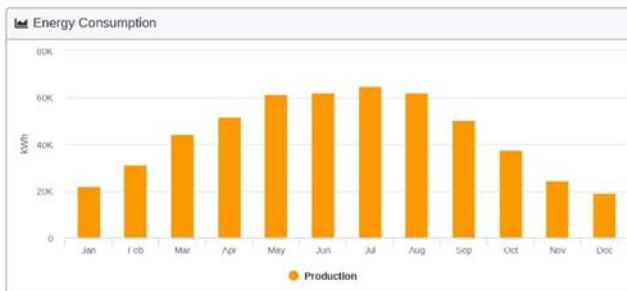
Production Report gerado pelo Helioscope

Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

Campus 2 - ESTG Campus 2 - ESTG 39.73424323242553,-8.821554537400873

Project Details	
Address	39.73424323242553,-8.821554537400873
Customer Name	IPL
Owner	Humberto Gameiro Marques
Last Modified	Humberto Gameiro Marques 10 hours ago
Location	(39.73408489999999,-8.820706999999992) (GMT U)
Profile	Default Commercial

System Metrics	
Design	Campus 2 - ESTG
Module DC Nameplate	361.74 kW
Inverter AC Nameplate	350.00 kW Load Ratio: 1.03
Annual Production	530.9 MWh
Performance Ratio	81.4%
kWh/kWp	1,467.7
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteornorm 8 (meteornorm_v8)
Simulator Version	a9b1c75bb3-eda2eba32f-8407ab23d3-8415cdde01



Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

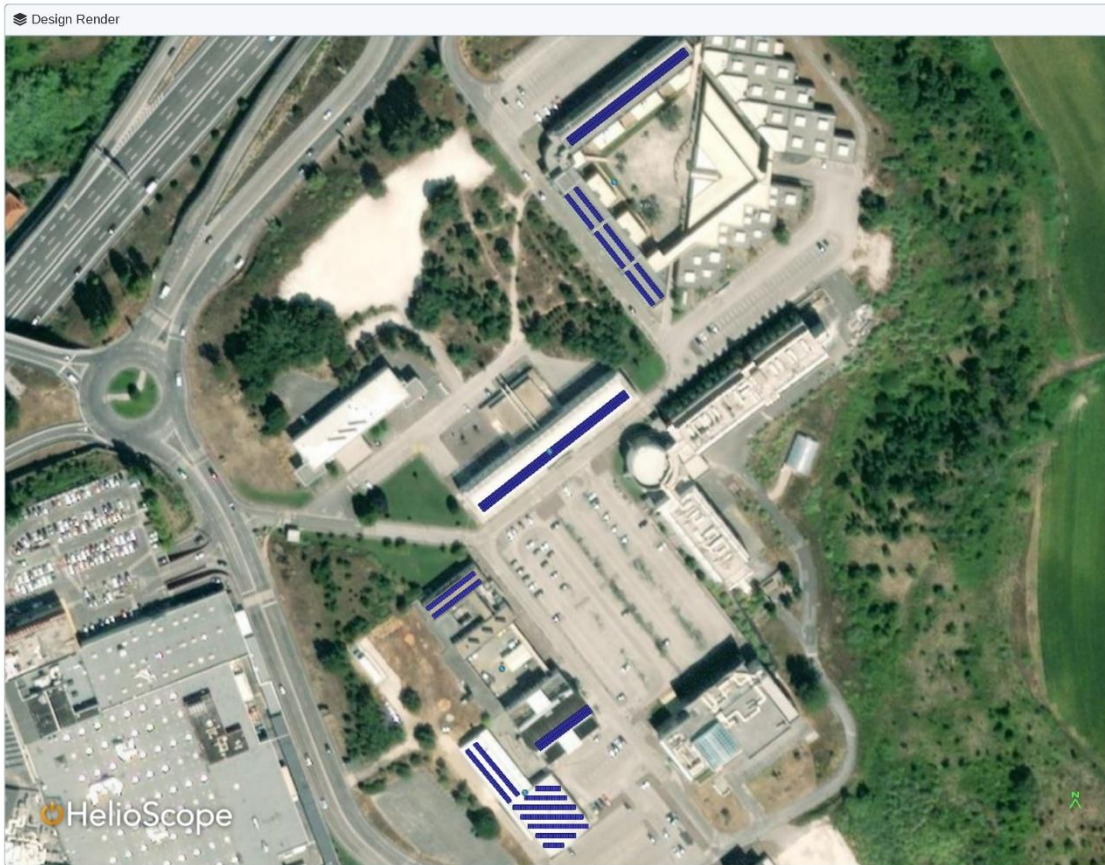
Design BOM		
Component	Type	Quantity
PVS-100-TL	Inverters	3
PVS-50-TL	Inverters	1
JAM72S20-455/MR (1500V) (2021)	Modules	344
JAM6D45-620/LB (2025)	Modules	331
10 AWG (Copper)	Strings	41

Monthly Shading					
Month	GHI (kWh/m ²)	POA (kWh/m ²)	Shaded (kWh/m ²)	Nameplate (kWh)	Grid (kWh)
January	63.9	84.8	73.1	25,257.0	21,906.6
February	83.3	103.2	99.2	34,887.3	31,199.6
March	128.7	145.1	142.1	50,074.0	44,412.8
April	161.8	169.7	167.1	58,888.4	51,822.9
May	203.3	202.5	199.8	70,441.2	61,162.3
June	212.7	207.0	204.6	72,133.4	62,056.0
July	222.0	218.2	215.7	76,104.3	64,945.2
August	201.9	208.6	205.6	72,589.3	62,083.0
September	152.7	169.7	166.4	58,591.4	50,336.2
October	105.7	125.7	122.0	42,950.1	37,603.8
November	68.3	89.0	80.2	27,937.4	24,443.1
December	56.5	78.9	65.0	22,261.3	18,968.7

Design Wiring Zone			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Edificio B	-	9 - 18	Along Racking
Edificio E	-	9 - 19	Along Racking
Edificio C + Cantina	-	12 - 18	Along Racking
Edificio A	-	9 - 18	Along Racking

Annual Production				
Description	Output	% Delta		
Front Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,660.8	-	
	Adjusted Global Horizontal Irradiance	1,660.8	0.0%	
	POA Irradiance	1,802.4	8.5%	
	Shaded Irradiance	1,740.8	-3.4%	
	Irradiance After Reflection	1,681.8	-3.4%	
	Irradiance After Soiling	1,648.1	-2.0%	
	Total Front Collector Irradiance	1,648.1	-0.0%	
Rear Irradiance (kWh/m ²) <i>Supported only for fixed tilt racking</i>	Surface Irradiance in Collector Plane	Global Incident Irradiance on Surface	439.4	-
		Surface Reflected Irradiance after Albedo	87.9	-80.0%
		Conversion from Surface Area to Collector Area	177.0	-
	Surface Irradiance in Collector Plane		30.3	-82.9%
	Unshaded Irradiance on Rear Side	Surface Irradiance in Collector Plane	30.3	-
		Sky Diffuse	13.4	-
		Beam Effective	6.8	-
		Total Unshaded Irradiance on Rear Side	50.5	-
	Shaded Irradiance on Rear Side	47.9	-5.2%	
	Total Rear Collector Irradiance	47.9	-	
Effective Rear Collector Irradiance	38.3	-20.0%		
Total Collector Irradiance		1,686.4	-	
Energy (kWh)	Nameplate	612,115.0	-	
	Output at Irradiance Levels	609,197.2	-0.5%	
	Output at Cell Temperature Derate	577,148.9	-5.3%	
	Output after Electrical Mismatch	547,859.6	-5.1%	
	Output after Rear Mismatch	546,616.9	-0.2%	
	Optimal DC Output	544,262.1	-0.4%	
	Constrained DC Output	544,042.7	-0.0%	
	Inverter Output	533,608.2	-1.9%	
	Energy to Grid	530,940.2	-0.5%	
Temperature Metrics				
Avg. Operating Ambient Temp		17.4°C		
Avg. Operating Cell Temp		31.2°C		
Simulation Metrics				
Operating Hours		4,622		
Solved Hours		4,622		
Pending Hours		-		
Error Hours		-		

Condition Set			
Description	Condition Set 1		
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteornorm 8(meteornorm_v8)		
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng		
Transposition Model	Perez Model		
Temperature Model	Sandia Model		
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b
	Fixed Tilt	-3.56	-0.08
	Flush Mount	-2.81	-0.05
	East-West	-3.56	-0.08
	Carport	-3.56	-0.08
		Temperature Delta	
Fixed Tilt			3.0°C
Flush Mount			0.0°C
East-West			3.0°C
Carport			3.0°C
Soiling (%)	J	F	M
	2	2	2
Albedo	J	F	M
	0.2	0.2	0.2
Rear Mismatch Loss	10%		Rear Shading Factor 5%
Module Transparency	0%		
Irradiation Variance	5.0%		
Cell Temperature Spread	4.0°C		
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%		
AC System Derate	0.50%		
Component Characterizations	Type	Component	Characterization
	Module	JAM66D45-620LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN
	Module	JAM66D45-620LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN
	Module	JAM66D45-620LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN
	Module	JAM66D45-620LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN
	Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN
	Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN
	Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN
	Inverter	PVS-100-TL (Fimer (Formerly ABB))	Default Characterization
	Inverter	PVS-100-TL (Fimer (Formerly ABB))	Default Characterization
	Inverter	PVS-100-TL (Fimer (Formerly ABB))	Default Characterization
	Inverter	PVS-50-TL (Fimer (Formerly ABB))	Spec Sheet



Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Cantina1-Zona01	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	143.457°	0.0 m	1x1	56	56	25.48 kW
EdificioE-Zona01	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 180°	2.3 m	1x1	125	125	77.50 kW
EdificioE-Zona03	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 230.317°	2.8 m	1x1	54	54	33.48 kW
EdificioC-Zona01	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 142.51°	2.5 m	1x1	48	48	29.76 kW
EdificioB-Zona01	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	141.774°	0.0 m	1x1	160	160	72.80 kW
EdificioA-Zona05	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 231.641°	3.3 m	1x1	104	104	64.48 kW
EdificioA-Zona04	Flush Mount	Portrait (Vertical)	5°	142.17°	0.0 m	1x1	128	128	58.24 kW

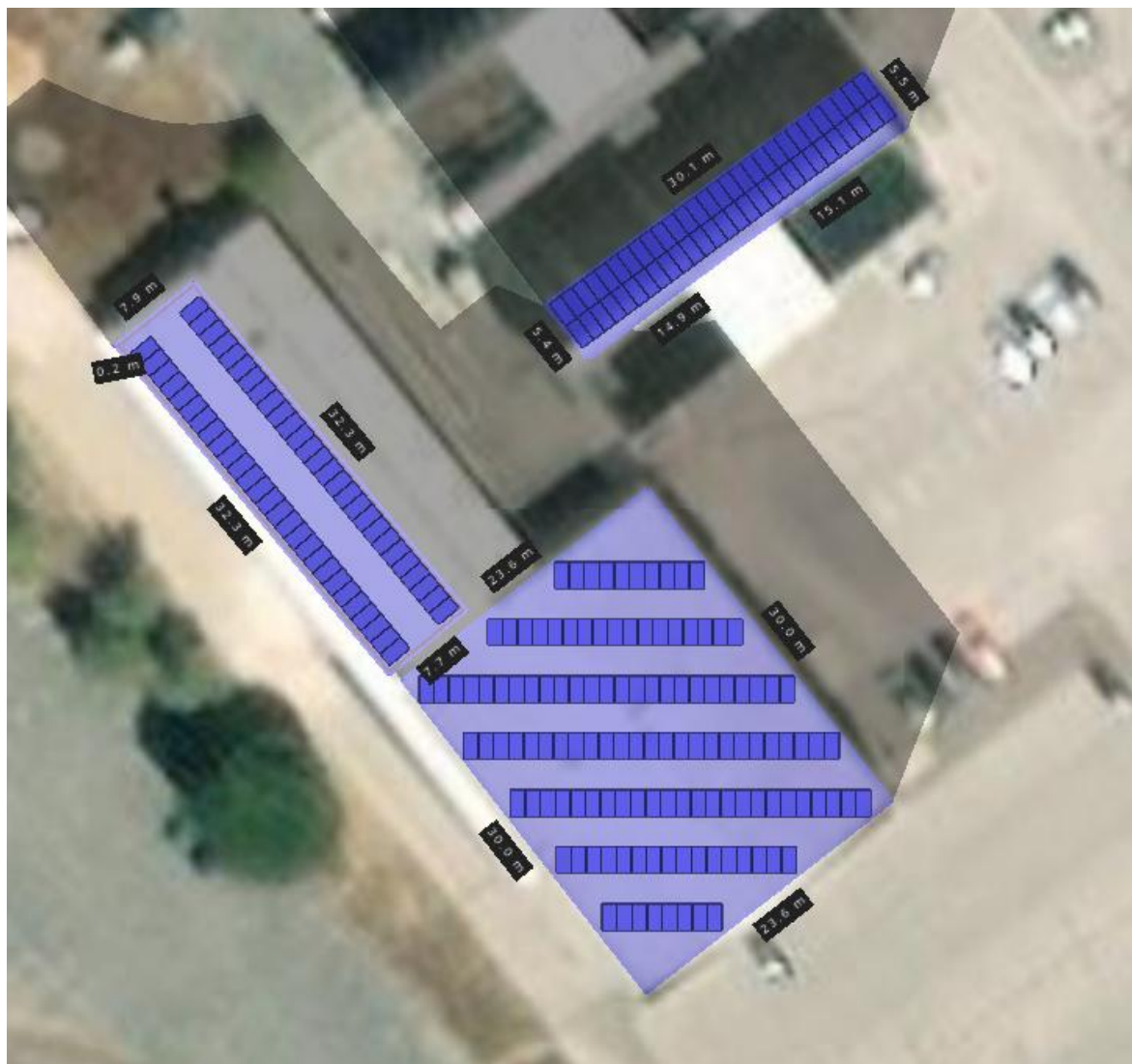
Pormenor implantação módulos solares fotovoltaicos no Campus 2 - edifício A



Pormenor de implantação de módulos solares fotovoltaicos no Campus 2 - edifício B e C



Pormenor de implantação de módulos solares fotovoltaicos no Campus 2 - edifício E e cantina 1.



Shading report gerado pelo Helioscope

Shading Report produced by Humberto Gameiro Marques

Campus 2 - ESTG Campus 2 - ESTG, 39.73424323242553,-8.821554537400873

☑ Shading Heatmap



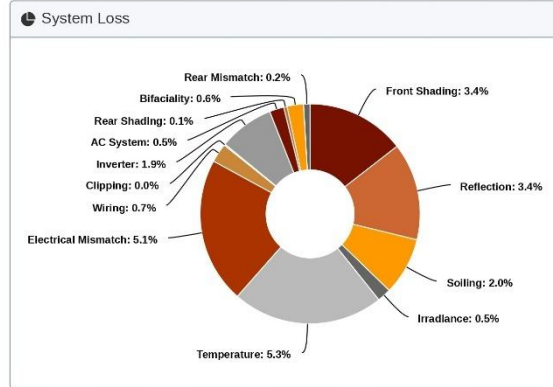
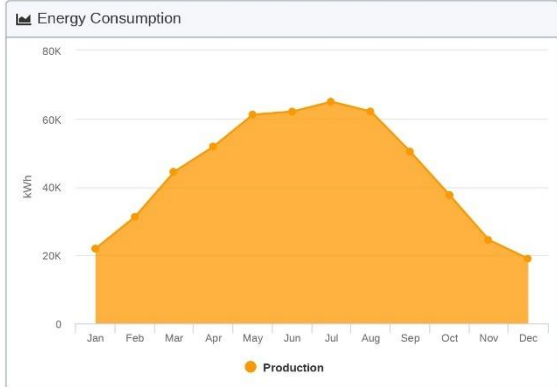
☰ Shading by Field Segment

Description	Tilt	Azimuth	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOF ²	Solar Access	Min TSRF ²	Avg TSRF ²
Cantina1-Zona01	10°	143.457°	56	25.48 kWp	1,766.4 kWh/m ²	35.99 MWh ¹	91.3%	100.0%	91.3%	91.3%
EdifícioA-Zona04	5°	142.17°	128	58.24 kWp	1,717.6 kWh/m ²	80.05 MWh ¹	88.8%	100.0%	88.8%	88.8%
EdifícioC-Zona05	Module: 33°	Module: 231.641°	104	64.48 kWp	1,726.5 kWh/m ²	100.14 MWh ¹	93.1%	95.9%	85.4%	89.2%
EdifícioB-Zona01	10°	141.774°	160	72.80 kWp	1,763.9 kWh/m ²	103.27 MWh ¹	91.2%	100.0%	91.2%	91.2%
EdifícioC-Zona01	Module: 33°	Module: 142.51°	48	29.76 kWp	1,756.8 kWh/m ²	43.32 MWh ¹	95.9%	94.7%	85.6%	90.8%
EdifícioE-Zona01	Module: 33°	Module: 180°	125	77.50 kWp	1,744.1 kWh/m ²	116.65 MWh ¹	99.9%	90.2%	87.1%	90.1%
EdifícioE-Zona03	Module: 33°	Module: 230.317°	54	33.48 kWp	1,705.8 kWh/m ²	51.52 MWh ¹	93.4%	94.4%	82.6%	88.2%
Totals, weighted by kWp			675	361.74 kWp	1,740.8 kWh/m²	530.94 MWh	93.1%	96.6%	82.6%	90.0%

¹approximate, varies based on inverter performance

²based on location Optimal POA Irradiance of 1,938.1 kWh/m² at 34.8° tilt and 183.5° azimuth

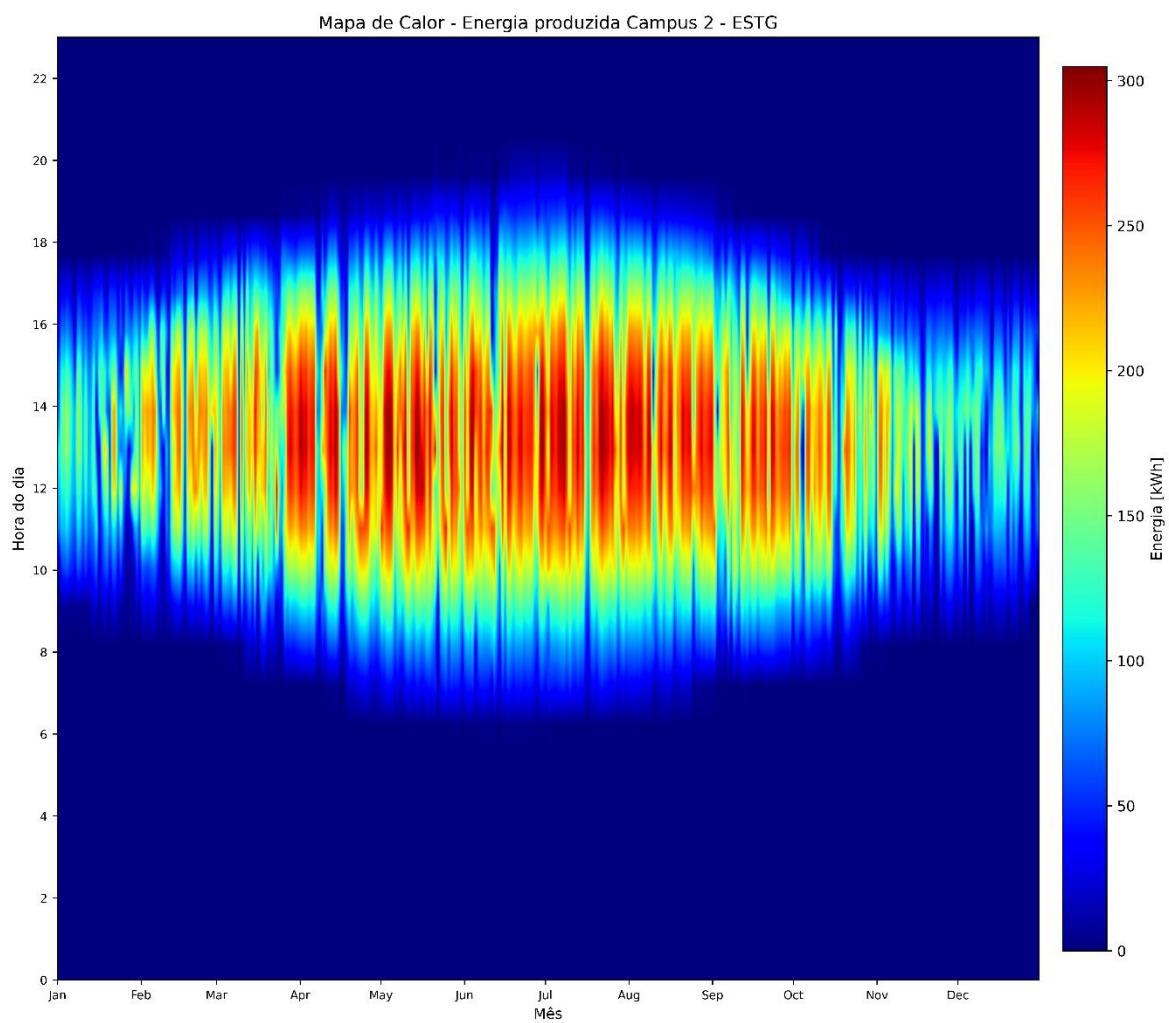
Campus 2 - ESTG Campus 2 - ESTG, 39.73424323242553,-8.821554537400873



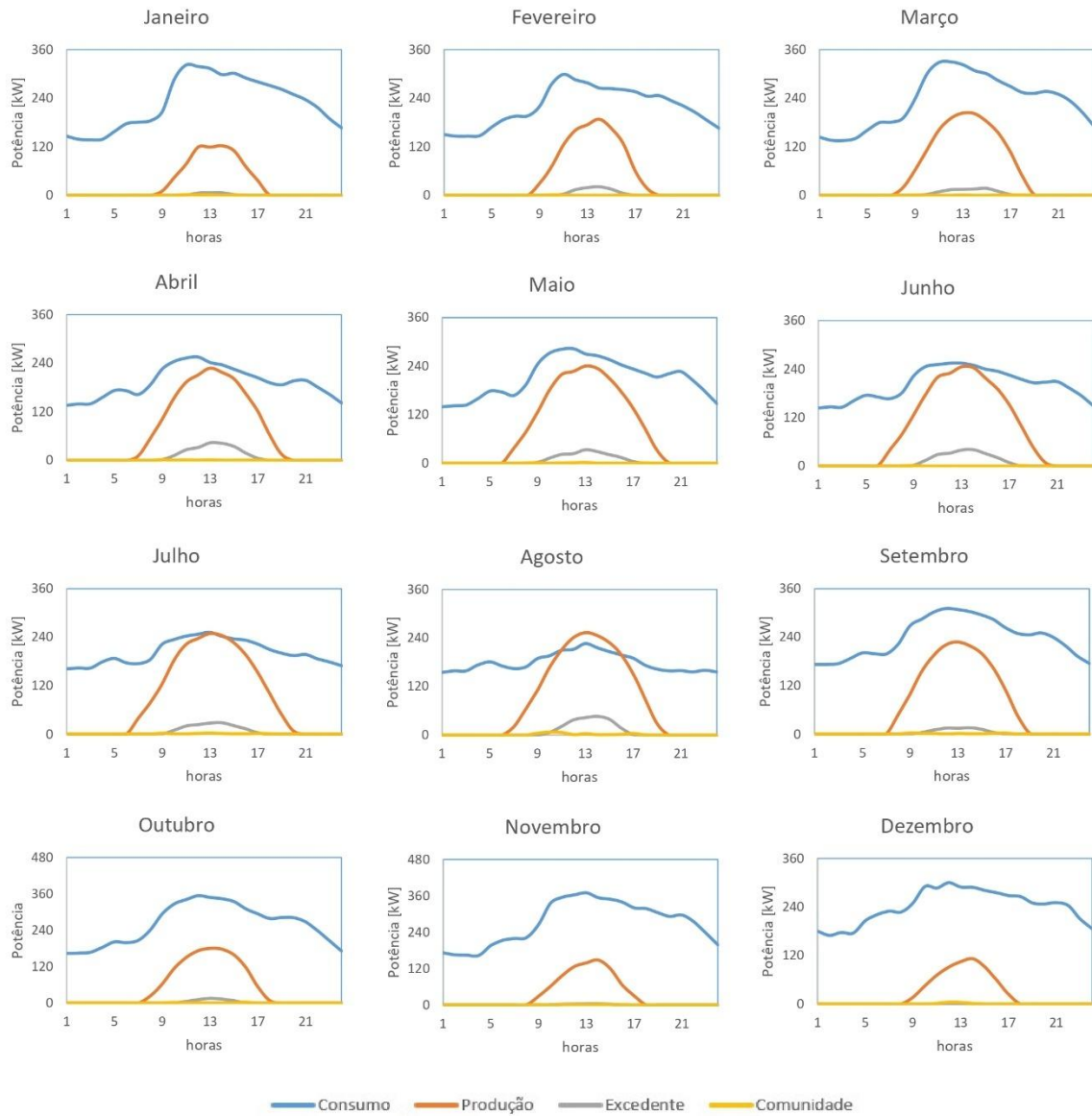
Solar Access by Month

Description	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Cartina1-Zona01	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
EdificioE-Zona01	57%	93%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	95%	72%	44%
EdificioC-Zona03	88%	92%	94%	96%	97%	98%	97%	96%	94%	93%	88%	84%
EdificioC-Zona01	86%	92%	95%	97%	98%	98%	98%	97%	95%	92%	89%	84%
EdificioB-Zona01	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
EdificioA-Zona05	90%	94%	96%	97%	98%	98%	99%	97%	96%	95%	91%	90%
EdificioA-Zona04	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Solar Access, weighted by kWp	86.3%	96.1%	97.9%	98.4%	98.7%	98.8%	98.8%	98.6%	98.0%	97.1%	90.2%	82.3%
AC Power (kWh)	21,906.6	31,199.6	44,412.8	51,822.9	61,162.3	62,056.0	64,945.2	62,083.0	50,336.2	37,603.8	24,443.1	18,968.7

Mapa de calor de produção de energia Campus 2



Perfil horário mensal por ano Campus 2 - ESTG



Orçamento para o sistema fotovoltaico do Campus 2 - ESTG

Item	Descrição	Quantidade	Valor (un) s/ IVA	Subtotal	IVA	Total
01	Modulo JA Solar JAM66D45 LB 620W	331	69,00€	22 839,00€	5 252,97€	28 091,97€
02	Modulo JA Solar JAM72S20 MR 455W	344	55,00€	18 920,00€	4 351,60€	23 271,60€
03	Inversor ABB PVS-100-TL	3	7059,00€	21 177,00€	4 447,17€	25 624,17€
04	Inversor ABB PVS-50-TL	1	4789,00€	4 789,00€	1 101,47€	5 890,47€
05	Cabo elétrico 10 AWG Vermelho	1415	0,78€	1 103,70€	253,85€	1 357,55€
06	Cabo elétrico 10 AWG Preto	1415	0,74€	1 047,10€	240,83€	1 287,93€
07	Suportes para modulos solares inclinados	331	45,00€	14 895,00€	3 127,95€	18 022,95€
08	Suportes para modulos solares planos	344	25,00€	8 600,00€	1 978,00€	10 578,00€
09	Instalação	1	43 035,00€	43 035,00€	9 898,05€	52 933,05€
10	Proteção homopolar	1	10 000,00€	10 000,00€	2 300,00€	12 300,00€
Total				146 405,80€	32 951,89€	179 357,69€

Análise de produção e rentabilidade do sistema PV do Campus 2 - ESTG

Custo energia	0,16	€
Eficiência do armazenamento	98	%
Custo unitário bateria LiFePO4	90,06	€/kWh
Capacidade max bateria LiFePO4	30,7	kWh
Profundidade de descarga	95	%
Preço de custo do sistema PV (Fotovoltaico)	179 357,69	€
Preço de venda energia	0,04	€/kWh
Taxa de atualização	3	%
Tempo de vida útil	30	anos
Produção anual de energia	533 578,44	kWh/ano
Autoconsumo de energia sem armazenamento	494 605,75	kWh/ano
Excedente de energia anual sem armazenamento	38 972,69	kWh/ano
% do excedente à produção	7,30	%
Autoconsumo de energia com armazenamento	498 035,40	kWh/ano
Máximo armazenamento usado	29,17	kWh
Excedente anual com armazenamento	35 543,04	kWh/ano
% do excedente à produção com armazenamento	6,66	%
Consumo da rede sem sistema PV	950 674,00	kWh/ano
Consumo da rede com sistema PV e sem armazenamento	456 068,25	kWh/ano
Consumo rede com sistema PV e com armazenamento	452 707,19	kWh/ano
Custo da energia sem sistema PV	312 107,84	€/ano
Custo de energia com sistema PV e sem armazenamento	232 970,92	€/ano
Custo de energia com sistema PV e com armazenamento	232 433,15	€/ano
Receita de venda de excedente sem armazenamento	1 558,91	€/ano
Receita de venda de excedente com armazenamento	1 421,72	€/ano
Poupança com sistema PV sem venda excedente	79 136,92	€/ano
Poupança com sistema PV e com armazenamento, sem venda de excedente	79 674,69	€/ano
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	80 695,83	€/ano
Poupança com sistema PV com armazenamento e com venda de excedente	81 096,41	€/ano
Preço de custo do sistema PV	179 357,69	€
Custo da bateria	2 626,60	€
Preço de custo do sistema PV com armazenamento	181 984,29	€

Análise de <i>payback</i> do sistema PV		
Não considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Custo total atual (Preço total do sistema + (Despesas de manutenção x Tempo de vida útil))	206 261,34	€
Custo sistema PV com bateria	211 908,53	€
Custo total da energia (Tempo de vida útil x Custo da energia sem sistema PV)	9 363 235,20	€
Poupança com sistema PV	2 167 846,24	€
Poupança com sistema PV e com armazenamento	2 178 332,15	€
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	2 214 613,47	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	2 220 983,79	€
Custo adicional do armazenamento	5 647,19	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	10 485,91	€
Poupança adicional com armazenamento e venda de excedente	6 370,32	€
Payback sistema PV	2,61	anos
Payback sistema PV com armazenamento e sem venda de excedente	2,66	anos
Payback sistema PV e com venda de excedente	2,56	anos
Payback sistema PV, com armazenamento e com venda de excedente	2,61	anos

Análise ao custo da energia produzida		
Considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Fator i	0,05101926	
Custo total atual sistema PV	196 935,14	€
Custo sistema com bateria	201 505,07	€
Custo total da energia *	9 363 235,20	€
Poupança com sistema PV	2 177 172,44	€
Poupança com sistema PV e armazenamento	2 188 735,62	€
Poupança com sistema PV e venda de excedente	2 223 939,67	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	2 231 387,26	€
Custo adicional do armazenamento	4 569,93	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	11 563,17	€
Poupança adicional com armazenamento e com venda de excedente	7 447,59	€
Custo da energia sem armazenamento	0,019	€/kWh
Custo da energia com armazenamento	0,019	€/kWh
Custo da energia autoconsumida sem armazenamento	0,020	€/kWh
Custo da energia autoconsumida com armazenamento	0,020	€/kWh
* Assume-se que o valor anual a pagar pela energia aumenta o mesmo que a taxa de atualização		

Análise financeira simplificada		
Despesas de operação e manutenção (DOM)	0,005	
Preço de referência de energia (Rb)	0,16	€/kWh
Produção anual de energia (Ea)	533 578,44	kWh/ano
Tempo de vida útil (n)	30	anos
Taxa de atualização (a)	3	%
Coefficiente de atualização (Ka)	19,60	
Taxa de atualização (i)	0,05	
Sistema PV sem Armazenamento		
Investimento total (It)	179 357,69	€
Receita líquida (RL)	84 475,76	€
Valor residual do equipamento (Vr)	8 967,88	€
Valor atual líquido (VAL)	1 472 709,87	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	9,25	
Sistema PV com Armazenamento		
Investimento total (It)	181 984,29	€
Receita líquida (RL)	84 462,63	€
Valor residual do equipamento (Vr)	9 099,21	€
Valor atual líquido (VAL)	1 470 029,16	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	9,25	

Anexo E - Resultados de variação dos ângulos dos módulos fotovoltaicos

Tabela de sombreamento

Sombreamento [%]						
		Inclinação do módulo [°]				
		13	23	33	43	53
Azimute [°]	52	1,5	1,8	2,6	2,9	3,8
	90	1,5	2	3,3	4,6	6,1
	140	1,4	2,2	3,2	4,4	6,6
	180	1,3	1,6	2,9	4,2	6,2
	210	1,3	1,9	2,8	4,3	6,3
	232	1,4	2	3,7	5,1	6,1

Tabela de potência instalada

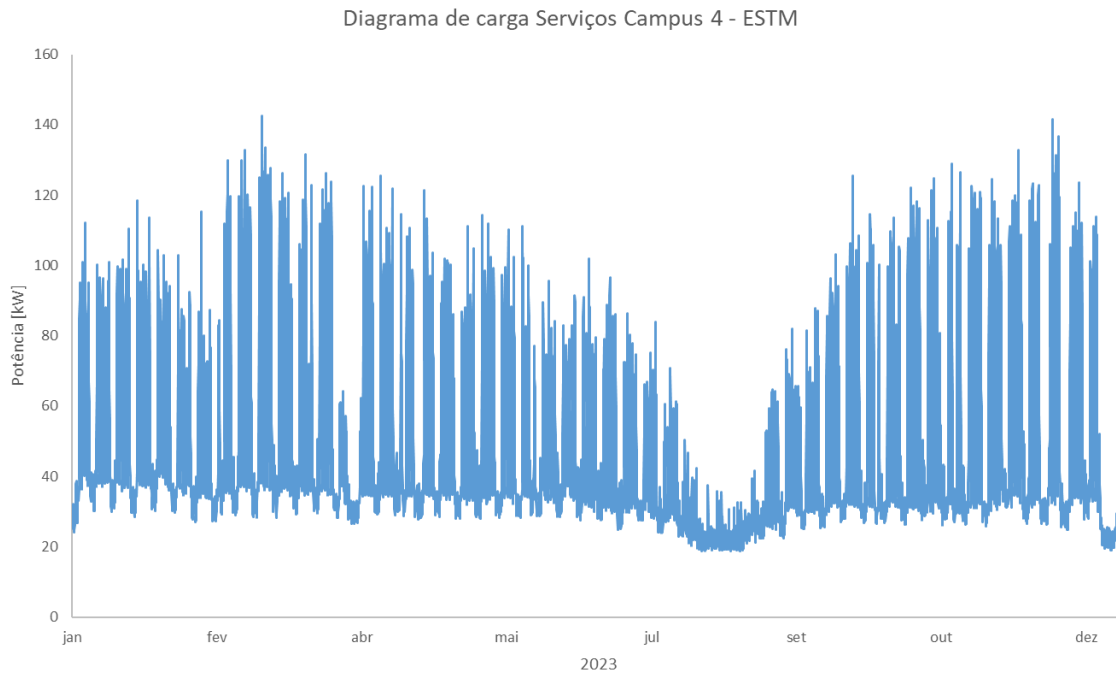
Potência [kWp]						
		Inclinação do módulo [°]				
		13	23	33	43	53
Azimute [°]	52	80,60	80,60	96,72	96,72	96,72
	90	70,06	73,16	78,74	83,70	92,38
	140	74,40	82,46	86,80	86,80	99,20
	180	70,06	72,54	77,50	84,32	92,38
	210	70,68	73,16	76,88	84,32	94,24
	232	80,6	80,60	96,72	96,72	96,72

Tabela de custo dos módulos solares

Investimento[€]						
		Inclinação do módulo				
		13	23	33	43	53
Azimute[°]	52	11 033,10	11 033,10	13 239,72	13 239,72	13 239,72
	90	9 590,31	10 014,66	10 778,49	11 457,45	12 645,63
	140	10 184,40	11 287,71	11 881,80	11 881,80	13 579,20
	180	9 590,31	9 929,79	10 608,75	11 542,32	12 645,63
	210	9 675,18	10 014,66	10 523,88	11 542,32	12 900,24
	140	11 033,10	11 033,10	13 239,72	13 239,72	13 239,72

Anexo F - Relatório do sistema de produção energia do Campus 4 - ESTM

Diagrama de carga do Campus 4 - ESTM



Sumário mensal de energia consumida e o valor máximo de pico no Campus 4 - ESTM

Mês	Energia (kWh)	Potência Pico (kWp)
Jan	37 794,50	127,00
Fev	32 530,00	140,00
Mar	42 563,50	148,00
Abr	32 806,00	139,00
Mai	36 521,25	127,00
Jun	32 540,50	117,00
Jul	28 259,50	103,00
Ago	19 385,25	75,00
Set	31 658,25	142,00
Out	37 166,75	134,00
Nov	38 464,75	138,00
Dez	30 587,00	155,00
Anual	400 277,25	155,00

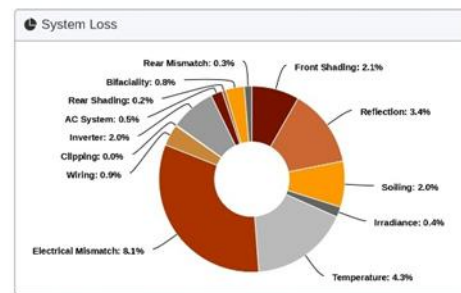
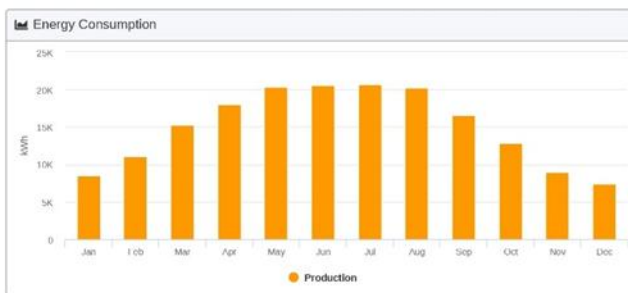
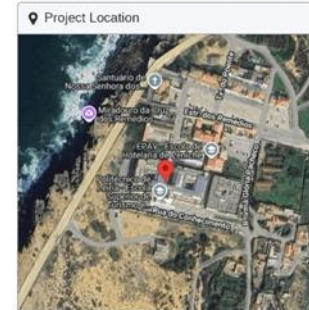
Production Report gerado pelo Helioscope

Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

Campus 4 Campus 4 - Peniche 39.36508907311354,-9.402863340309214

Project Details	
Address	39.36508907311354,-9.402863340309214
Customer Name	IPL
Owner	Humberto Gameiro Marques
Last Modified	Humberto Gameiro Marques 2 hours ago
Location	(39.3650906, -9.403078200000005) (GMT U)
Profile	Default Commercial

System Metrics	
Design	Campus 4
Module DC Nameplate	124.24 kW
Inverter AC Nameplate	100.00 kW Load Ratio: 1.24
Annual Production	180.5 MWh
Performance Ratio	81.8%
kWh/kWp	1,452.8
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteorm 8 (meteorm_v8)
Simulator Version	a9b1c75b63-eda2eba32f-8407ab23d3-8415c0de01



Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

Design BOM		
Component	Type	Quantity
PVS-100-TL	Inverters	1
JAM72S20-455/MR (1500V) (2021)	Modules	85
JAM66D45-620/LB (2025)	Modules	138
10 AWG (Copper)	Strings	12

Monthly Shading					
Month	GHI (kWh/m ²)	POA (kWh/m ²)	Shaded (kWh/m ²)	Nameplate (kWh)	Grid (kWh)
January	66.4	86.4	82.3	10,134.3	8,497.2
February	87.5	107.2	104.5	12,857.6	11,079.3
March	130.9	146.1	144.1	17,700.6	15,292.6
April	167.1	173.4	171.2	20,961.1	18,031.7
May	202.6	197.5	195.0	23,853.7	20,393.3
June	211.1	201.5	199.2	24,345.3	20,525.4
July	211.3	203.7	201.3	24,633.2	20,660.2
August	196.9	199.4	196.8	24,114.6	20,234.0
September	151.2	163.3	161.3	19,771.6	16,564.0
October	107.8	126.1	123.7	15,212.0	12,870.4
November	69.8	90.8	86.5	10,634.6	8,922.3
December	58.7	81.1	74.0	9,086.1	7,412.8

Design Wiring Zone			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	10 - 19	Along Racking

Annual Production				Condition Set																																																																				
Front Irradiance (kWh/m ²)	Description		Output	% Delta	Condition Set 1																																																																			
	Annual Global Horizontal Irradiance		1,661.5	-	Weather Dataset: TMY, 10km Grid, Meteonorm 8(meteonorm_v8)																																																																			
	Adjusted Global Horizontal Irradiance		1,661.5	0.0%	Solar Angle Location: Meteo Lat/Lng																																																																			
	POA Irradiance		1,776.6	6.9%	Transposition Model: Perez Model																																																																			
	Shaded Irradiance		1,739.8	-2.1%	Temperature Model: Sandia Model																																																																			
	Irradiance After Reflection		1,680.6	-3.4%	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Temperature Model Parameters</th> <th>Rack Type</th> <th>a</th> <th>b</th> <th colspan="2">Temperature Delta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Fixed Tilt</td> <td></td> <td>-3.56</td> <td>-0.08</td> <td colspan="2">3.0°C</td> </tr> <tr> <td>Flush Mount</td> <td></td> <td>-2.81</td> <td>-0.05</td> <td colspan="2">0.0°C</td> </tr> <tr> <td>East-West</td> <td></td> <td>-3.56</td> <td>-0.08</td> <td colspan="2">3.0°C</td> </tr> <tr> <td>Carport</td> <td></td> <td>-3.56</td> <td>-0.08</td> <td colspan="2">3.0°C</td> </tr> </tbody> </table>													Temperature Model Parameters		Rack Type	a	b	Temperature Delta		Fixed Tilt		-3.56	-0.08	3.0°C		Flush Mount		-2.81	-0.05	0.0°C		East-West		-3.56	-0.08	3.0°C		Carport		-3.56	-0.08	3.0°C																									
	Temperature Model Parameters		Rack Type	a														b	Temperature Delta																																																					
Fixed Tilt		-3.56	-0.08	3.0°C																																																																				
Flush Mount		-2.81	-0.05	0.0°C																																																																				
East-West		-3.56	-0.08	3.0°C																																																																				
Carport		-3.56	-0.08	3.0°C																																																																				
Total Front Collector Irradiance		1,646.4	-0.0%																																																																					
Rear Irradiance (kWh/m ²) <i>Supported only for fixed tilt racking</i>	Surface Irradiance in Collector Plane	Global Incident Irradiance on Surface	585.2	-	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="13">Soiling (%)</th> </tr> <tr> <th>J</th><th>F</th><th>M</th><th>A</th><th>M</th><th>J</th><th>J</th><th>A</th><th>S</th><th>O</th><th>N</th><th>D</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td> </tr> </tbody> </table>													Soiling (%)													J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2																		
		Soiling (%)																																																																						
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D																																																											
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2																																																												
	Surface Reflected Irradiance after Albedo	117.0	-80.0%																																																																					
	Conversion from Surface Area to Collector Area	177.6	-																																																																					
	Surface Irradiance in Collector Plane		41.1	-76.9%																																																																				
	Unshaded Irradiance on Rear Side	Surface Irradiance in Collector Plane	41.1	-																																																																				
		Sky Diffuse	24.4	-																																																																				
		Beam Effective	7.7	-																																																																				
Total Unshaded Irradiance on Rear Side		73.2	-																																																																					
Shaded Irradiance on Rear Side		69.7	-4.8%																																																																					
Total Rear Collector Irradiance		69.7	-																																																																					
Effective Rear Collector Irradiance		55.8	-20.0%																																																																					
Total Collector Irradiance		1,702.1	-																																																																					
Energy (kWh)	Nameplate	213,304.7	-	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Component Characterizations</th> </tr> <tr> <th>Type</th> <th>Component</th> <th>Characterization</th> <th>Bifacial</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Module</td> <td>JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>True</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>True</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>True</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>True</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>True</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>True</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>False</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>False</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>False</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>False</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>False</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>PVS-100-TL (Fimer (Formerly ABB))</td> <td>Default Characterization</td> <td>N/A</td> </tr> </tbody> </table>													Component Characterizations				Type	Component	Characterization	Bifacial	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True	Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False	Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False	Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False	Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False	Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False	Inverter	PVS-100-TL (Fimer (Formerly ABB))	Default Characterization	N/A
	Component Characterizations																																																																							
	Type	Component	Characterization														Bifacial																																																							
	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN														True																																																							
	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN														True																																																							
	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN														True																																																							
	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN														True																																																							
	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN														True																																																							
Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True																																																																					
Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False																																																																					
Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False																																																																					
Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False																																																																					
Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False																																																																					
Module	JAM72S20-455/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False																																																																					
Inverter	PVS-100-TL (Fimer (Formerly ABB))	Default Characterization	N/A																																																																					
Output at Irradiance Levels	212,349.6	-0.4%																																																																						
Output at Cell Temperature Derate	203,241.7	-4.3%																																																																						
Output after Electrical Mismatch	186,858.9	-8.1%																																																																						
Output after Rear Mismatch	186,251.1	-0.3%																																																																						
Optimal DC Output	185,116.3	-0.6%																																																																						
Constrained DC Output	185,047.1	-0.0%																																																																						
Inverter Output	181,390.1	-2.0%																																																																						
Energy to Grid		180,483.1	-0.5%																																																																					
Temperature Metrics				<table border="1"> <tr> <td>Avg. Operating Ambient Temp</td> <td>18.2°C</td> </tr> <tr> <td>Avg. Operating Cell Temp</td> <td>30.2°C</td> </tr> </table>													Avg. Operating Ambient Temp	18.2°C	Avg. Operating Cell Temp	30.2°C																																																				
Avg. Operating Ambient Temp	18.2°C																																																																							
Avg. Operating Cell Temp	30.2°C																																																																							
Simulation Metrics				<table border="1"> <tr> <td>Operating Hours</td> <td>4,629</td> </tr> <tr> <td>Solved Hours</td> <td>4,629</td> </tr> <tr> <td>Pending Hours</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Error Hours</td> <td>-</td> </tr> </table>													Operating Hours	4,629	Solved Hours	4,629	Pending Hours	-	Error Hours	-																																																
Operating Hours	4,629																																																																							
Solved Hours	4,629																																																																							
Pending Hours	-																																																																							
Error Hours	-																																																																							



Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Telhado-01	Flush Mount	Portrait (Vertical)	5°	285.149°	0.0 m	1x1	15	15	6.83 kW
Telhado-02	Flush Mount	Portrait (Vertical)	5°	285.149°	0.0 m	1x1	15	15	6.83 kW
Telhado-05	Flush Mount	Portrait (Vertical)	5°	104.253°	0.0 m	1x1	22	22	10.01 kW
Telhado-04	Flush Mount	Portrait (Vertical)	5°	285.154°	0.0 m	1x1	19	19	8.65 kW
Terraco-06	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 194.566°	2.6 m	1x1	42	42	26.04 kW
Terraco-07	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 195.068°	2.5 m	1x1	20	20	12.40 kW
Terraco-03	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 196.411°	1.0 m	1x1	14	14	8.68 kW
Terraco-04	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 194.235°	1.0 m	1x1	14	14	8.68 kW
Terraco-05	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 195.255°	1.0 m	1x1	12	12	7.44 kW
Telhado-03	Flush Mount	Portrait (Vertical)	5°	195.082°	1.0 m	1x1	14	14	6.37 kW
Terraco-02	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 196.239°	1.1 m	1x1	12	12	7.44 kW
Terraco-01	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 282.918°	1.0 m	1x1	24	24	14.88 kW

Shading report gerado pelo Helioscope

Shading Report produced by Humberto Gameiro Marques

Campus 4 Campus 4 - Peniche, 39.36508907311354,-9.402863340309214

Shading Heatmap



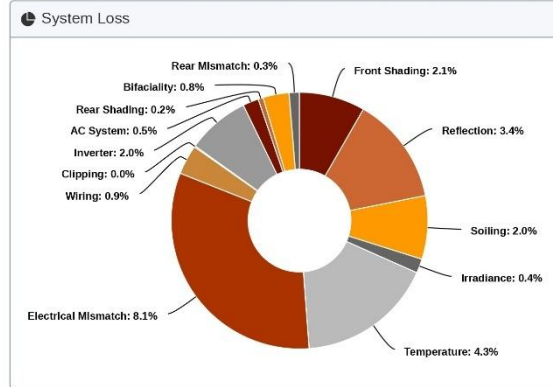
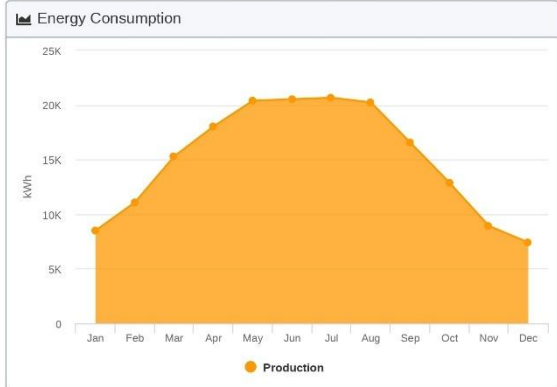
Shading by Field Segment

Description	Tilt	Azimuth	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOF ²	Solar Access	Min TSRF ²	Avg TSRF ²
Telhado-01	5°	285.149°	15	6.83 kWp	1,643.1 kWh/m ²	8.76 MWh ¹	84.8%	100.0%	84.8%	84.8%
Telhado-02	5°	285.149°	15	6.83 kWp	1,642.4 kWh/m ²	8.77 MWh ¹	84.8%	100.0%	84.7%	84.7%
Telhado-03	5°	195.082°	14	6.37 kWp	1,731.7 kWh/m ²	8.98 MWh ¹	89.3%	100.0%	89.3%	89.3%
Telhado-04	5°	285.154°	19	8.65 kWp	1,643.1 kWh/m ²	11.05 MWh ¹	84.8%	100.0%	84.8%	84.8%
Telhado-05	5°	104.253°	22	10.01 kWp	1,681.4 kWh/m ²	12.80 MWh ¹	86.7%	100.0%	86.7%	86.7%
Terraco-01	Module: 33°	Module: 282.918°	24	14.88 kWp	1,454.6 kWh/m ²	20.17 MWh ¹	75.0%	100.0%	75.0%	75.0%
Terraco-02	Module: 33°	Module: 196.239°	12	7.44 kWp	1,923.5 kWh/m ²	10.69 MWh ¹	99.2%	100.0%	99.2%	99.2%
Terraco-03	Module: 33°	Module: 196.411°	14	8.68 kWp	1,921.7 kWh/m ²	14.60 MWh ¹	99.2%	99.9%	99.0%	99.1%
Terraco-04	Module: 33°	Module: 194.235°	14	8.68 kWp	1,907.6 kWh/m ²	14.64 MWh ¹	99.4%	99.0%	98.2%	98.4%
Terraco-05	Module: 33°	Module: 195.255°	12	7.44 kWp	1,920.5 kWh/m ²	11.51 MWh ¹	99.3%	99.7%	98.9%	99.1%
Terraco-06	Module: 33°	Module: 194.566°	42	26.04 kWp	1,826.9 kWh/m ²	39.60 MWh ¹	99.4%	94.8%	84.4%	94.2%
Terraco-07	Module: 33°	Module: 195.068°	20	12.40 kWp	1,742.8 kWh/m ²	18.92 MWh ¹	99.3%	90.5%	86.6%	89.9%
Totals, weighted by kWp			223	124.24 kWp	1,739.8 kWh/m²	180.48 MWh	91.6%	97.9%	75.0%	89.7%

¹approximate, varies based on inverter performance
²based on location Optimal POA Irradiance of 1,938.5 kWh/m² at 35.2° tilt and 182.8° azimuth

Shading Report produced by Humberto Gameiro Marques

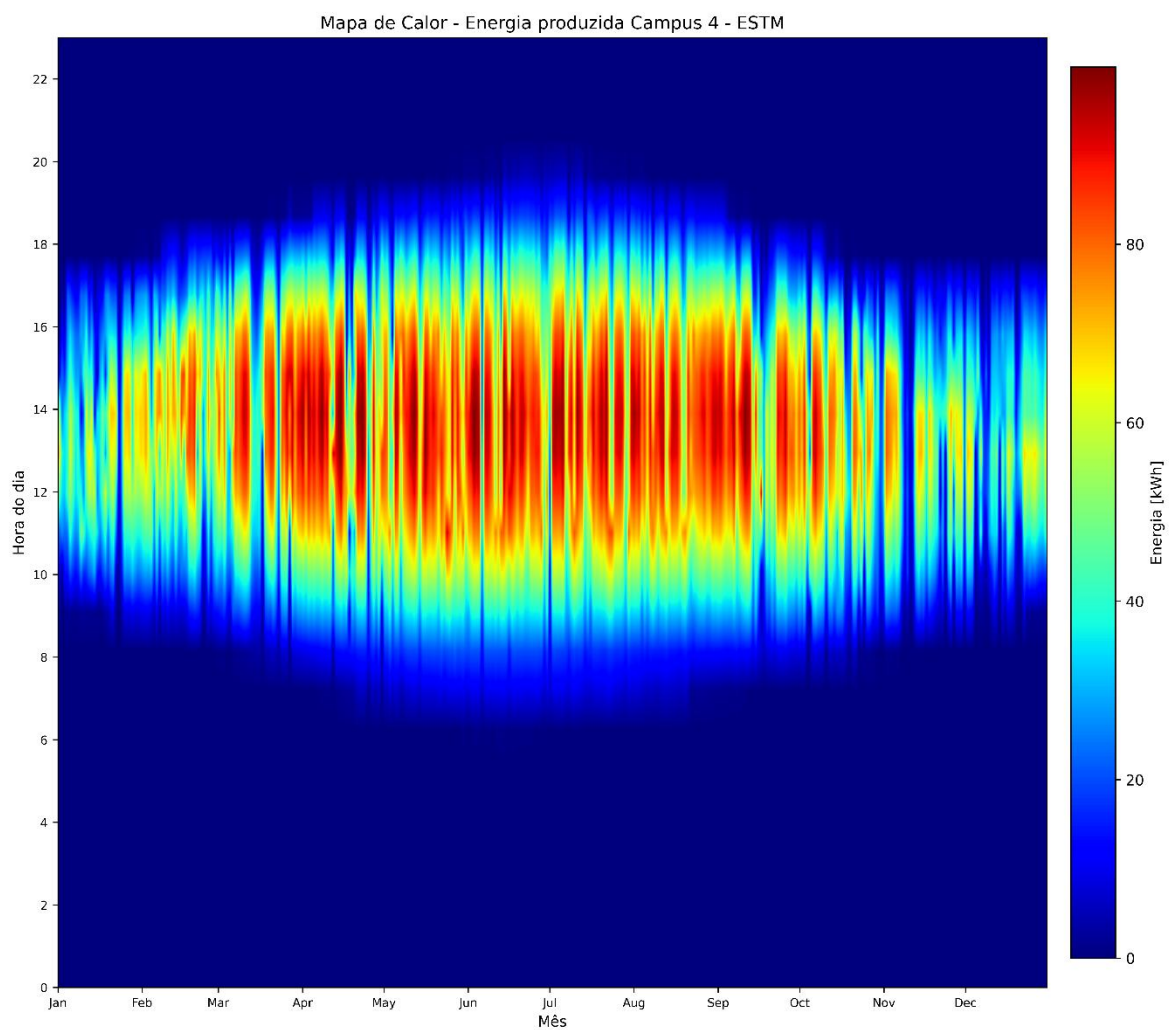
Campus 4 Campus 4 - Peniche, 39.36508907311354,-9.402863340309214



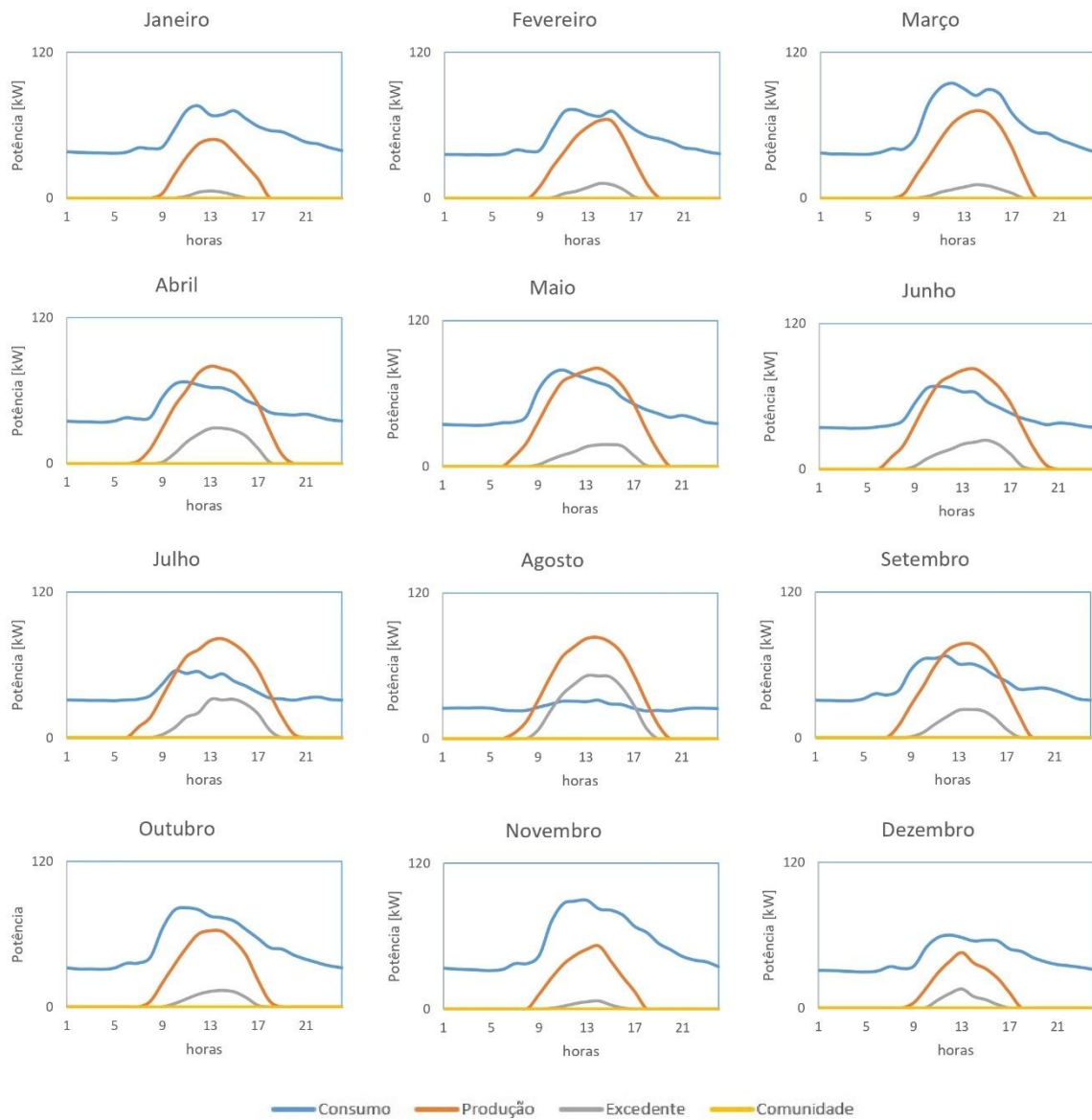
Solar Access by Month

Description	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
telhado-01	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
telhado-02	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
telhado-05	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
telhado-04	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
terrace-06	88%	94%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	96%	88%	78%
terrace-07	82%	89%	93%	93%	94%	94%	94%	93%	93%	91%	82%	70%
terrace-03	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
terrace-04	99%	99%	99%	99%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
terrace-05	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
telhado-03	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
terrace-02	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
terrace-01	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Solar Access, weighted by kWp	95.2%	97.4%	98.7%	98.7%	98.7%	98.8%	98.8%	98.7%	98.8%	98.1%	95.2%	91.2%
AC Power (kWh)	8,497.2	11,079.3	15,292.6	18,031.7	20,393.3	20,525.4	20,660.2	20,234.0	16,564.0	12,870.4	8,922.3	7,412.8

Mapa de calor de produção de energia do Campus 4 - ESTM



Perfil horário mensal por ano Campus 4 - ESTM



Orçamento para o sistema fotovoltaico do Campus 4 - ESTM

Item	Descrição	Quantidade	Preço (un) s/ IVA	Subtotal	IVA	Total
01	Modulo JA Solar JAM66D45 LB 620W	138	69,00€	9 522,00€	2 190,06€	11 712,06€
02	Modulo JA Solar JAM72S20 MR 455W	85	55,00€	4 675,00€	1 075,25€	5 750,25€
03	Inversor ABB PVS-100-TL	1	7 209,00€	7 209,00€	1 658,07€	8 867,07€
04	Cabo elétrico 10AWG Vermelho	600	0,78	468,00€	107,64€	575,64€
05	Cabo elétrico 10AWG Preto	600	0,74	444,00€	93,24€	537,24€
06	Suportes para modulos solares inclinados	138	45,00€	6 210,00€	1 428,30€	7 638,30€
07	Suportes para modulos solares planos	85	25,00€	2 125,00€	488,75€	2 613,75€
08	Instalação	1	20 495,00€	20 495,00€	4 713,85€	25 208,85€
Total				51 148,00€	11 755,16€	62 903,16€

Análise de produção e rentabilidade do sistema PV do Campus 4 - ESTM

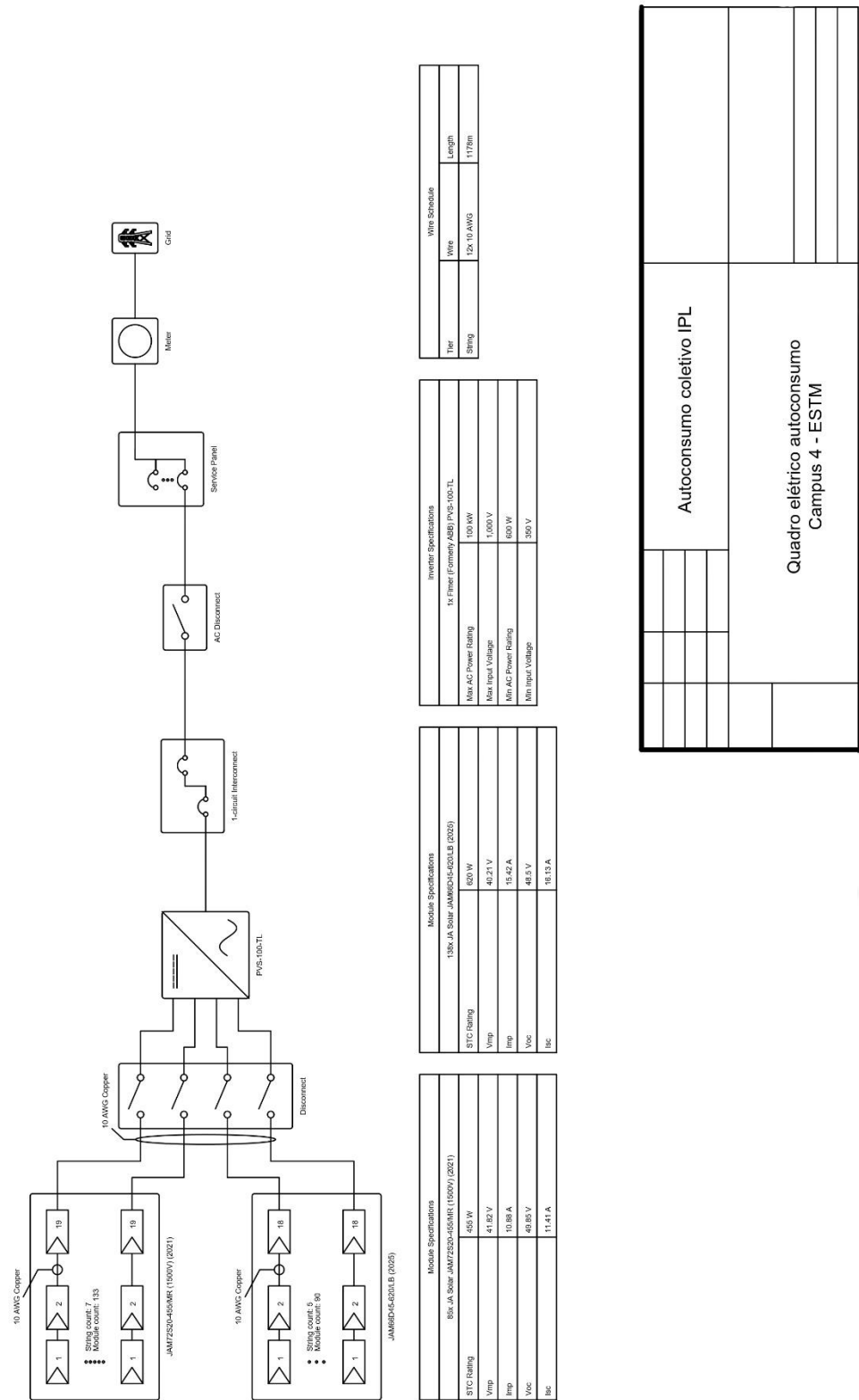
Custo energia	0,17	€
Eficiência do armazenamento	98	%
Custo unitário bateria LiFePO4	90,06	€/kWh
Capacidade max bateria LiFePO4	30,7	kWh
Profundidade de descarga	95	%
Preço de custo do sistema PV (Fotovoltaico)	62 903,16	€
Preço de venda energia	0,04	€/kWh
Taxa de atualização	3	%
Tempo de vida útil	30	anos
Produção anual de energia	181 385,17	kWh/ano
Autoconsumo de energia sem armazenamento	139 848,05	kWh/ano
Excedente de energia anual sem armazenamento	41 537,12	kWh/ano
% do excedente à produção	22,90	%
Autoconsumo de energia com armazenamento	145 806,70	kWh/ano
Máximo armazenamento usado	29,17	kWh
Excedente anual com armazenamento	35 578,47	kWh/ano
% do excedente à produção com armazenamento	19,61	%
Consumo da rede sem sistema PV	400 277,25	kWh/ano
Consumo da rede com sistema PV e sem armazenamento	260 429,20	kWh/ano
Consumo rede com sistema PV e com armazenamento	254 589,73	kWh/ano
Custo da energia sem sistema PV	68 047,13	€/ano
Custo de energia com sistema PV e sem armazenamento	44 272,96	€/ano
Custo de energia com sistema PV e com armazenamento	43 280,25	€/ano
Receita de venda de excedente sem armazenamento	1 661,48	€/ano
Receita de venda de excedente com armazenamento	1 423,14	€/ano
Poupança com sistema PV sem venda excedente	23 774,17	€/ano
Poupança com sistema PV e com armazenamento, sem venda de excedente	24 766,88	€/ano
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	25 435,65	€/ano
Poupança com sistema PV com armazenamento e com venda de excedente	26 190,02	€/ano
Preço de custo do sistema PV	62 903,16	€
Custo da bateria	2 626,60	€
Preço de custo do sistema PV com armazenamento	65 529,76	€

Análise de <i>payback</i> do sistema PV		
Não considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Custo total atual (Preço total do sistema + (Despesas de manutenção x Tempo de vida útil))	72 338,63	€
Custo sistema PV com bateria	77 985,82	€
Custo total da energia (Tempo de vida útil x Custo da energia sem sistema PV)	2 041 413,98	€
Poupança com sistema PV	640 886,41	€
Poupança com sistema PV e com armazenamento	665 020,55	€
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	690 730,95	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	707 714,71	€
Custo adicional do armazenamento	5 647,19	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	24 134,14	€
Poupança adicional com armazenamento e venda de excedente	16 983,76	€
Payback sistema PV	3,04	anos
Payback sistema PV com armazenamento e sem venda de excedente	3,15	anos
Payback sistema PV e com venda de excedente	2,84	anos
Payback sistema PV, com armazenamento e com venda de excedente	2,98	anos

Análise ao custo da energia produzida		
Considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Fator i	0,05101926	
Custo total atual sistema PV	69 067,81	€
Custo sistema com bateria	73 637,74	€
Custo total da energia *	2 041 413,98	€
Poupança com sistema PV	644 157,23	€
Poupança com sistema PV e armazenamento	669 368,64	€
Poupança com sistema PV e venda de excedente	694 001,78	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	712 062,80	€
Custo adicional do armazenamento	4 569,93	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	25 211,41	€
Poupança adicional com armazenamento e com venda de excedente	18 061,03	€
Custo da energia sem armazenamento	0,019	€/kWh
Custo da energia com armazenamento	0,020	€/kWh
Custo da energia autoconsumida sem armazenamento	0,025	€/kWh
Custo da energia autoconsumida com armazenamento	0,025	€/kWh
* Assume-se que o valor anual a pagar pela energia aumenta o mesmo que a taxa de atualização		

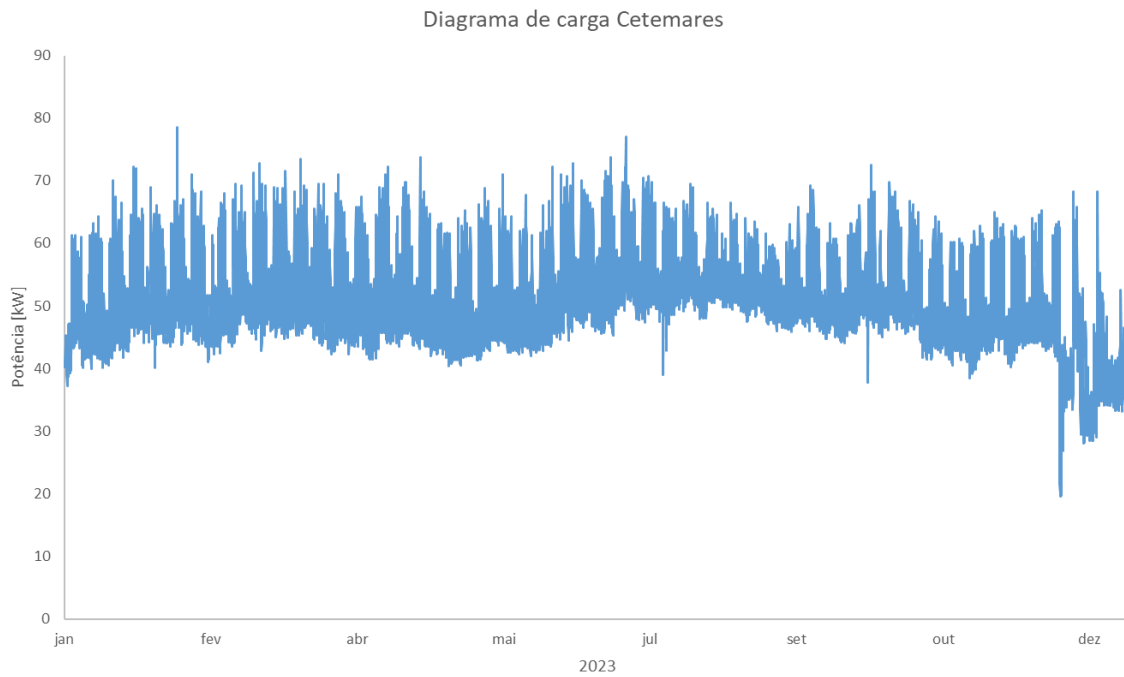
Análise financeira simplificada		
Despesas de operação e manutenção (DOM)	0,005	
Preço de referência de energia (Rb)	0,17	€/kWh
Produção anual de energia (Ea)	181 385,17	kWh/ano
Tempo de vida útil (n)	30	anos
Taxa de atualização (a)	3	%
Coefficiente de atualização (Ka)	19,60	
Taxa de atualização (i)	0,05	
Sistema PV sem Armazenamento		
Investimento total (It)	62 903,16	€
Receita líquida (RL)	30 520,96	€
Valor residual do equipamento (Vr)	3 145,16	€
Valor atual líquido (VAL)	534 025,41	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	9,53	
Sistema PV com Armazenamento		
Investimento total (It)	65 529,76	€
Receita líquida (RL)	30 507,83	€
Valor residual do equipamento (Vr)	3 276,49	€
Valor atual líquido (VAL)	531 344,71	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	9,53	

Esquema unifilar



Anexo G - Relatório do sistema de produção energia do edifício Cetemares

Diagrama de carga do Cetemares



Sumário mensal de energia consumida e o valor máximo de pico no edifício Cetemares

Mês	Energia (kWh)	Potência Pico (kWp)
Jan	36 869,50	80,00
Fev	34 566,75	84,00
Mar	39 831,50	81,00
Abr	37 109,00	78,00
Mai	37 043,25	81,00
Jun	37 450,75	80,00
Jul	40 997,75	81,00
Ago	40 184,25	78,00
Set	37 244,75	74,00
Out	38 148,00	77,00
Nov	35 349,50	74,00
Dez	30 114,00	107,00
Anual	444 909,00	107,00

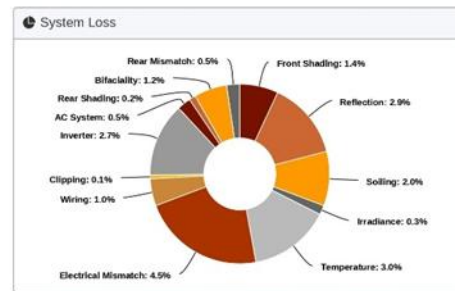
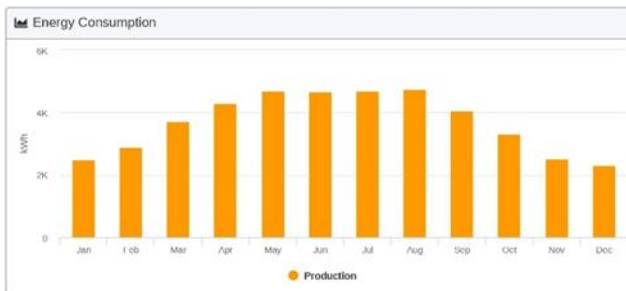
Production Report gerado pelo Helioscope

Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

Cetemares Cetemares 39.35762143972754,-9.374070000858314

Project Details	
Address	39.35762143972754,-9.374070000858314
Customer Name	IPL
Owner	Humberto Gameiro Marques
Last Modified	Humberto Gameiro Marques a few seconds ago
Location	(39.357657299999985,-9.374037300000008) (GMT 0)
Profile	Default Commercial

System Metrics	
Design	Cetemares
Module DC Nameplate	26.66 kW
Inverter AC Nameplate	27.60 kW
Load Ratio	0.97
Annual Production	44.5 MWh
Performance Ratio	87.1%
kWh/kWp	1,668.9
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteornorm 8 (meteornorm_v8)
Simulator Version	25328d8c8d-6eb09efd61-1b26b58515-6c13257fe6



Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

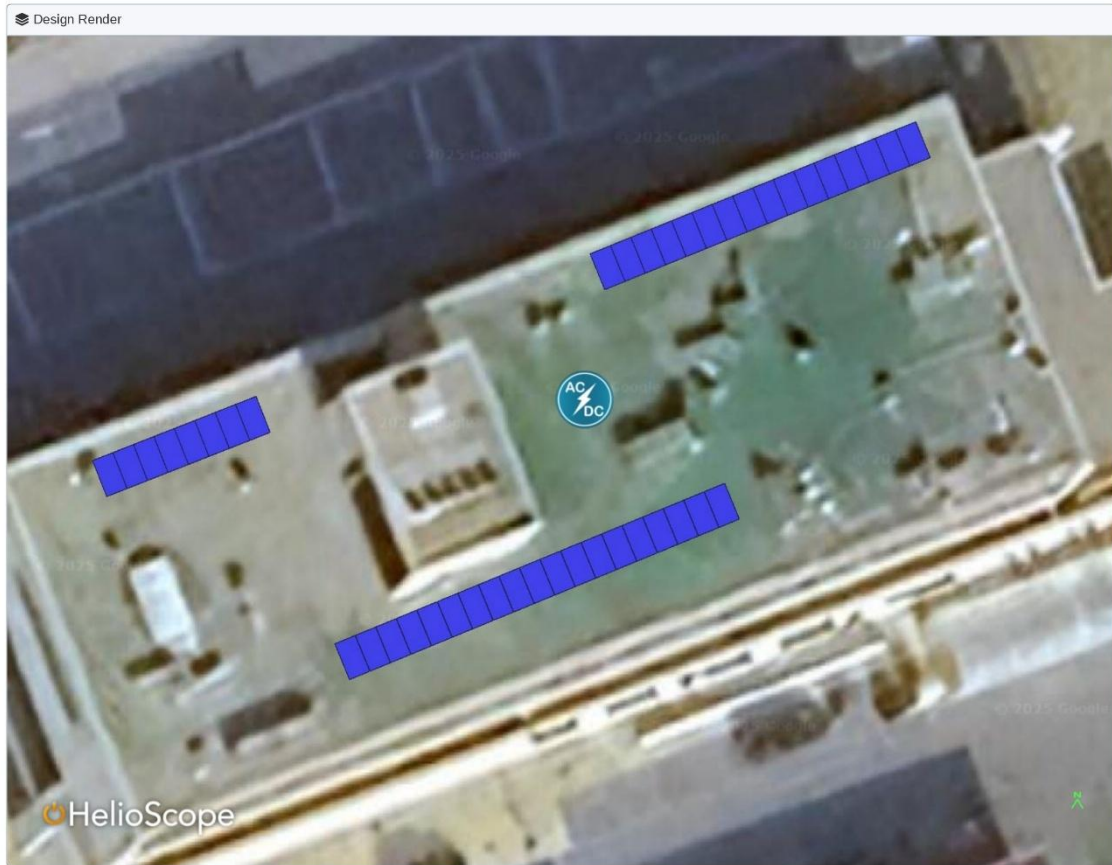
Design BOM		
Component	Type	Quantity
TRIO-27.6-TL-OUTD-S-480-A	Inverters	1
JAM66D45-620/LB (2025)	Modules	43
10 AWG (Copper)	Strings	3

Monthly Shading					
Month	GHI (kWh/m ²)	POA (kWh/m ²)	Shaded (kWh/m ²)	Nameplate (kWh)	Grid (kWh)
January	66.4	106.9	105.6	2,767.9	2,507.1
February	87.5	122.9	121.5	3,194.8	2,898.2
March	130.9	159.0	157.0	4,160.9	3,713.6
April	167.1	183.1	180.7	4,830.9	4,294.9
May	202.6	200.7	197.3	5,323.3	4,701.3
June	211.1	200.7	197.3	5,356.7	4,685.2
July	211.3	204.1	200.5	5,433.3	4,710.9
August	196.9	207.4	204.6	5,490.1	4,759.8
September	151.2	178.0	175.8	4,667.8	4,060.6
October	107.8	144.8	143.2	3,774.4	3,324.1
November	69.8	108.6	107.1	2,805.3	2,519.7
December	58.7	99.2	97.9	2,556.1	2,316.8

Design Wiring Zone			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	14 - 19	Along Racking

Annual Production					
Description	Output	% Delta			
Front Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,661.5	-		
	Adjusted Global Horizontal Irradiance	1,661.5	0.0%		
	POA Irradiance	1,915.6	15.3%		
	Shaded Irradiance	1,888.5	-1.4%		
	Irradiance After Reflection	1,834.4	-2.9%		
	Irradiance After Soiling	1,797.7	-2.0%		
	Total Front Collector Irradiance	1,797.5	-0.0%		
Rear Irradiance (kWh/m ²) <i>Supported only for fixed tilt racking</i>	Surface Irradiance in Collector Plane	Global Incident Irradiance on Surface	1,049.6	-	
		Surface Reflected Irradiance after Albedo	209.9	-80.0%	
		Conversion from Surface Area to Collector Area	305.8	-	
	Surface Irradiance in Collector Plane	62.6	-79.5%		
		Unshaded Irradiance on Rear Side	Surface Irradiance in Collector Plane	62.6	-
			Sky Diffuse	51.5	-
			Beam Effective	5.9	-
	Total Unshaded Irradiance on Rear Side	120.0	-		
	Shaded Irradiance on Rear Side	114.0	-5.0%		
	Total Rear Collector Irradiance	114.0	-		
Effective Rear Collector Irradiance	91.2	-20.0%			
Total Collector Irradiance	1,888.7	-			
Energy (kWh)	Nameplate	50,361.4	-		
	Output at Irradiance Levels	50,188.3	-0.3%		
	Output at Cell Temperature Derate	48,685.8	-3.0%		
	Output after Electrical Mismatch	46,487.3	-4.5%		
	Output after Rear Mismatch	46,263.9	-0.5%		
	Optimal DC Output	46,023.1	-0.5%		
	Constrained DC Output	45,961.4	-0.1%		
	Inverter Output	44,715.6	-2.7%		
	Energy to Grid	44,492.0	-0.5%		
Temperature Metrics					
Avg. Operating Ambient Temp		18.2°C			
Avg. Operating Cell Temp		28.0°C			
Simulation Metrics					
Operating Hours		4,629			
Solved Hours		4,629			
Pending Hours		-			
Error Hours		-			

Condition Set												
Description	Condition Set 1											
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteonorm 8(meteonorm_v8)											
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
Transposition Model	Perez Model											
Temperature Model	Sandia Model											
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.08	3.0°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.05	0.0°C								
	East-West	-3.56	-0.08	3.0°C								
	Carport	-3.56	-0.08	3.0°C								
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Albedo	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Rear Mismatch Loss	10%		Rear Shading Factor	5%								
Module Transparency	0%											
Irradiation Variance	5.0%											
Cell Temperature Spread	4.0°C											
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%											
AC System Derate	0.50%											
Component Characterizations	Type	Component	Characterization	Bifacial								
	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True								
	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True								
	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True								
Inverter	TRIO-27.6-TL-OUTD-S-480-A (Fimer (Formerly ABB))	CEC 2014-08-16	N/A									



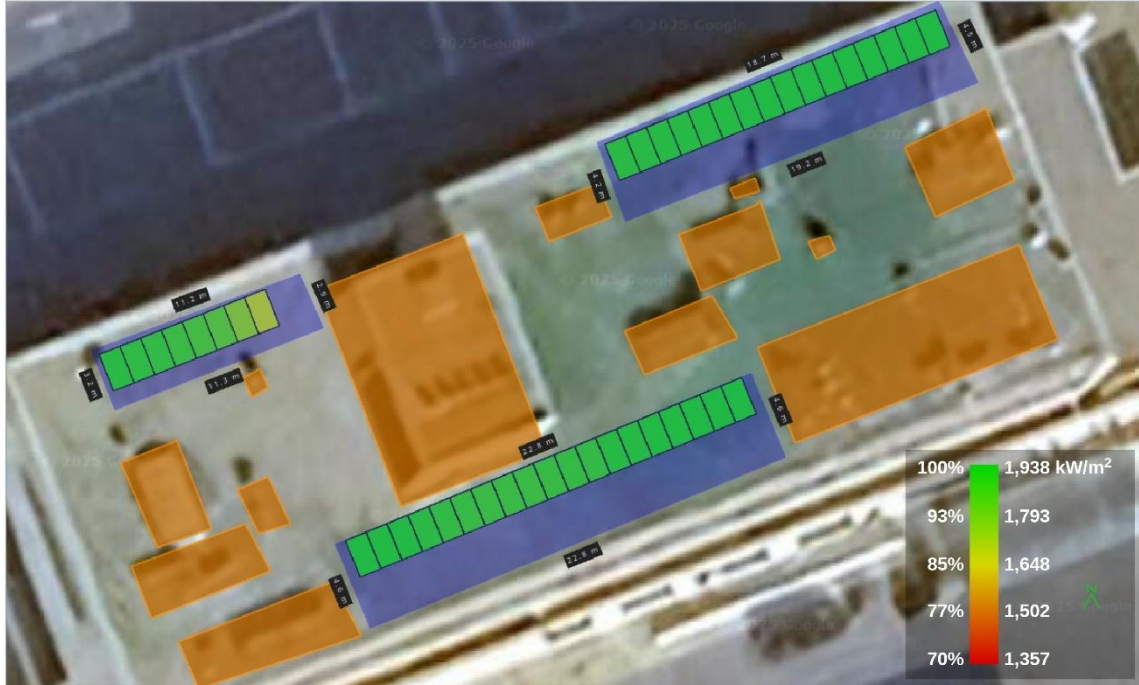
Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Terraco-01	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 157.601°	2.0 m	1x1	19	19	11.78 kW
Terraco-03	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 157.91°	1.0 m	1x1	16	16	9.92 kW
Terraco-02	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 158.552°	1.0 m	1x1	8	8	4.96 kW

Shading report gerado pelo Helioscope

Shading Report produced by Humberto Gameiro Marques

Cetemares Cetemares, 39.35762143972754,-9.374070000858314

Shading Heatmap



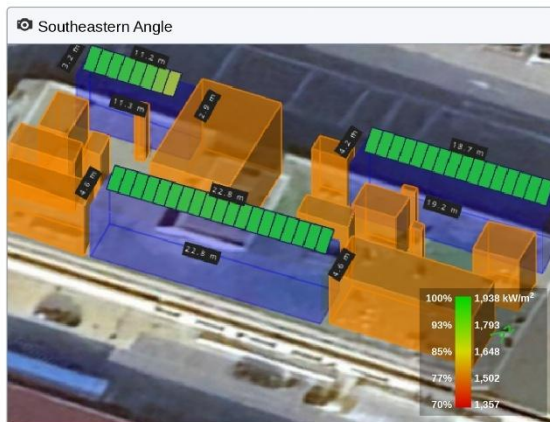
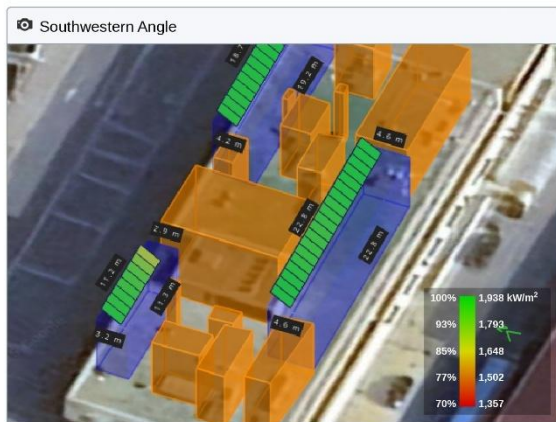
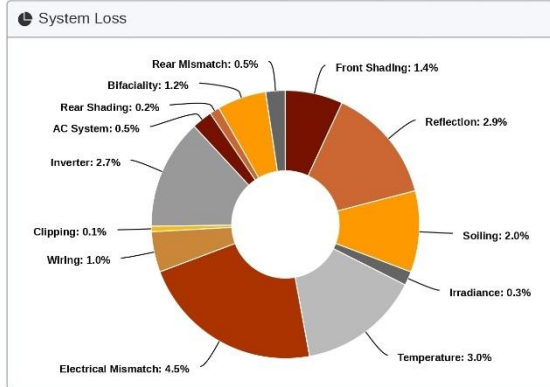
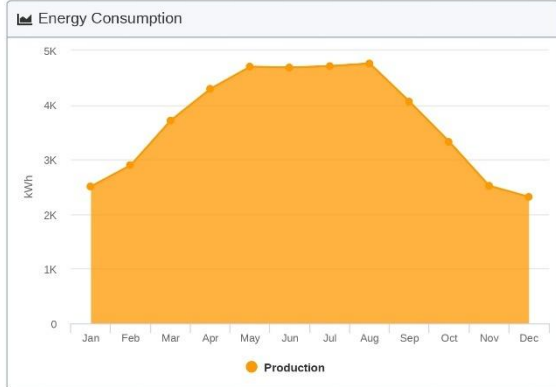
Shading by Field Segment

Description	Tilt	Azimuth	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOF ²	Solar Access	Min TSRF ²	Avg TSRF ²
Terraco-01	Module: 33°	Module: 157.601°	19	11.78 kWp	1,894.8 kWh/m ²	19.74 MWh ¹	98.8%	98.9%	96.4%	97.7%
Terraco-02	Module: 33°	Module: 158.552°	8	4.96 kWp	1,833.8 kWh/m ²	8.06 MWh ¹	98.9%	95.7%	87.3%	94.6%
Terraco-03	Module: 33°	Module: 157.91°	16	9.92 kWp	1,908.3 kWh/m ²	16.69 MWh ¹	98.8%	99.6%	97.8%	98.4%
Totals, weighted By kWp			43	26.66 kWp	1,888.5 kWh/m²	44.49 MWh	98.8%	98.6%	87.3%	97.4%

¹approximate, varies based on inverter performance
²based on location Optimal POA irradiance of 1,938.4 kWh/m² at 35.2° tilt and 182.9° azimuth

Shading Report produced by Humberto Gameiro Marques

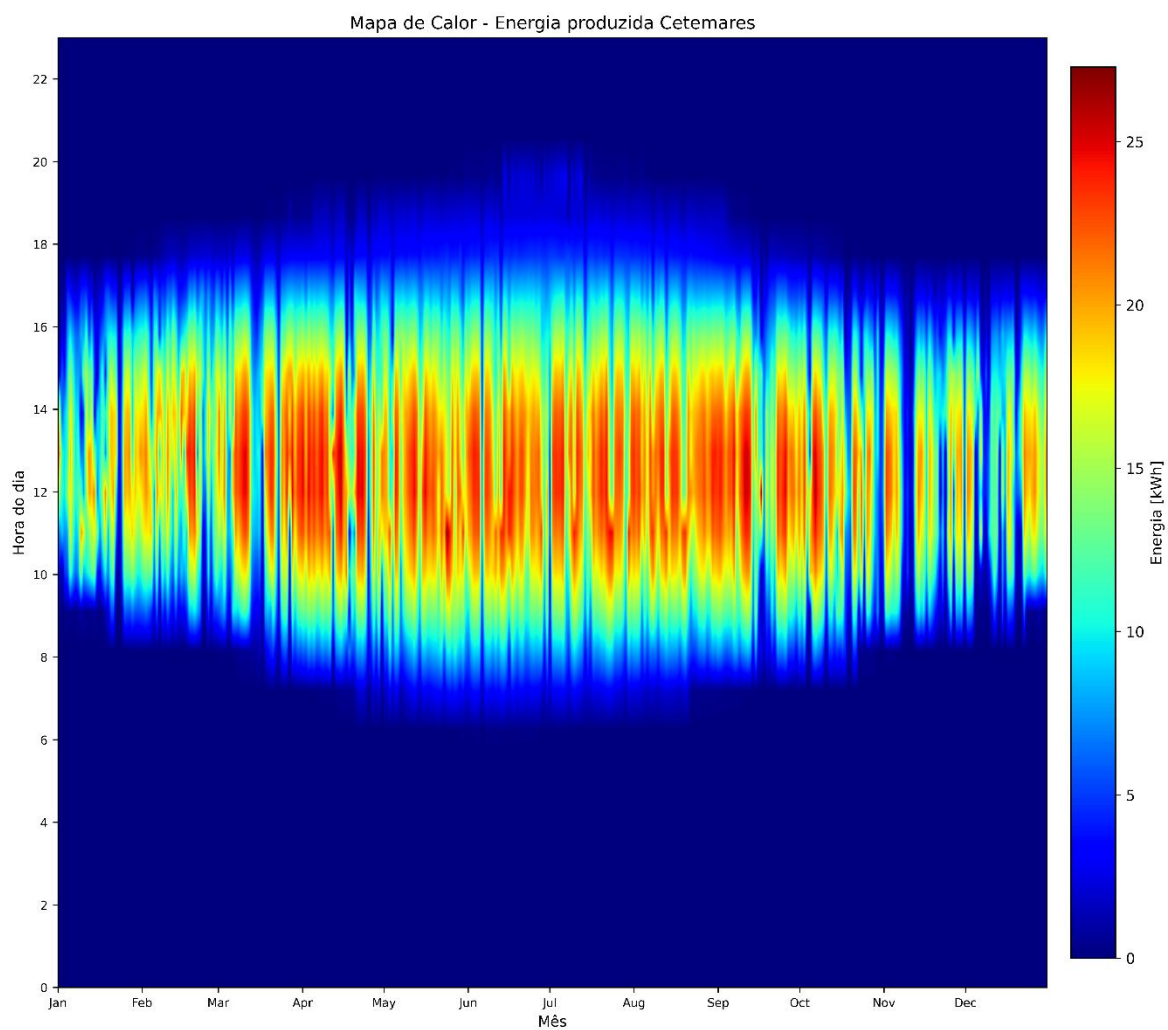
Cetemares Cetemares, 39.35762143972754,-9.374070000858314



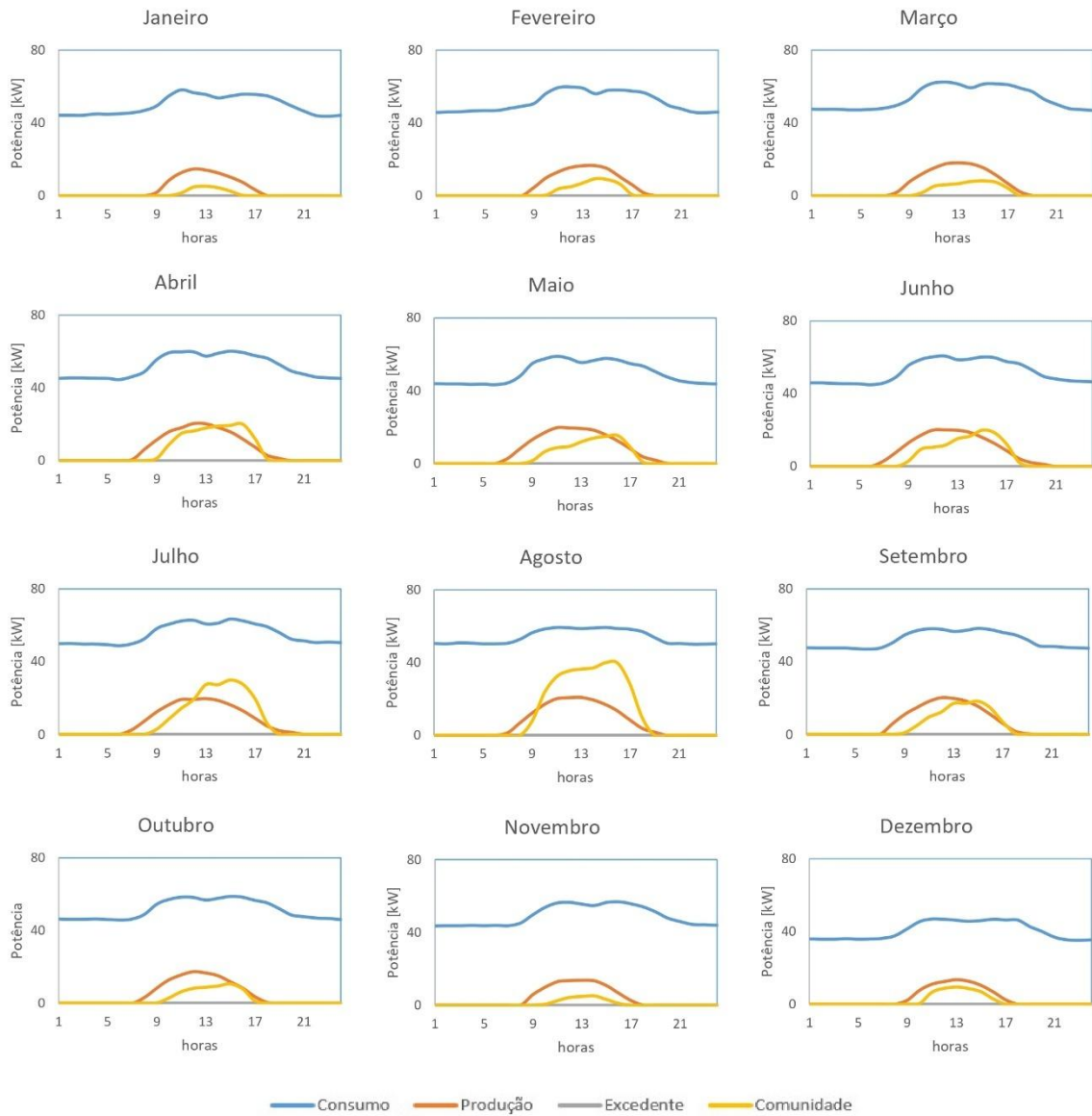
Solar Access by Month

Description	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
terrace-01	100%	100%	99%	99%	98%	98%	98%	99%	99%	100%	100%	100%
terrace-03	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	99%
terrace-02	96%	96%	95%	96%	96%	96%	96%	96%	95%	95%	95%	96%
Solar Access, weighted by kWp	98.8%	98.8%	98.7%	98.7%	98.3%	98.3%	98.2%	98.6%	98.8%	98.9%	98.6%	98.6%
AC Power (kW)	2,507.1	2,898.2	3,713.6	4,294.9	4,701.3	4,685.2	4,710.9	4,759.8	4,060.6	3,324.1	2,519.7	2,316.8

Mapa de calor de produção de energia do Cetemares



Perfil horário mensal por ano Cetemares



Orçamento para o sistema fotovoltaico do Cetemares

Item	Descrição	Quantidade	Preço (un) s/ IVA	Subtotal	IVA	Total
01	Modulo JA Solar JAM66D45 LB 620W	44	69,00€	3 036,00€	698,28€	3 734,28€
03	Inversor ABB TRIO-27.6	1	3 598,00€	3 598,00€	755,58€	4 353,58€
04	Cabo elétrico 12x 10 AWG (55) Vermelho	55	0,78€	42,90€	9,87€	52,77€
05	Cabo elétrico 12x 10 AWG (55) Preto	55	0,74€	40,70€	9,36€	50,06€
06	Suportes para modulos solares inclinados	44	50,00€	2 200,00€	462,00€	2 662,00€
08	Instalação	1	4 360,00€	4 360,00€	1 002,80€	5 362,80€
Total				13 277,60	2 937,88€	16 215,49€

Análise de produção e rentabilidade do sistema PV do Cetemares

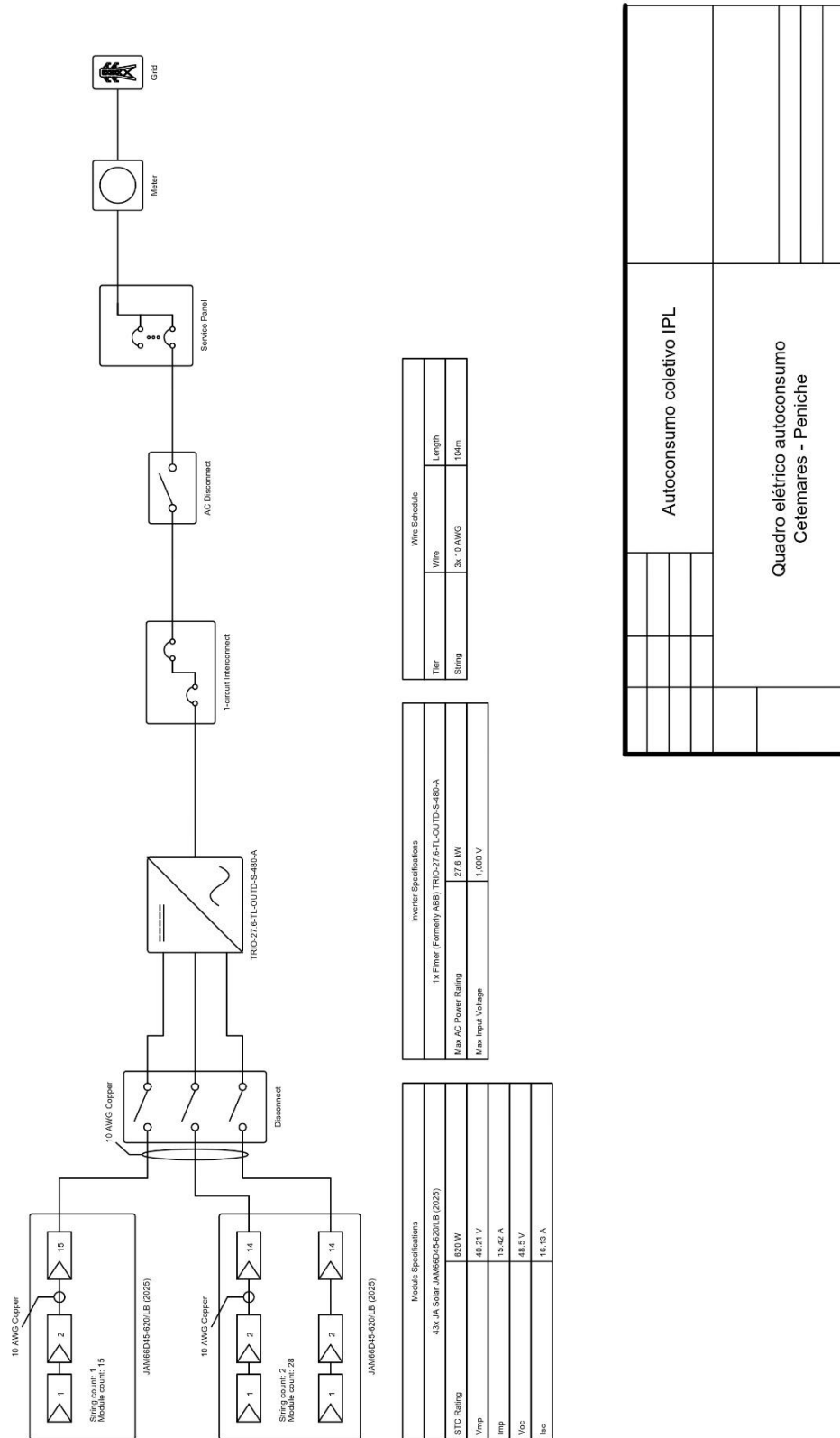
Custo energia	0,15	€
Eficiência do armazenamento	98	%
Custo unitário bateria LiFePO4	90,06	€/kWh
Capacidade max bateria LiFePO4	30,7	kWh
Profundidade de descarga	95	%
Preço de custo do sistema PV (Fotovoltaico)	16 215,49	€
Preço de venda energia	0,04	€/kWh
Taxa de atualização	3	%
Tempo de vida útil	30	anos
Produção anual de energia	47 009,37	kWh/ano
Autoconsumo de energia sem armazenamento	47 009,37	kWh/ano
Excedente de energia anual sem armazenamento	0,00	kWh/ano
% do excedente à produção	0,00	%
Autoconsumo de energia com armazenamento	47 009,37	kWh/ano
Máximo armazenamento usado	0,00	kWh
Excedente anual com armazenamento	0,00	kWh/ano
% do excedente à produção com armazenamento	0,00	%
Consumo da rede sem sistema PV	444 909,00	kWh/ano
Consumo da rede com sistema PV e sem armazenamento	397 899,63	kWh/ano
Consumo rede com sistema PV e com armazenamento	397 899,63	kWh/ano
Custo da energia sem sistema PV	66 736,35	€/ano
Custo de energia com sistema PV e sem armazenamento	59 684,94	€/ano
Custo de energia com sistema PV e com armazenamento	59 684,94	€/ano
Receita de venda de excedente sem armazenamento	0,00	€/ano
Receita de venda de excedente com armazenamento	0,00	€/ano
Poupança com sistema PV sem venda excedente	7 051,41	€/ano
Poupança com sistema PV e com armazenamento, sem venda de excedente	7 051,41	€/ano
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	7 051,41	€/ano
Poupança com sistema PV com armazenamento e com venda de excedente	7 051,41	€/ano
Preço de custo do sistema PV	16 215,49	€
Custo da bateria	0,00	€
Preço de custo do sistema PV com armazenamento	16 215,49	€

Análise de <i>payback</i> do sistema PV		
Não considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Custo total atual (Preço total do sistema + (Despesas de manutenção x Tempo de vida útil))	18 647,81	€
Custo sistema PV com bateria	18 647,81	€
Custo total da energia (Tempo de vida útil x Custo da energia sem sistema PV)	2 002 090,50	€
Poupança com sistema PV	192 894,37	€
Poupança com sistema PV e com armazenamento	192 894,37	€
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	192 894,37	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	192 894,37	€
Custo adicional do armazenamento	0,00	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	0,00	€
Poupança adicional com armazenamento e venda de excedente	0,00	€
Payback sistema PV	2,64	anos
Payback sistema PV com armazenamento e sem venda de excedente	2,64	anos
Payback sistema PV e com venda de excedente	2,64	anos
Payback sistema PV, com armazenamento e com venda de excedente	2,64	anos

Análise ao custo da energia produzida		
Considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Fator i	0,05101926	
Custo total atual sistema PV	17 804,64	€
Custo sistema com bateria	17 804,64	€
Custo total da energia *	2 002 090,50	€
Poupança com sistema PV	193 737,54	€
Poupança com sistema PV e armazenamento	193 737,54	€
Poupança com sistema PV e venda de excedente	193 737,54	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	193 737,54	€
Custo adicional do armazenamento	0,00	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	0,00	€
Poupança adicional com armazenamento e com venda de excedente	0,00	€
Custo da energia sem armazenamento	0,019	€/kWh
Custo da energia com armazenamento	0,019	€/kWh
Custo da energia autoconsumida sem armazenamento	0,019	€/kWh
Custo da energia autoconsumida com armazenamento	0,019	€/kWh
* Assume-se que o valor anual a pagar pela energia aumenta o mesmo que a taxa de atualização		

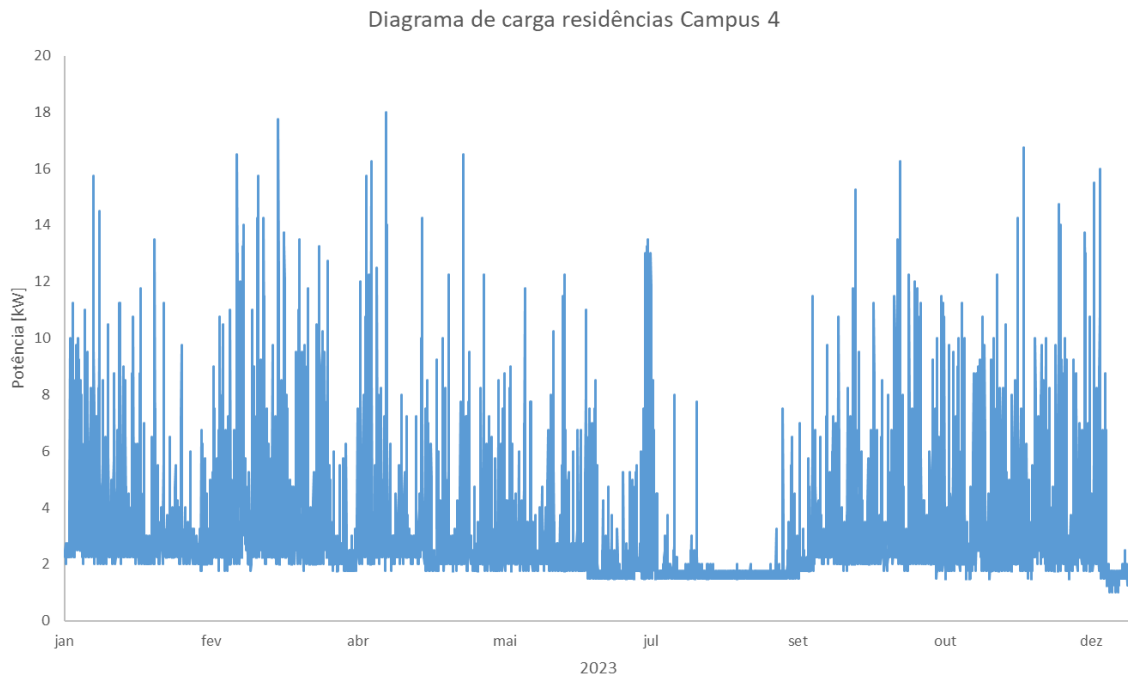
Análise financeira simplificada		
Despesas de operação e manutenção (DOM)	0,005	
Preço de referência de energia (Rb)	0,15	€/kWh
Produção anual de energia (Ea)	47 009,37	kWh/ano
Tempo de vida útil (n)	30	anos
Taxa de atualização (a)	3	%
Coefficiente de atualização (Ka)	19,60	
Taxa de atualização (i)	0,05	
Sistema PV sem Armazenamento		
Investimento total (It)	16 215,49	€
Receita líquida (RL)	6 970,33	€
Valor residual do equipamento (Vr)	810,77	€
Valor atual líquido (VAL)	120 072,00	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	8,45	
Sistema PV com Armazenamento		
Investimento total (It)	16 215,49	€
Receita líquida (RL)	6 970,33	€
Valor residual do equipamento (Vr)	810,77	€
Valor atual líquido (VAL)	120 072,00	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	8,45	

Esquema unifilar



Anexo H - Relatório do sistema de produção energia do Campus 4 - Residências

Diagrama de carga do Campus 4 - Residências



Sumário mensal de energia consumida e o valor máximo de pico Campus. 4 - Residências

Mês	Energia (kWh)	Potência Pico (kWp)
Jan	2 704,50	26,00
Fev	2 093,00	28,00
Mar	2 879,00	27,00
Abr	2 341,75	25,00
Mai	2 180,00	22,00
Jun	2 001,25	21,00
Jul	1 655,00	22,00
Ago	1 225,50	14,00
Set	1 947,50	20,00
Out	2 485,75	25,00
Nov	2 516,75	26,00
Dez	2 211,00	23,00
Anual	26 241,00	28,00

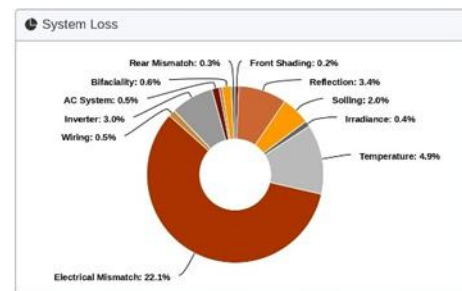
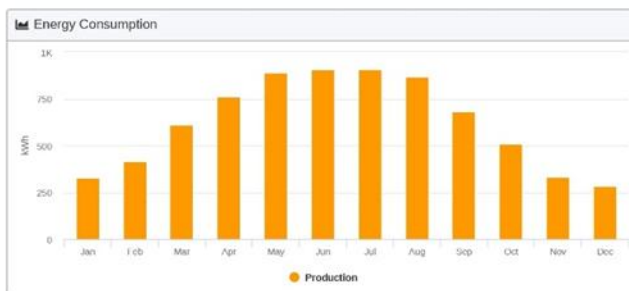
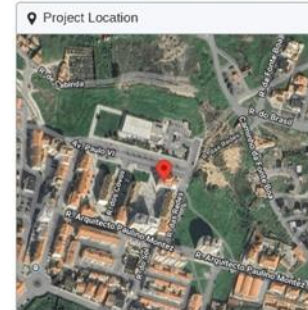
Production Report gerado pelo Helioscope

Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

Campus4 - Residencias Campus 4 - Residencias 39.362693412987014,-9.388620507922816

Project Details	
Address	39.362693412987014,-9.388620507922816
Customer Name	IPL
Owner	Humberto Gameiro Marques
Last Modified	Humberto Gameiro Marques 9 hours ago
Location	(39.362676400000005, -9.388660099999992) (GMT U)
Profile	Default Commercial

System Metrics	
Design	Campus4 - Residencias
Module DC Nameplate	5.95 kW
Inverter AC Nameplate	5.00 kW Load Ratio: 1.19
Annual Production	7.5 MWh
Performance Ratio	69.1%
kWh/kWp	1,260.1
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteorm 8 (meteorm_v8)
Simulator Version	a9b1c75bb3-eda2eba32f-8407ab23d3-8415cdde01



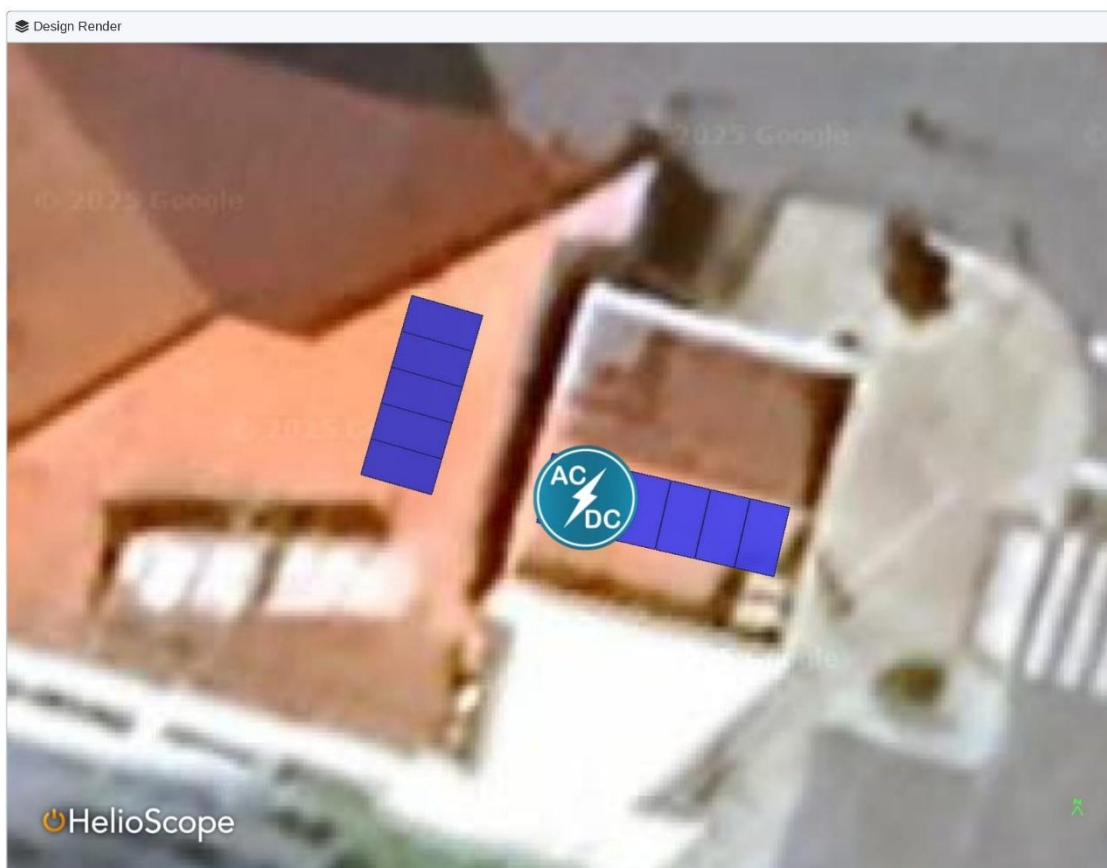
Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

Design BOM		
Component	Type	Quantity
UNO-DM-5.0-TL-PLUS	Inverters	1
JAM72S20-445/MR (1500V) (2021)	Modules	5
JAM66D45-620/LB (2025)	Modules	6
10 AWG (Copper)	Strings	1

Monthly Shading					
Month	GHI (kWh/m ²)	POA (kWh/m ²)	Shaded (kWh/m ²)	Nameplate (kWh)	Grid (kWh)
January	66.4	91.4	90.8	530.1	325.5
February	87.5	110.8	110.3	643.6	414.8
March	130.9	149.7	149.2	867.9	609.9
April	167.1	177.3	176.9	1,025.5	761.4
May	202.6	201.0	201.0	1,163.1	891.2
June	211.1	204.2	204.2	1,182.1	908.9
July	211.3	206.6	206.5	1,195.7	907.0
August	196.9	203.6	203.4	1,179.1	866.5
September	151.2	168.2	167.7	973.1	682.2
October	107.8	131.1	130.7	760.1	507.1
November	69.8	94.7	94.1	549.6	333.8
December	58.7	84.9	84.3	493.4	283.3

Design Wiring Zone			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	6 - 11	Along Racking

Annual Production				Condition Set																																																																																																															
Front Irradiance (kWh/m ²)	Description		Output	% Delta	Condition Set 1																																																																																																														
	Annual Global Horizontal Irradiance		1,661.5	-	Weather Dataset: TMY, 10km Grid, Meteororm 8(meteonorm_v8)																																																																																																														
	Adjusted Global Horizontal Irradiance		1,661.5	0.0%	Solar Angle Location: Meteo Lat/Lng																																																																																																														
	POA Irradiance		1,823.5	9.8%	Transposition Model: Perez Model																																																																																																														
	Shaded Irradiance		1,819.1	-0.2%	Temperature Model: Sandia Model																																																																																																														
	Irradiance After Reflection		1,757.7	-3.4%	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Rack Type</th> <th>a</th> <th>b</th> <th colspan="10">Temperature Delta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Fixed Tilt</td> <td></td> <td>-3.56</td> <td>-0.08</td> <td colspan="10">3.0°C</td> </tr> <tr> <td>Flush Mount</td> <td></td> <td>-2.81</td> <td>-0.05</td> <td colspan="10">0.0°C</td> </tr> <tr> <td>East-West</td> <td></td> <td>-3.56</td> <td>-0.08</td> <td colspan="10">3.0°C</td> </tr> <tr> <td>Carport</td> <td></td> <td>-3.56</td> <td>-0.08</td> <td colspan="10">3.0°C</td> </tr> </tbody> </table>													Rack Type		a	b	Temperature Delta										Fixed Tilt		-3.56	-0.08	3.0°C										Flush Mount		-2.81	-0.05	0.0°C										East-West		-3.56	-0.08	3.0°C										Carport		-3.56	-0.08	3.0°C																																					
	Rack Type		a	b														Temperature Delta																																																																																																	
Fixed Tilt		-3.56	-0.08	3.0°C																																																																																																															
Flush Mount		-2.81	-0.05	0.0°C																																																																																																															
East-West		-3.56	-0.08	3.0°C																																																																																																															
Carport		-3.56	-0.08	3.0°C																																																																																																															
Total Front Collector Irradiance		1,717.9	-0.3%																																																																																																																
Rear Irradiance (kWh/m ²) <i>Supported only for fixed tilt racking</i>	Surface Irradiance in Collector Plane	Global Incident Irradiance on Surface	509.1	-	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="12">Soiling (%)</th> </tr> <tr> <th>J</th><th>F</th><th>M</th><th>A</th><th>M</th><th>J</th><th>J</th><th>A</th><th>S</th><th>O</th><th>N</th><th>D</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="12">Albedo</th> </tr> <tr> <th>J</th><th>F</th><th>M</th><th>A</th><th>M</th><th>J</th><th>J</th><th>A</th><th>S</th><th>O</th><th>N</th><th>D</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.2</td><td>0.2</td><td>0.2</td><td>0.2</td><td>0.2</td><td>0.2</td><td>0.2</td><td>0.2</td><td>0.2</td><td>0.2</td><td>0.2</td><td>0.2</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Rear Mismatch Loss</th> <th colspan="11">Rear Shading Factor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10%</td> <td></td> <td colspan="11">5%</td> </tr> </tbody> </table>													Soiling (%)												J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Albedo												J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	Rear Mismatch Loss		Rear Shading Factor											10%		5%										
		Soiling (%)																																																																																																																	
		J	F	M														A	M	J	J	A	S	O	N	D																																																																																									
	2	2	2	2														2	2	2	2	2	2	2	2																																																																																										
	Albedo																																																																																																																		
	J	F	M	A														M	J	J	A	S	O	N	D																																																																																										
	0.2	0.2	0.2	0.2														0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2																																																																																										
	Rear Mismatch Loss		Rear Shading Factor																																																																																																																
	10%		5%																																																																																																																
		Surface Reflected Irradiance after Albedo	101.8	-80.0%																																																																																																															
	Conversion from Surface Area to Collector Area	111.5	-																																																																																																																
	Surface Irradiance in Collector Plane	32.3	-71.1%																																																																																																																
Unshaded Irradiance on Rear Side	Surface Irradiance in Collector Plane	32.3	-																																																																																																																
	Sky Diffuse	28.1	-																																																																																																																
	Beam Effective	1.4	-																																																																																																																
	Total Unshaded Irradiance on Rear Side	61.8	-																																																																																																																
Shaded Irradiance on Rear Side		56.6	-8.3%																																																																																																																
Total Rear Collector Irradiance		56.6	-																																																																																																																
Effective Rear Collector Irradiance		45.3	-20.0%																																																																																																																
Total Collector Irradiance		1,763.2	-																																																																																																																
Energy (kWh)	Nameplate		10,563.4	-																																																																																																															
	Output at Irradiance Levels		10,521.8	-0.4%																																																																																																															
	Output at Cell Temperature Derate		10,010.2	-4.9%																																																																																																															
	Output after Electrical Mismatch		7,799.3	-22.1%																																																																																																															
	Output after Rear Mismatch		7,779.1	-0.3%																																																																																																															
	Optimal DC Output		7,762.1	-0.2%																																																																																																															
	Constrained DC Output		7,762.0	-0.0%																																																																																																															
	Inverter Output		7,529.2	-3.0%																																																																																																															
	Energy to Grid		7,491.5	-0.5%																																																																																																															
	Temperature Metrics				<table border="1"> <tr> <td>Avg. Operating Ambient Temp</td> <td>18.2°C</td> </tr> <tr> <td>Avg. Operating Cell Temp</td> <td>31.4°C</td> </tr> </table>													Avg. Operating Ambient Temp	18.2°C	Avg. Operating Cell Temp	31.4°C																																																																																														
Avg. Operating Ambient Temp	18.2°C																																																																																																																		
Avg. Operating Cell Temp	31.4°C																																																																																																																		
Simulation Metrics				<table border="1"> <tr> <td>Operating Hours</td> <td>4,629</td> </tr> <tr> <td>Solved Hours</td> <td>4,629</td> </tr> <tr> <td>Pending Hours</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Error Hours</td> <td>-</td> </tr> </table>													Operating Hours	4,629	Solved Hours	4,629	Pending Hours	-	Error Hours	-																																																																																											
Operating Hours	4,629																																																																																																																		
Solved Hours	4,629																																																																																																																		
Pending Hours	-																																																																																																																		
Error Hours	-																																																																																																																		
Component Characterizations				<table border="1"> <thead> <tr> <th>Type</th> <th>Component</th> <th>Characterization</th> <th>Bifacial</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Module</td> <td>JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>True</td> </tr> <tr> <td>Module</td> <td>JAM72S20-445/MR (1500V) (2021) (JA Solar)</td> <td>Spec Sheet Characterization, PAN</td> <td>False</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>UNO-DM-5.0-TL-PLUS (Fimer (Formerly ABB))</td> <td>Spec Sheet</td> <td>N/A</td> </tr> </tbody> </table>													Type	Component	Characterization	Bifacial	Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True	Module	JAM72S20-445/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False	Inverter	UNO-DM-5.0-TL-PLUS (Fimer (Formerly ABB))	Spec Sheet	N/A																																																																																			
Type	Component	Characterization	Bifacial																																																																																																																
Module	JAM66D45-620/LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	True																																																																																																																
Module	JAM72S20-445/MR (1500V) (2021) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN	False																																																																																																																
Inverter	UNO-DM-5.0-TL-PLUS (Fimer (Formerly ABB))	Spec Sheet	N/A																																																																																																																



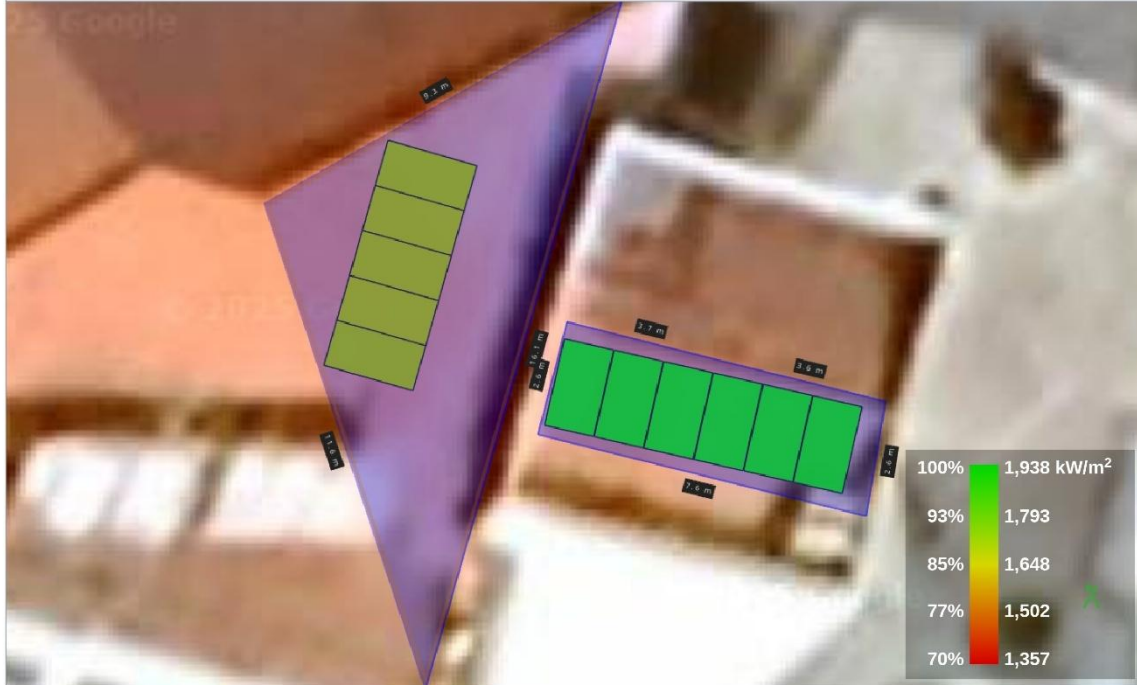
Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Telhado-01	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 192.899°	0.6 m	1x1	6	6	3.72 kW
Telhado-02	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	105.924°	0.0 m	1x1	5	5	2.23 kW

Shading report gerado pelo Helioscope

Shading Report produced by Humberto Gameiro Marques

Campus4 - Residencias Campus 4 - Residencias, 39.362693412987014,-9.388620507922816

Shading Heatmap



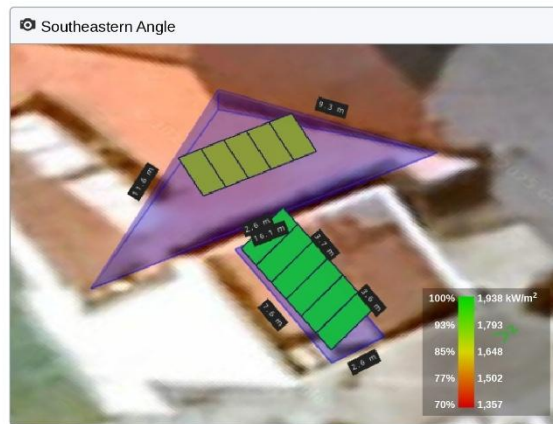
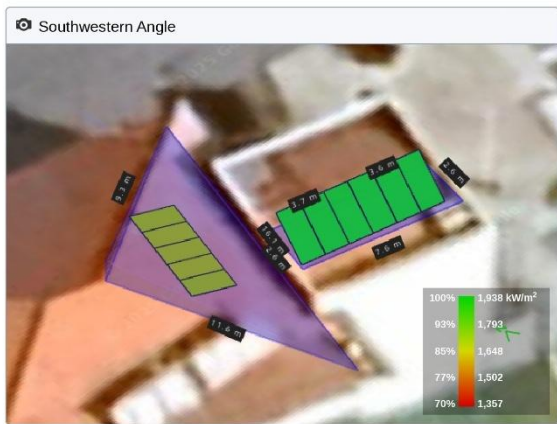
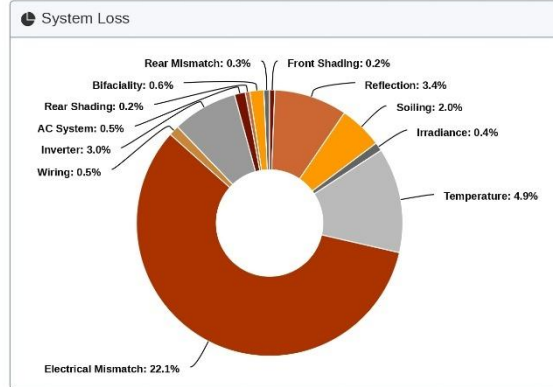
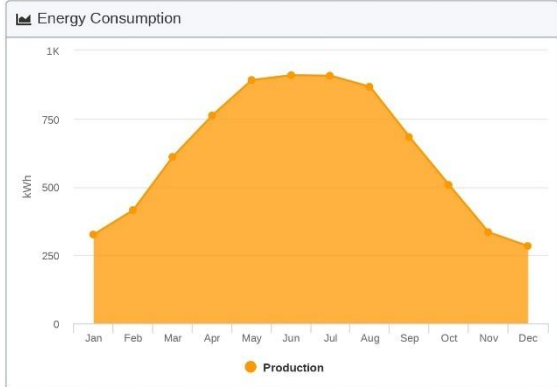
Shading by Field Segment

Description	Tilt	Azimuth	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOF ²	Solar Access	Min TSRF ²	Avg TSRF ²
Telhado-01	Module: 33°	Module: 192.899°	6	3.72 kWp	1,929.3 kWh/m ²	4.37 MWh ¹	99.5%	100.0%	99.5%	99.5%
Telhado-02	10°	105.924°	5	2.23 kWp	1,686.9 kWh/m ²	3.12 MWh ¹	87.5%	99.4%	86.7%	87.0%
Totals, weighted By kWp			11	5.95 kWp	1,819.1 kWh/m²	7.49 MWh	94.1%	99.8%	86.7%	93.8%

¹approximate, varies based on inverter performance
²based on location Optimal POA irradiance of 1,938.5 kWh/m² at 35.2° tilt and 182.8° azimuth

Shading Report produced by Humberto Gameiro Marques

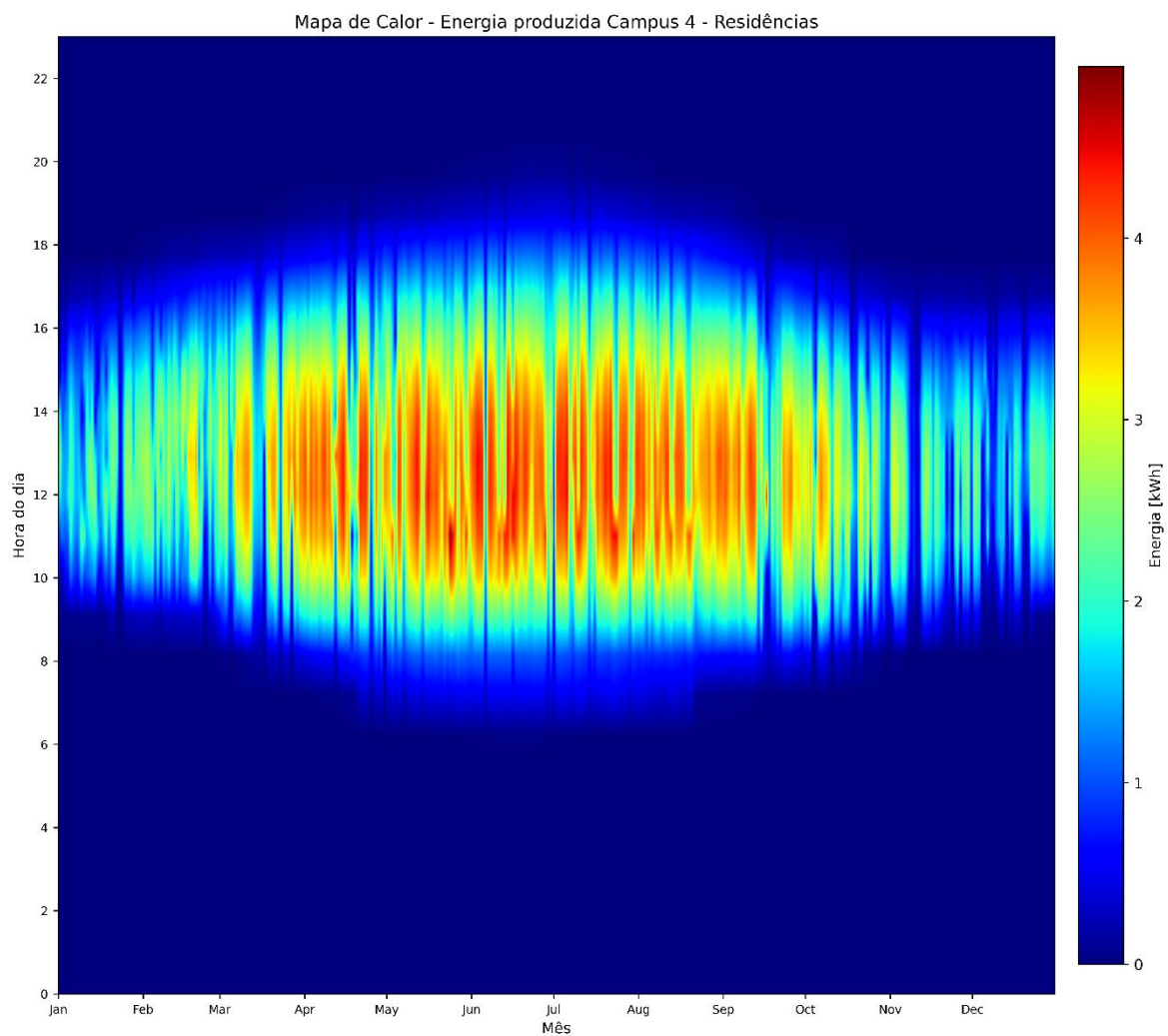
Campus4 - Residencias Campus 4 - Residencias, 39.362693412987014,-9.388620507922816



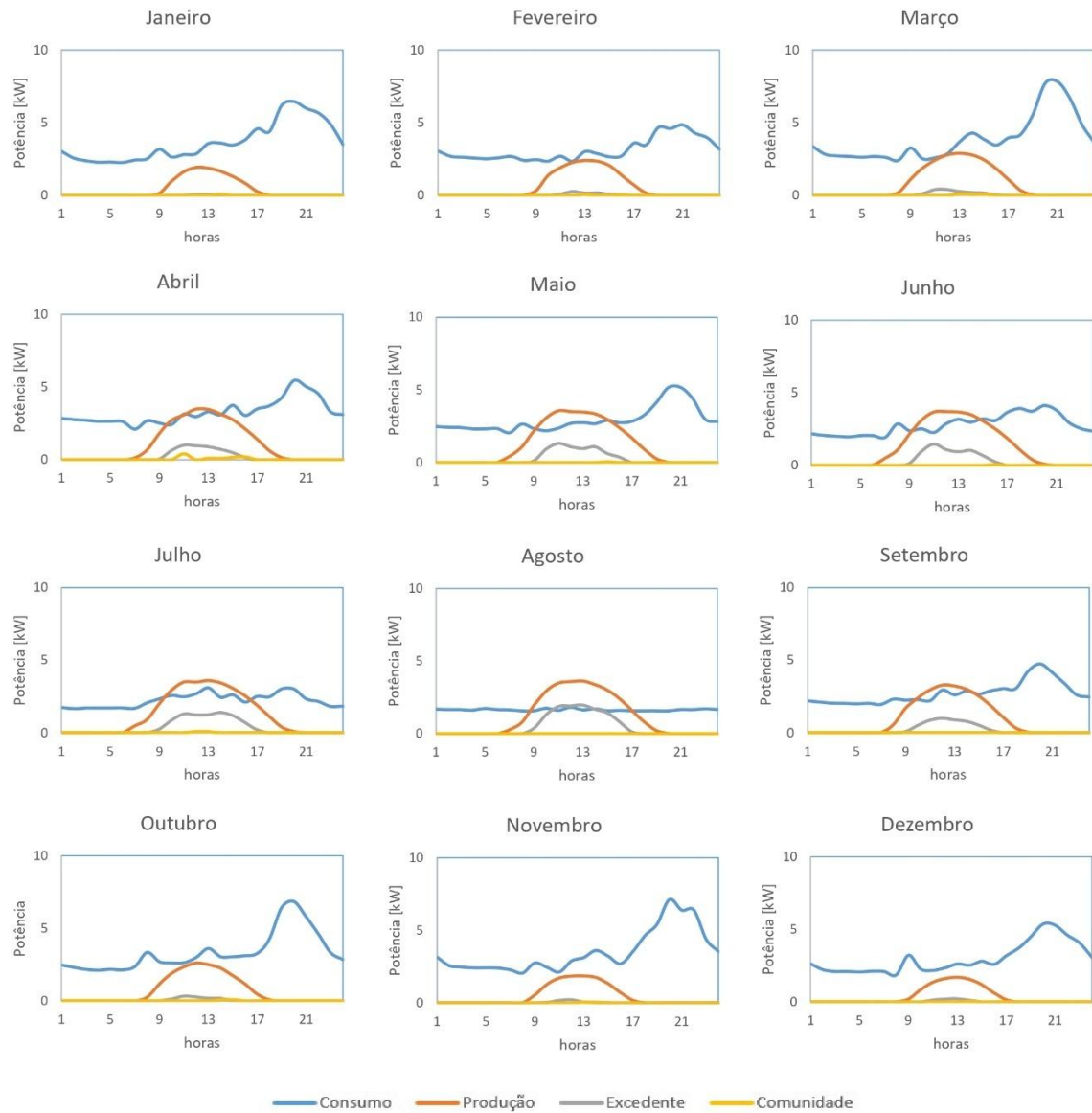
Solar Access by Month

Description	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
telhado-01	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Telhado-02	98%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	99%	98%	98%
Solar Access, weighted by kWp	99.3%	99.6%	99.7%	99.8%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	99.7%	99.7%	99.4%	99.4%
AC Power (kWh)	325.5	414.8	609.9	761.4	891.2	908.9	907.0	866.5	682.2	507.1	333.8	283.3

Mapa de calor de produção de energia do Campus 4 - Residências



Perfil horário mensal por ano Campus 4 - Residências



Orçamento para o sistema fotovoltaico do Campus 4 - Residências

Item	Descrição	Quantidade	Preço (un) s/ IVA	Subtotal	IVA	Total
01	Modulo JA Solar JAM72S20 MR 455W	5	55,00€	275,00€	63,25€	338,25€
02	Modulo JA Solar JAM66D45 LB 620W	6	69,00€	414,00€	95,22€	509,22€
03	ABB UNO-DM-5.0-TL-PLUS	1	977,00€	977,00€	224,71€	1 201,71€
04	Cabo elétrico 12x 10 AWG Vermelho	10	0,78€	7,80€	1,79€	9,59€
05	Cabo elétrico 12x 10 AWG Preto	10	0,74€	7,40€	1,70€	9,10€
06	Suportes para modulos solares planos	5	25,00€	125,00€	28,75€	153,75€
07	Suportes para modulos solares inclinados	6	50,00€	300,00€	69,00€	369,00€
08	Instalação	1	1 215,00€	1 215,00€	279,45€	1494,45€
Total				3 321,20€	763,88€	4 085,08€

Análise de produção e rentabilidade do sistema PV do Campus 4 - Residências

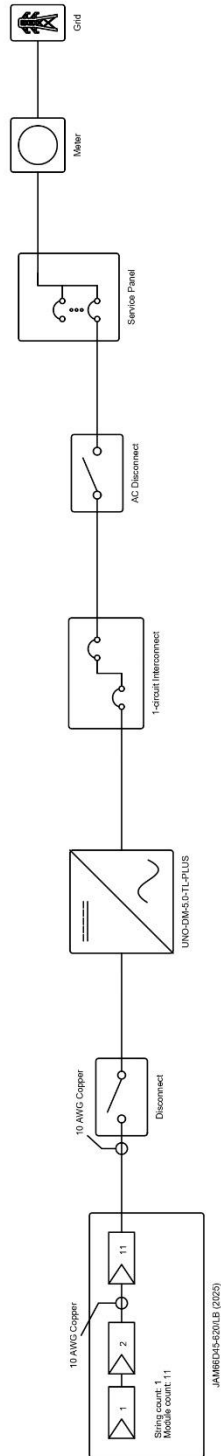
Custo energia	0,28	€
Eficiência do armazenamento	98	%
Custo unitário bateria LiFePO4	95	€/kWh
Capacidade max bateria LiFePO4	10	kWh
Profundidade de descarga	95	%
Preço de custo do sistema PV (Fotovoltaico)	4 085,08	€
Preço de venda energia	0,04	€/kWh
Taxa de atualização	3	%
Tempo de vida útil	30	anos
Produção anual de energia	7 529,18	kWh/ano
Autoconsumo de energia sem armazenamento	6 083,82	kWh/ano
Excedente de energia anual sem armazenamento	1 445,36	kWh/ano
% do excedente à produção	19,20	%
Autoconsumo de energia com armazenamento	7 377,86	kWh/ano
Máximo armazenamento usado	9,50	kWh
Excedente anual com armazenamento	151,30	kWh/ano
% do excedente à produção com armazenamento	2,00	%
Consumo da rede sem sistema PV	26 241,00	kWh/ano
Consumo da rede com sistema PV e sem armazenamento	20 157,18	kWh/ano
Consumo rede com sistema PV e com armazenamento	18 889,00	kWh/ano
Custo da energia sem sistema PV	7 347,48	€/ano
Custo de energia com sistema PV e sem armazenamento	5 644,01	€/ano
Custo de energia com sistema PV e com armazenamento	5 288,93	€/ano
Receita de venda de excedente sem armazenamento	57,81	€/ano
Receita de venda de excedente com armazenamento	6,05	€/ano
Poupança com sistema PV sem venda excedente	1 703,47	€/ano
Poupança com sistema PV e com armazenamento, sem venda de excedente	2 058,55	€/ano
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	1 761,28	€/ano
Poupança com sistema PV com armazenamento e com venda de excedente	2 064,61	€/ano
Preço de custo do sistema PV	4 085,08	€
Custo da bateria	855,57	€
Preço de custo do sistema PV com armazenamento	4 940,65	€

Análise de <i>payback</i> do sistema PV		
Não considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Custo total atual (Preço total do sistema + (Despesas de manutenção x Tempo de vida útil))	4 697,84	€
Custo sistema PV com bateria	6 537,32	€
Custo total da energia (Tempo de vida útil x Custo da energia sem sistema PV)	220 424,40	€
Poupança com sistema PV	46 406,25	€
Poupança com sistema PV e com armazenamento	55 219,27	€
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	48 140,68	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	55 400,86	€
Custo adicional do armazenamento	1 839,48	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	8 813,03	€
Poupança adicional com armazenamento e venda de excedente	7 260,18	€
Payback sistema PV	2,76	anos
Payback sistema PV com armazenamento e sem venda de excedente	3,18	anos
Payback sistema PV e com venda de excedente	2,67	anos
Payback sistema PV, com armazenamento e com venda de excedente	3,17	anos

Análise ao custo da energia produzida		
Considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Fator i	0,05101926	
Custo total atual sistema PV	4 485,43	€
Custo sistema com bateria	5 974,00	€
Custo total da energia *	220 424,40	€
Poupança com sistema PV	46 618,66	€
Poupança com sistema PV e armazenamento	55 782,59	€
Poupança com sistema PV e venda de excedente	48 353,09	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	55 964,17	€
Custo adicional do armazenamento	1 488,58	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	9 163,93	€
Poupança adicional com armazenamento e com venda de excedente	7 611,08	€
Custo da energia sem armazenamento	0,030	€/kWh
Custo da energia com armazenamento	0,037	€/kWh
Custo da energia autoconsumida sem armazenamento	0,038	€/kWh
Custo da energia autoconsumida com armazenamento	0,038	€/kWh
* Assume-se que o valor anual a pagar pela energia aumenta o mesmo que a taxa de atualização		

Análise financeira simplificada		
Despesas de operação e manutenção (DOM)	0,005	
Preço de referência de energia (Rb)	0,28	€/kWh
Produção anual de energia (Ea)	7 529,18	kWh/ano
Tempo de vida útil (n)	30	anos
Taxa de atualização (a)	3	%
Coefficiente de atualização (Ka)	19,60	
Taxa de atualização (i)	0,05	
Sistema PV sem Armazenamento		
Investimento total (It)	4 085,08	€
Receita líquida (RL)	2 087,74	€
Valor residual do equipamento (Vr)	204,25	€
Valor atual líquido (VAL)	36 751,47	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	10,04	
Sistema PV com Armazenamento		
Investimento total (It)	4 940,65	€
Receita líquida (RL)	2 083,47	€
Valor residual do equipamento (Vr)	247,03	€
Valor atual líquido (VAL)	35 878,28	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	10,04	

Esquema unifilar



Module Specifications	
STC Rating	6 x JA Solar JAM6ED-6-520LE (2025)
Vmp	40.21 V
Imp	15.42 A
Voc	48.5 V
Isc	16.13 A

Module Specifications	
STC Rating	6 x JA Solar JAM7230-453MR (1500V) (2021)
Vmp	44.9 V
Imp	10.9 A
Voc	49.56 V
Isc	11.32 A

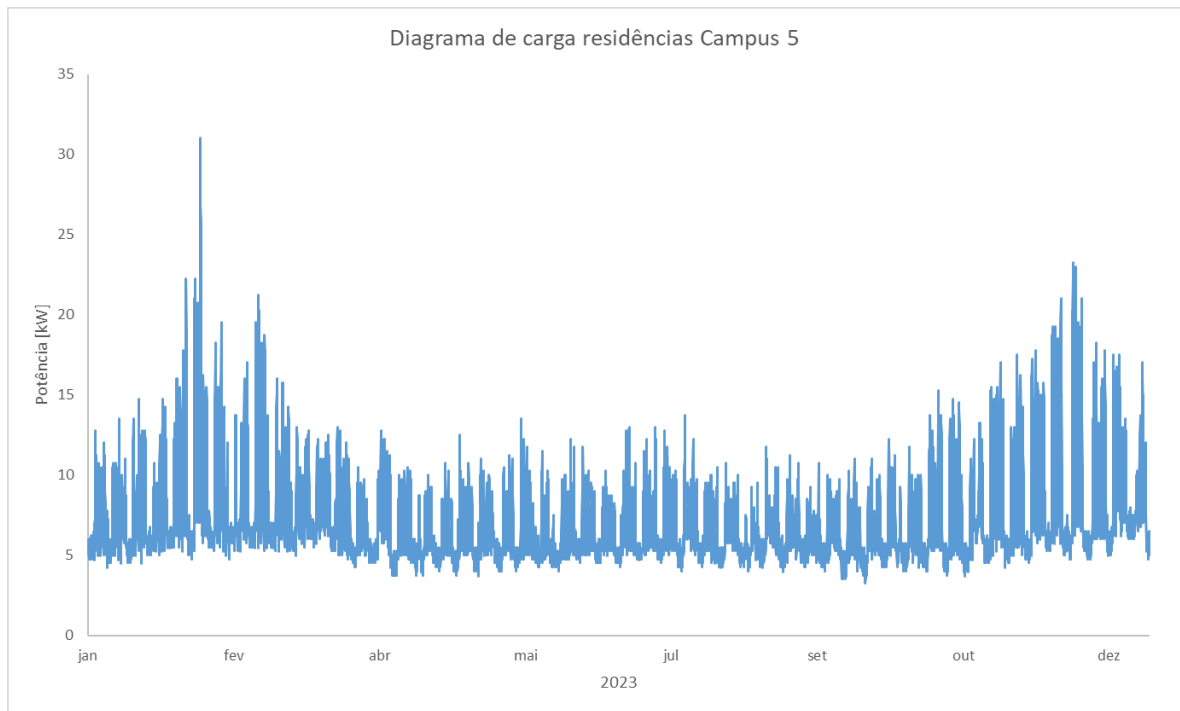
Inverter Specifications	
Max AC Power Rating	1 x Fimer (Formerly ABB) UNCO-DMA3-D-TL-PLUS
Max Input Voltage	600 V
Min AC Power Rating	2 kW
Min Input Voltage	200 V

Wire Schedule	
Tier	Wire
String	1 x 10 AWG
	Length
	4m

Autoconsumo coletivo IPL	
Quadro elétrico autoconsumo Campus 4 - Residencias	

Anexo I - Relatório do sistema de produção energia do edifício Campus 5

Diagrama de carga do Campus 5 - Leiria



Sumário mensal de energia consumida e o valor máximo de pico no Campus 5 - Leiria

Mês	Energia (kWh)	Potência Pico (kWp)
Jan	5 427,25	18,00
Fev	5 969,25	35,00
Mar	5 948,75	21,00
Abr	4 418,25	15,00
Mai	4 620,25	15,00
Jun	4 445,50	14,00
Jul	4 796,25	16,00
Ago	4 551,25	14,00
Set	4 290,75	15,00
Out	4 994,25	18,00
Nov	6 014,75	23,00
Dez	6 169,75	27,00
Anual	61 646,25	35,00

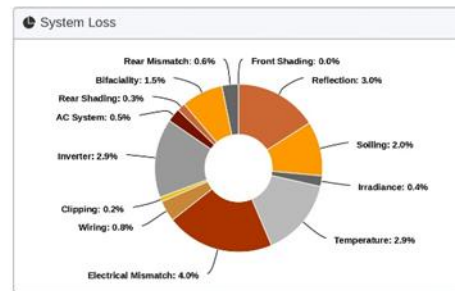
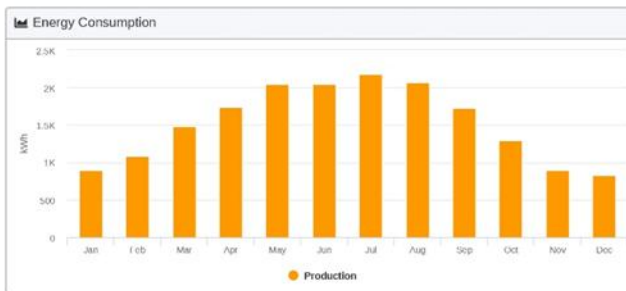
Production Report gerado pelo Helioscope

Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

Campus 5 Campus 5 39.74375061061082,-8.79227615632386

Project Details	
Address	39.74375061061082,-8.79227615632386
Customer Name	IPL
Owner	Humberto Gameiro Marques
Last Modified	Humberto Gameiro Marques 9 hours ago
Location	(39.74371795813076, -8.792273196958929) (GMT U)
Profile	Default Commercial

System Metrics	
Design	Campus 5
Module DC Nameplate	11.16 kW
Inverter AC Nameplate	10.00 kW Load Ratio: 1.12
Annual Production	18.3 MWh
Performance Ratio	90.0%
kWh/kWp	1,636.6
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteornorm 8 (meteornorm_v8)
Simulator Version	a9b1c75bb3-eda2eba32f-8407ab23d3-8415cdde01



Annual Production Report produced by Humberto Gameiro Marques

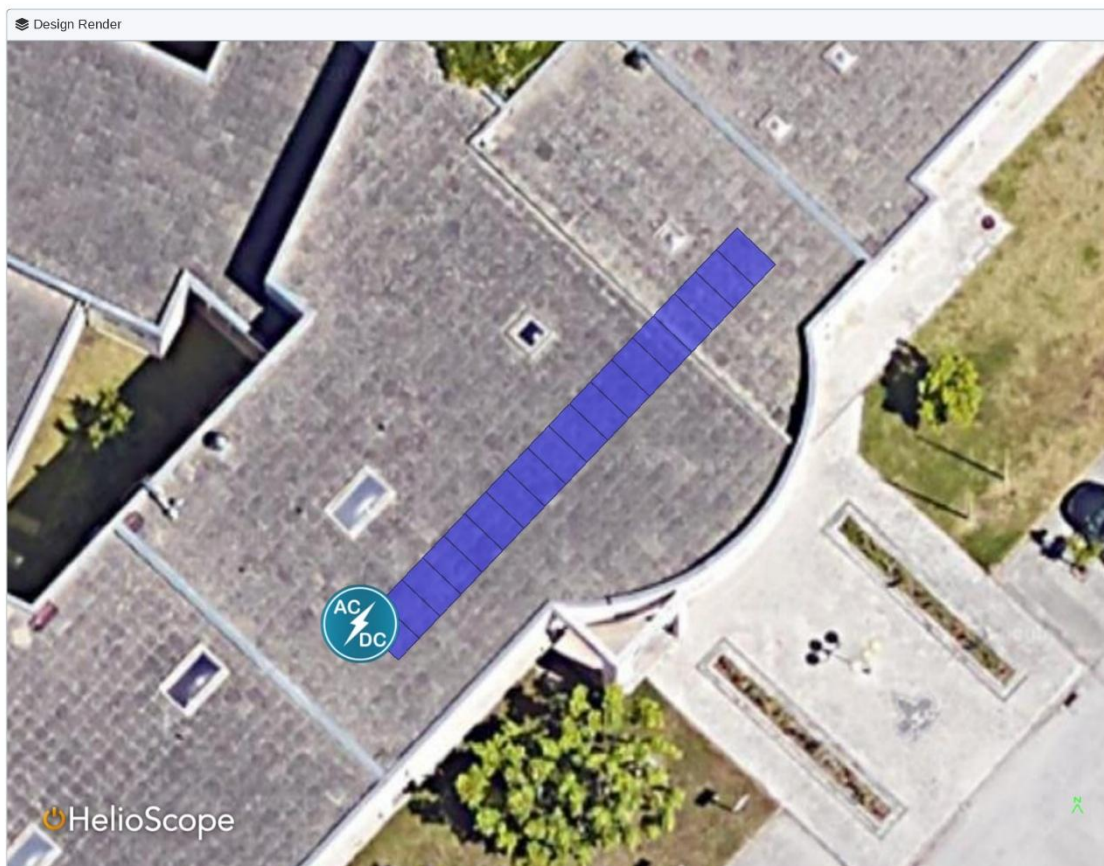
Design BOM		
Component	Type	Quantity
PVI-10.0-TL-OUTD	Inverters	1
JAM6D45-620/LB (2025)	Modules	18

Monthly Shading					
Month	GHI (kWh/m ²)	POA (kWh/m ²)	Shaded (kWh/m ²)	Nameplate (kWh)	Grid (kWh)
January	63.9	89.6	89.6	980.6	892.6
February	83.3	107.5	107.5	1,190.7	1,080.0
March	128.7	147.1	147.1	1,649.8	1,482.4
April	161.8	170.9	170.9	1,938.2	1,733.9
May	203.3	201.8	201.8	2,311.6	2,049.3
June	212.7	201.3	201.3	2,322.0	2,046.1
July	222.0	216.1	216.1	2,484.6	2,176.2
August	201.9	205.9	205.9	2,354.3	2,066.8
September	152.7	174.3	174.3	1,959.0	1,720.6
October	105.7	130.2	130.2	1,447.8	1,291.3
November	68.3	90.4	90.4	994.4	900.2
December	56.5	83.0	83.0	906.3	824.7

Design Wiring Zone			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	10 - 19	Along Racking

Annual Production				
	Description	Output	% Delta	
Front Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,660.8	-	
	Adjusted Global Horizontal Irradiance	1,660.8	0.0%	
	POA Irradiance	1,818.0	9.5%	
	Shaded Irradiance	1,818.0	-0.0%	
	Irradiance After Reflection	1,762.7	-3.0%	
	Irradiance After Soiling	1,727.4	-2.0%	
	Total Front Collector Irradiance	1,727.4	-0.0%	
Rear Irradiance (kWh/m ²) <i>Supported only for fixed tilt racking</i>	Surface Irradiance in Collector Plane	Global Incident Irradiance on Surface	982.2	-
		Surface Reflected Irradiance after Albedo	196.4	-80.0%
		Conversion from Surface Area to Collector Area	215.0	-
		Surface Irradiance in Collector Plane	77.1	-64.1%
	Unshaded Irradiance on Rear Side	Surface Irradiance in Collector Plane	77.1	-
		Sky Diffuse	50.0	-
		Beam Effective	20.7	-
		Total Unshaded Irradiance on Rear Side	147.8	-
		Shaded Irradiance on Rear Side	140.5	-5.0%
		Total Rear Collector Irradiance	140.5	-
	Effective Rear Collector Irradiance	112.4	-20.0%	
	Total Collector Irradiance	1,839.8	-	
Energy (kWh)	Nameplate	20,539.1	-	
	Output at Irradiance Levels	20,458.3	-0.4%	
	Output at Cell Temperature Derate	19,871.6	-2.9%	
	Output after Electrical Mismatch	19,082.8	-4.0%	
	Output after Rear Mismatch	18,966.7	-0.6%	
	Optimal DC Output	18,935.9	-0.2%	
	Constrained DC Output	18,904.4	-0.2%	
	Inverter Output	18,355.7	-2.9%	
		Energy to Grid	18,264.0	-0.5%
Temperature Metrics				
	Avg. Operating Ambient Temp		17.4°C	
	Avg. Operating Cell Temp		27.4°C	
Simulation Metrics				
	Operating Hours		4,622	
	Solved Hours		4,622	
	Pending Hours		-	
	Error Hours		-	

Condition Set			
Description	Condition Set 1		
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, Meteorom 8(meteorom_v8)		
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng		
Transposition Model	Perez Model		
Temperature Model	Sandia Model		
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b
	Fixed Tilt	-3.56	-0.08
	Flush Mount	-2.81	-0.05
	East-West	-3.56	-0.08
	Carport	-3.56	-0.08
		Temperature Delta	3.0°C
Soiling (%)	J	F	M
	A	M	J
Albedo	J	F	M
	A	M	J
Rear Mismatch Loss	10%		
Module Transparency	0%		
Irradiation Variance	5.0%		
Cell Temperature Spread	4.0°C		
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%		
AC System Derate	0.50%		
Component Characterizations	Type	Component	Characterization
	Module	JAM66D45-620LB (2025) (JA Solar)	Spec Sheet Characterization, PAN
	Inverter	PVI-10.0-TL-OUTD (Fimer (Formerly ABB))	Spec Sheet
		Bifacial	True
			N/A



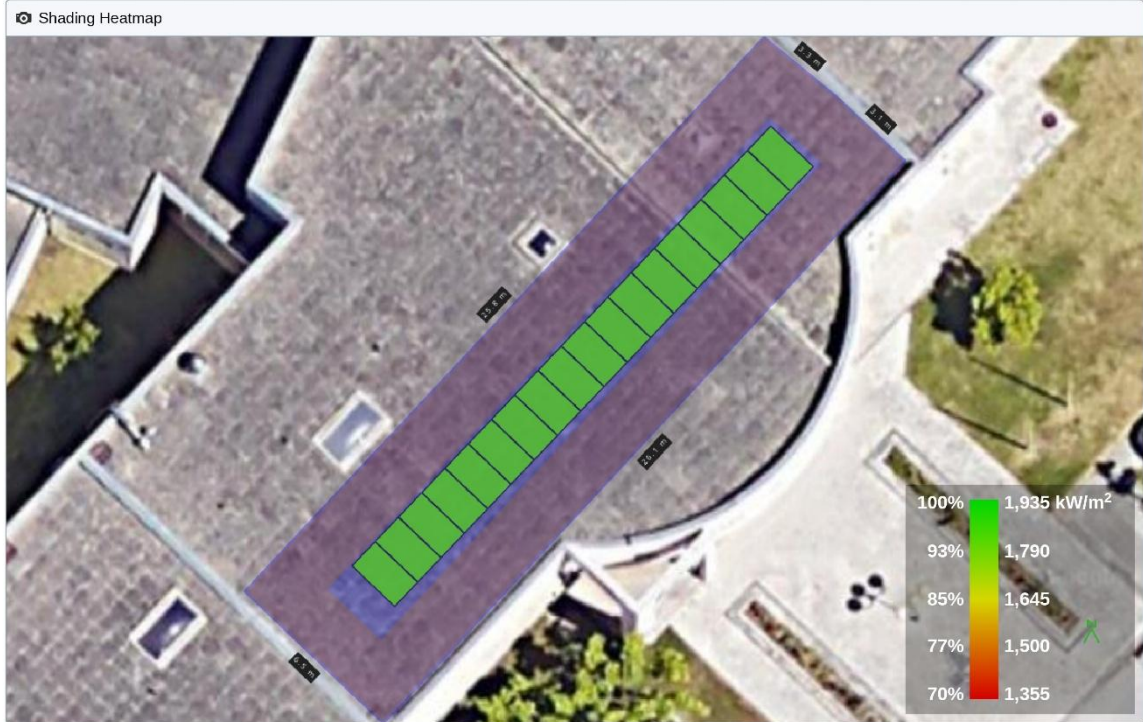
Field Segments

Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Terraco-01	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 33°	Module: 133.598°	0.6 m	1x1	18	18	11.16 kW

Shading report gerado pelo Helioscope

Shading Report produced by Humberto Gameiro Marques

Campus 5 Campus 5, 39.74375061061082,-8.79227615632386



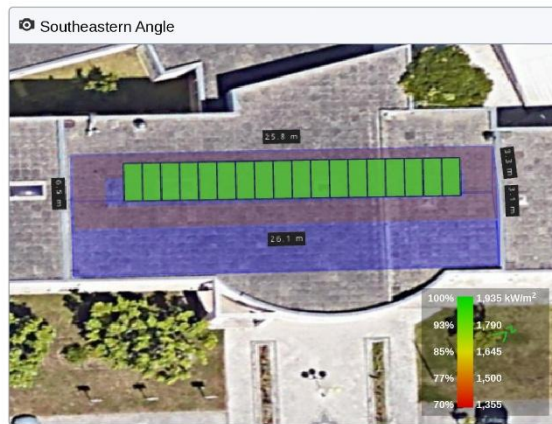
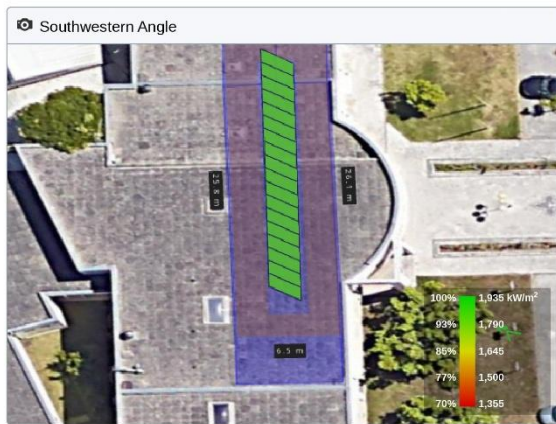
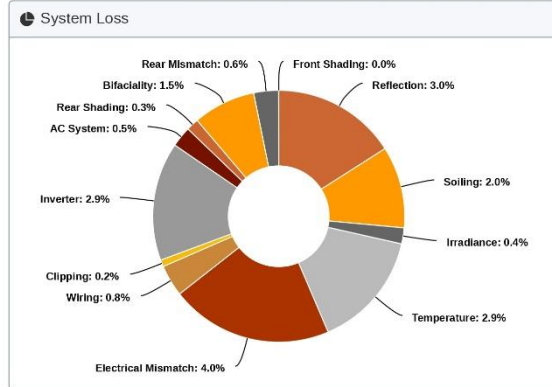
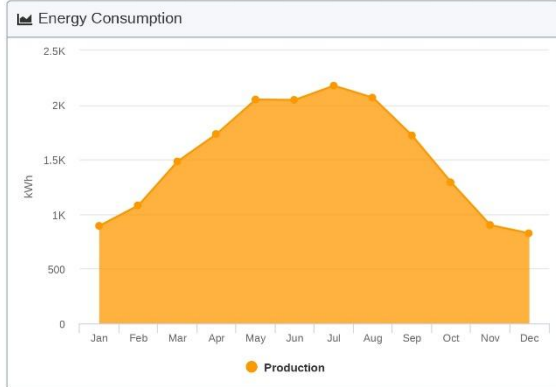
Shading by Field Segment

Description	Tilt	Azimuth	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOF ²	Solar Access	Min TSRF ²	Avg TSRF ²
Terraco-01	Module: 33°	Module: 133.598°	18	11.16 kWp	1,818.0 kWh/m ²	18.26 MWh ¹	93.9%	100.0%	93.9%	93.9%
Totals, weighted By kWp			18	11.16 kWp	1,818.0 kWh/m²	18.26 MWh	93.9%	100.0%	93.9%	93.9%

¹approximate, varies based on inverter performance
²based on location Optimal POA Irradiance of 1,935.4 kWh/m² at 34.8° tilt and 183.5° azimuth

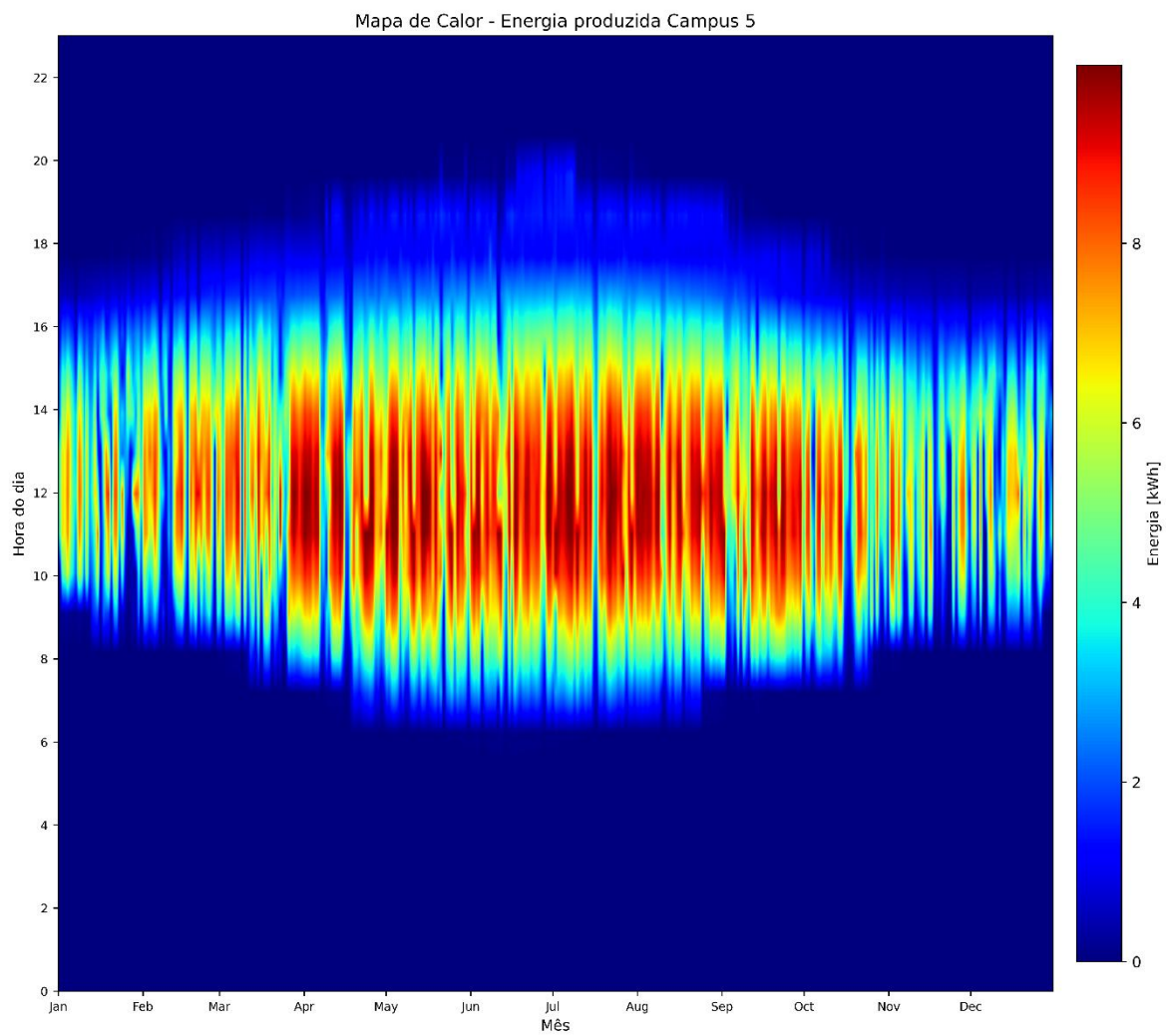
Shading Report produced by Humberto Gameiro Marques

Campus 5 Campus 5, 39.74375061061082,-8.79227615632386

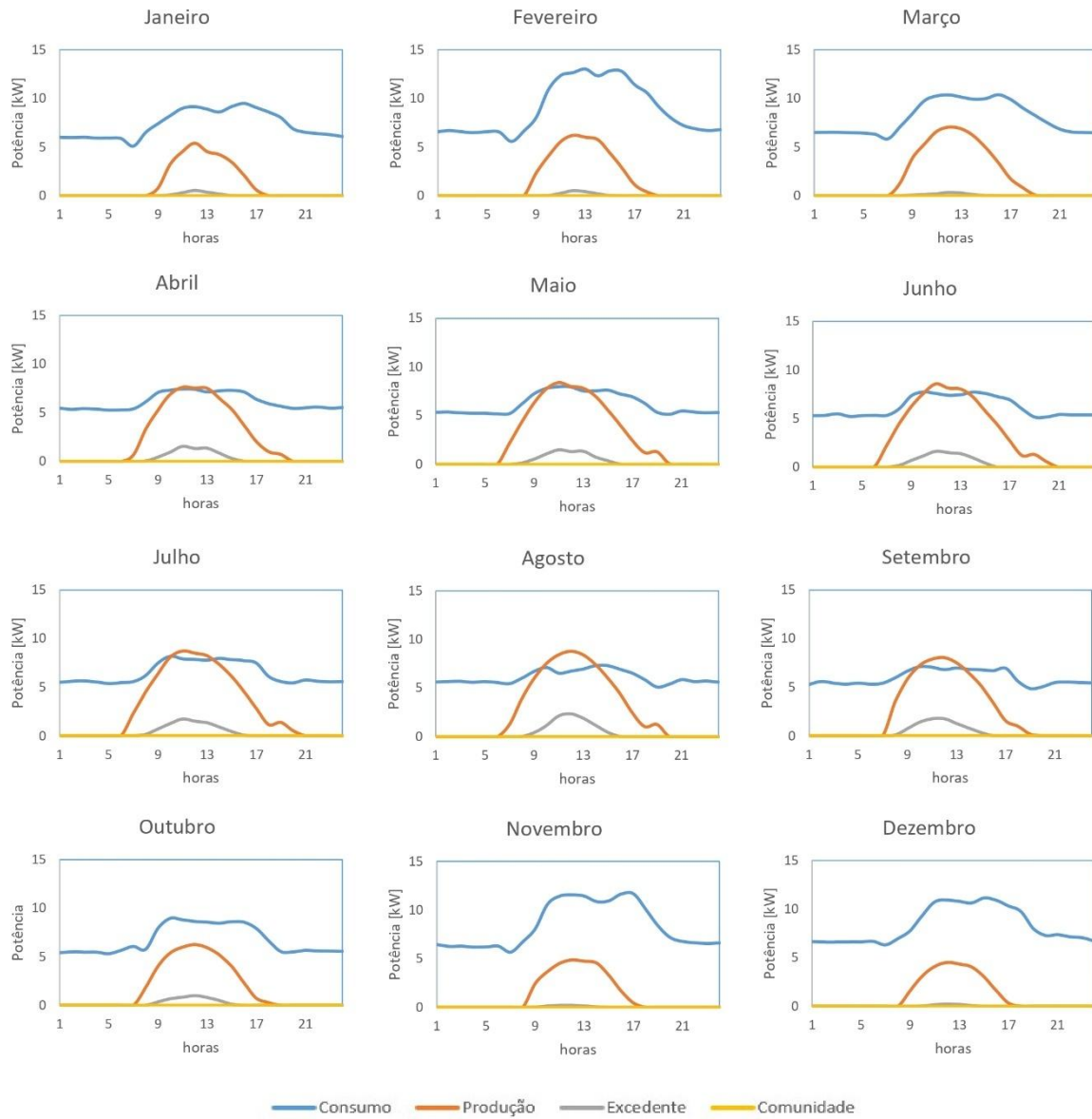


Description	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
terraco-01	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Solar Access, weighted by kWp	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
AC Power (kWh)	892.6	1,080.0	1,482.4	1,733.9	2,049.3	2,046.1	2,176.2	2,066.8	1,720.6	1,291.3	900.2	824.7

Mapa de calor de produção de energia do Campus 5



Perfil horário mensal por ano Campus 5



Orçamento para o sistema fotovoltaico do Campus 5

Item	Descrição	Quantidade	Preço (un) s/ IVA	Subtotal	IVA	Total
01	Modulo JA Solar JAM72S20 MR 455W	28	55,00€	1 540,00€	354,20€	1 894,20€
02	Inversor ABB PVI-10.0-TL-OUTD-S	1	1 653,00€	1 653,00€	380,19€	2 033,19€
03	Cabo elétrico 10AWG Vermelho	10	0,78€	7,80€	1,79€	9,59€
04	Cabo elétrico 10AWG Preto	10	0,74€	7,40€	1,70€	9,10€
05	Suportes para modulos solares inclinados	28	50,00€	1 400 €	322,00€	1 722,00€
06	Instalação	1	1 670,00€	1 670 €	384,10€	2 054,10€
Total				6 278,20€	1 443,99€	7 722,19€

Análise de produção e rentabilidade do sistema PV do Campus 5

Custo energia	0,21	€
Eficiência do armazenamento	98	%
Custo unitário bateria LiFePO4	90,06	€/kWh
Capacidade max bateria LiFePO4	10	kWh
Profundidade de descarga	95	%
Preço de custo do sistema PV (Fotovoltaico)	7 722,19	€
Preço de venda energia	0,04	€/kWh
Taxa de atualização	3	%
Tempo de vida útil	30	anos
Produção anual de energia	18 355,73	kWh/ano
Autoconsumo de energia sem armazenamento	16 596,38	kWh/ano
Excedente de energia anual sem armazenamento	1 759,36	kWh/ano
% do excedente à produção	9,58	%
Autoconsumo de energia com armazenamento	17 633,54	kWh/ano
Máximo armazenamento usado	9,50	kWh
Excedente anual com armazenamento	722,20	kWh/ano
% do excedente à produção com armazenamento	3,93	%
Consumo da rede sem sistema PV	61 646,25	kWh/ano
Consumo da rede com sistema PV e sem armazenamento	45 049,87	kWh/ano
Consumo rede com sistema PV e com armazenamento	44 033,46	kWh/ano
Custo da energia sem sistema PV	12 945,71	€/ano
Custo de energia com sistema PV e sem armazenamento	9 460,47	€/ano
Custo de energia com sistema PV e com armazenamento	9 247,03	€/ano
Receita de venda de excedente sem armazenamento	70,37	€/ano
Receita de venda de excedente com armazenamento	28,89	€/ano
Poupança com sistema PV sem venda excedente	3 485,24	€/ano
Poupança com sistema PV e com armazenamento, sem venda de excedente	3 698,69	€/ano
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	3 555,61	€/ano
Poupança com sistema PV com armazenamento e com venda de excedente	3 727,57	€/ano
Preço de custo do sistema PV	7 722,19	€
Custo da bateria	855,57	€
Preço de custo do sistema PV com armazenamento	8 577,76	€

Análise de <i>payback</i> do sistema PV		
Não considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Custo total atual (Preço total do sistema + (Despesas de manutenção x Tempo de vida útil))	8 880,52	€
Custo sistema PV com bateria	10 719,99	€
Custo total da energia (Tempo de vida útil x Custo da energia sem sistema PV)	388 371,38	€
Poupança com sistema PV	95 676,66	€
Poupança com sistema PV e com armazenamento	100 240,60	€
Poupança com sistema PV e com venda de excedente	97 787,89	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	101 107,24	€
Custo adicional do armazenamento	1 839,48	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	4 563,94	€
Poupança adicional com armazenamento e venda de excedente	3 319,35	€
Payback sistema PV	2,55	anos
Payback sistema PV com armazenamento e sem venda de excedente	2,90	anos
Payback sistema PV e com venda de excedente	2,50	anos
Payback sistema PV, com armazenamento e com venda de excedente	2,88	anos

Análise ao custo da energia produzida		
Considerando taxa de atualização.		
Despesas de operação e manutenção considerados de 0,5% do investimento		
Fator i	0,05101926	
Custo total atual sistema PV	8 478,98	€
Custo sistema com bateria	9 967,56	€
Custo total da energia *	388 371,38	€
Poupança com sistema PV	96 078,20	€
Poupança com sistema PV e armazenamento	100 993,04	€
Poupança com sistema PV e venda de excedente	98 189,43	€
Poupança com sistema PV, com armazenamento e venda de excedente	101 859,68	€
Custo adicional do armazenamento	1 488,58	€
Poupança adicional com armazenamento sem venda de excedente	4 914,84	€
Poupança adicional com armazenamento e com venda de excedente	3 670,25	€
Custo da energia sem armazenamento	0,024	€/kWh
Custo da energia com armazenamento	0,026	€/kWh
Custo da energia autoconsumida sem armazenamento	0,026	€/kWh
Custo da energia autoconsumida com armazenamento	0,027	€/kWh
* Assume-se que o valor anual a pagar pela energia aumenta o mesmo que a taxa de atualização		

Análise financeira simplificada		
Despesas de operação e manutenção (DOM)	0,005	
Preço de referência de energia (Rb)	0,21	€/kWh
Produção anual de energia (Ea)	18 355,73	kWh/ano
Tempo de vida útil (n)	30	anos
Taxa de atualização (a)	3	%
Coefficiente de atualização (Ka)	19,60	
Taxa de atualização (i)	0,05	
Sistema PV sem Armazenamento		
Investimento total (It)	7 722,19	€
Receita líquida (RL)	3 816,09	€
Valor residual do equipamento (Vr)	386,11	€
Valor atual líquido (VAL)	66 915,85	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	9,71	
Sistema PV com Armazenamento		
Investimento total (It)	8 577,76	€
Receita líquida (RL)	3 811,82	€
Valor residual do equipamento (Vr)	428,89	€
Valor atual líquido (VAL)	66 042,66	€
Retorno sobre o investimento (ROI)	9,71	

