

RICARDO WENZEL DA COSTA

CENTRAIS FOTOVOLTAICAS ESTE-OESTE
(DA CONCEÇÃO À EXPLORAÇÃO)



UNIVERSIDADE DO ALGARVE
Instituto Superior de Engenharia
2024

RICARDO WENZEL DA COSTA

CENTRAIS FOTOVOLTAICAS ESTE-OESTE
(DA CONCEÇÃO À EXPLORAÇÃO)

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores
(Especialidade em Sistemas de Energia e Controlo)

Trabalho realizado sob a orientação de:
Doutor António F. Marques de Sousa



UNIVERSIDADE DO ALGARVE
Instituto Superior de Engenharia
2024

CENTRAIS FOTOVOLTAICAS ESTE-OESTE

(DA CONCEÇÃO À EXPLORAÇÃO)

Declaração de autoria da obra

Declaro ser o autor desta obra, que é original e inédita. Os autores e obras consultados são devidamente citados no texto e constam da listagem de referências incluídas.

(Ricardo Wenzel da Costa)

©2024, RICARDO WENZEL DA COSTA

A Universidade do Algarve reserva para si o direito, em conformidade com o disposto no Código do Direito de Autor e dos Direitos Conexos, de arquivar, reproduzir e publicar a obra, independentemente do meio utilizado, bem como de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição para fins meramente educacionais ou de investigação e não comerciais, conquanto seja dado o devido crédito ao autor e editor respetivos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço inicialmente ao meu orientador, Dr. António F. Marques de Sousa, pelos ensinamentos, paciência e disponibilidade.

Agradeço aos meus colegas de trabalho pelos ensinamentos e amizade.

Agradeço a minha família pelo apoio e incentivo, em especial à minha irmã Daniela.

Agradeço especialmente minha esposa, Gabriela, que além do apoio e paciência, me deu durante o desenvolvimento deste trabalho o maior presente que existe, nosso filho, Tales.

RESUMO

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis tem se tornado cada dia mais relevante, à medida que o mundo busca reduzir os impactos ambientais causados pelo uso de combustíveis fósseis e enfrentar a crescente demanda de eletricidade. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica tem oferecido uma solução promissora, sendo uma fonte de energia limpa e sustentável que pode ser aproveitada em diversas regiões do planeta com um custo de implementação cada vez menor.

As centrais fotovoltaicas, também conhecidas como parques fotovoltaicos, são instalações que convertem a luz solar em eletricidade por meio de painéis fotovoltaicos, os quais utilizam células fotovoltaicas em série para transformar a energia do sol em energia elétrica. Este tipo de produção de energia elétrica pode ser dimensionado para atender diferentes demandas, desde pequenas comunidades até grandes centros urbanos, tornando-as altamente versáteis.

Uma das principais consequências da imensa utilização de energia fotovoltaica é a concentração da produção apenas em um período limitado do dia. Com o objetivo de melhorar esta característica, este estudo explora o funcionamento, os desafios práticos de projeto e implementação das centrais fotovoltaicas com orientação este-oeste, assim como os recursos associados a manutenção de um parque e sua rentabilidade, realizando um comparativo com centrais que utilizam a orientação convencional (sul), abordando as vantagens e desvantagens. Esse estudo apresenta métodos de análise para determinar as condições nas quais parques fotovoltaicos com painéis com orientação este-oeste resultam em melhores resultados econômicos e de produção energética em relação aos painéis orientados a sul. A orientação convencional dos painéis (a sul), embora apresente mais produção por área de painel, apresenta um menor aproveitamento da área do terreno, portanto, o custo do terreno e a área disponível para instalação dos painéis são fatores críticos na escolha da orientação dos módulos fotovoltaicos.

Palavras-Chave: Energias renováveis, Central fotovoltaica, Orientação este-oeste, Impacto ambiental

ABSTRACT

The generation of electricity from renewable sources has become increasingly relevant every day, as the world seeks to reduce the environmental impacts caused by the use of fossil fuels and address the growing demand for electricity. In this context, photovoltaic solar energy has offered a promising solution, being a clean and sustainable energy source that can be harnessed in various regions of the planet at an increasingly lower implementation cost.

Photovoltaic power plants, also known as solar energy plants or photovoltaic parks, are installations that convert sunlight into electricity through photovoltaic panels, which use photovoltaic cells in series to transform solar energy into electrical energy. This type of electricity production can be scaled to meet different demands, from small communities to large urban centers, making them highly versatile.

One of the main consequences of the extensive use of photovoltaic energy is the concentration of production only during a limited period of the day. In order to improve this characteristic, this study will explore the operation, practical design challenges, and implementation of photovoltaic power plants with east-west orientation, as well as the resources associated with the maintenance of a park and its profitability, conducting a comparison with plants that use conventional (south) orientation or trackers, addressing the advantages and disadvantages.

This study presents analysis methods to determine the conditions under which photovoltaic parks with east-west oriented panels result in better economic and energy production results compared to south-oriented panels. The conventional orientation of the panels (to the south), although it presents more production per panel area, presents a lower use of the land area, therefore, the cost of land and the area available for installing the panels are critical factors in choosing the orientation of the panels. photovoltaic modules.

Keywords: Renewable energy, Photovoltaic power plant, East-west orientation, Environmental impact.

ÍNDICE

1	Introdução.....	1
1.1	Enquadramento e Motivação.....	1
1.2	Objetivos.....	2
1.3	Caso de Estudo.....	2
1.4	Estrutura da Dissertação.....	3
2	Produção de Energia Elétrica Fotovoltaica.....	4
2.1	Princípios Básicos da Energia Solar.....	4
2.2	Radiação Solar.....	4
2.2.1	Radiação Solar e os Movimentos Terra-Sol.....	5
2.3	Efeito Fotovoltaico e seu Contexto Histórico.....	11
2.4	A Célula Fotovoltaica.....	14
2.4.1	Circuito Equivalente.....	14
2.4.2	Curva Característica de corrente e tensão.....	15
2.4.3	Efeitos da Radiação e Temperatura.....	18
2.5	Efeitos dos parques fotovoltaicos no microclima.....	18
2.6	Interesse Agro Voltaico.....	20
3	Constituição de um Sistema Fotovoltaico Ligado à Rede.....	21
3.1	Estrutura Básica de um Parque Fotovoltaico.....	21
3.2	Análise Geográfica.....	23
3.2.1	Escolha do Terreno.....	23
3.2.2	Topografia.....	24
3.3	Escolha de Painéis.....	25
3.4	Ângulo de Inclinação dos Módulos.....	26
3.5	Escolha de Estruturas e/ou <i>Tracker</i>	28
3.6	Análise de Sombras.....	28
3.7	Inversores.....	30
3.8	Sobredimensionamento.....	30
3.9	Cálculo do Número Máximo e Mínimo de Painéis em Série.....	31
3.10	Caixas de Ligação DC.....	33
3.11	Cablagem, Caminhos e Proteções.....	34

4	Desenvolvimento do Projeto.....	40
4.1	Escolha dos Inversores.....	40
4.2	Escolha dos Painéis.....	42
4.3	Transformador a ser utilizado.....	43
4.4	Cálculos das <i>Strings</i>	44
4.5	<i>Layout</i> do Projeto.....	45
4.6	Cálculos Da Cablagem.....	50
4.6.1	Cabo Painéis - Caixa DC.....	50
4.6.2	Cabo Caixa DC – Inversor.....	51
4.6.3	Cabo Inversor – Transformador.....	51
4.6.4	Cabo Transformador – Posto de Seccionamento.....	52
5	Resultados Simulados.....	53
5.1	Análise de Retorno Financeiro com Afastamento de Picos de Produção.....	53
5.2	Produção energética e valor de venda com painéis orientados a este-oeste.....	60
5.3	Projeto com painéis orientados a sul com mesma potência.....	61
5.4	Painéis orientados a Sul com mesmo terreno.....	65
6	Conclusão.....	78
6.1	Análise do trabalho.....	78
6.2	Trabalhos futuros.....	79
	Referências.....	81
	A Equipamentos.....	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Espectro da luz e comprimentos de onda (Fonte: BARRIGIO, 2016).....	4
Figura 2. Variação da radiação solar no topo da atmosfera terrestre (Fonte: NEVES, 2016)..	5
Figura 3. Datas do Afélio e Periélio (Fonte: NEVES, 2016).	6
Figura 4. Relações trigonométricas para obter a radiação solar em um ponto da superfície terrestre (Fonte: NEVES, 2016).....	7
Figura 5. Interações da irradiação na atmosfera.	9
Figura 6. Irradiações que atingem a superfície terrestre.	10
Figura 7. Efeito fotovoltaico (Fonte: MELLIT; KALOGIROU, 2022).....	11
Figura 8. Edmond Becquerel (Fonte: FATET, 2005).....	12
Figura 9. Antoine Henri Becquerel (Fonte: SEKYIA; YAMASAKI, 2014).	13
Figura 10. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.....	14
Figura 11. Curva de tensão e corrente de um painel fotovoltaico (Fonte: ARAÚJO et al., 2018).	15
Figura 12. Efeito da temperatura e efeito da irradiação (Fonte: JA Solar).	18
Figura 13. (a)vista aérea do parque (b) área de controle com sombreamento total (c) área de controle com sombreamento parcial (d) área de controle sem sombreamento (ARMSTRONG et al., 2016).	19
Figura 14. Estrutura básica de um parque fotovoltaico.....	22
Figura 15. Orientação dos desníveis do terreno.....	24
Figura 16. Sombreamento de painéis.	25
Figura 17. Variáveis para cálculo da distância entre painéis.....	29
Figura 18. Sobredimensionamento com boas e más condições meteorológicas (Fonte: PESTANA, 2017).....	31
Figura 19. Quadro 52F do RTIEBT (Fonte: DGEG, 2020).	34
Figura 20. Quadro 52G do RTIEBT (Fonte: DGEG, 2020).....	35
Figura 21. Coordenação entre os dispositivos de proteção e os condutores (Fonte: DGEG, 2020).....	38
Figura 22. Localização dos dados meteorológicos utilizados no trabalho (Fonte: adaptado do Google Maps).....	40
Figura 23. Fila simples de painéis inclinados horizontalmente.	46
Figura 24. Strings utilizando painéis de 02 filas separadas.....	46
Figura 25. Fila simples de painéis inclinados verticalmente.....	47
Figura 26. Strings com painéis verticais utilizando 02 filas.....	47

Figura 27. Strings utilizando painéis inclinados verticalmente em uma única fila.	48
Figura 28. Conexões de dois inversores aos painéis aos quais estão conectados.	49
Figura 29. Layout completo das ligações dos inversores.	49
Figura 30. Dias utilizados para obtenção dos valores de venda de energia.	54
Figura 31. Tarifa média de venda de energia nos dias úteis de cada mês de 2023.	55
Figura 32. Potências com diferentes inclinações em janeiro.	56
Figura 33. Potência com inclinações em diferentes ângulos.	57
Figura 34. Valores diários de venda de energia com diferentes inclinações dos módulos. ...	58
Figura 35. Valor médio horário de venda de energia nos dias de fins de semana de cada mês de 2023.	59
Figura 36. Produção energética anual do projeto a sul com azimuth de -90 graus (Fonte: GMBH).	61
Figura 37. Produção energética anual do projeto a sul com azimuth de 90 graus (Fonte: GMBH).	61
Figura 38. Produção energética anual do projeto a sul com mesma potência (Fonte: GMBH).	65
Figura 39. Layout com área excluída em amarelo.	66
Figura 40. Produção energética anual do projeto a sul com terreno de mesma área (Fonte: GMBH).	68
Figura 41. Resultados dos testes de sujidade nos painéis (BARBOSA et al, 2018).	71
Figura 42. Queda de rendimento dos módulos (Fonte: Risen Energy).	72
Figura 43. Fluxo de caixa acumulado nominal.	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Valores da constante k (Fonte: DGEG, 2020).....	39
Tabela 2. Características dos inversores analisados (Fonte: autoria própria).....	42
Tabela 3. Comparação de painéis (Fonte: autoria própria).	43
Tabela 4. Valor de venda diário dos módulos para dias úteis em agosto com 10° de inclinação (Fonte: autoria própria).....	57
Tabela 5. Valor de produção de energia e venda mensal.	60
Tabela 6. Valores de terrenos (IDEALISTA, 2024).	64
Tabela 7. Valor de produção de energia e venda mensal.	64
Tabela 8. Valor de produção de energia e venda mensal.	67
Tabela 9. Custos iniciais de instalação do parque fotovoltaico.	69
Tabela 10. Custos anuais de manutenção.	71
Tabela 11. Custos associados a cada projeto.	72
Tabela 12. Custos associados ao projeto este-oeste.....	73
Tabela 13. Custos associados ao projeto sul com mesmo terreno.	74
Tabela 14. Custos associados ao projeto sul com mesma potência.	75
Tabela 15. Resultados económicos dos projetos.	76

LISTA DE ACRÓNIMOS

ACRÓNIMO	Significado
AC	Corrente alternada
CO2	Dióxido de carbono
DC	Corrente contínua
FV	Geradores fotovoltaico
LID	Degradação induzida pela luz
MPPT	<i>Maximum power point tracker</i>
NMOT	Temperatura nominal de operação do módulo
PT	Pontos de transformação
PS	Posto de seccionamento
RESP	Rede elétrica de serviço público
RTIEBT	Regras técnicas de instalações elétricas de baixa tensão
STC	Condição padrão de teste
TIR	Taxa Interna de Retorno
VAL	Valor atual líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Vigência
A	Área da célula [m^2]
$A_{ac\ cable}$	Secção do cabo AC [mm^2]
A_{EO}	Área total ocupada pelo projeto este-oeste [m^2]
A_m	Secção do cabo da <i>string</i> [mm^2]
a_r e b_r	Coefficientes de regressão, calculados nas equações 14 e 15
A_S	Área total ocupada pelo projeto com painéis orientados a sul [m^2]
$\cos \emptyset$	Fator de potência (entre 0.8 e 1)
CF_0	Fluxo de caixa inicial (investimento monetário inicial, €)
CF_i	Fluxo de caixa no período de tempo “n”
C_{PEH10}	Comprimento dos painéis no eixo horizontal com 10° de inclinação [m]
C_{PEH30}	Comprimento dos painéis no eixo horizontal com 30° de inclinação [m]
d_n	Dia do ano, sendo $d_n = 1$ em 01 de janeiro e 31 de dezembro, $d_n = 365$
E_0	Fator de Correção de Excentricidade da Terra
E_p	Largura da estrada principal [m]
E_{pdeEO}	Espaço entre painéis de estruturas diferentes no projeto este-oeste [m]
E_{pdeS}	Espaço entre painéis de estruturas diferentes no projeto com painéis a sul [m]
E_{pmeEO}	Espaço entre painéis da mesma estrutura no projeto este-oeste [m]
E_{pmeS}	Espaço entre painéis da mesma estrutura no projeto com painéis a sul [m]
E_s	Largura da estrada secundária [m]
FF	Fator de forma
G	Irradiância incidente [W/m^2]
G_0	Irradiância global no topo da atmosfera [W/m^2]
G_{CS}	Constante Solar = 1367 [W/m^2]
$G(\lambda)$	Irradiância espectral [W/m^2nm]
h	Altura do objeto [m]
\bar{H}	Irradiação solar [$kWh/m^2/dia$]

$\overline{H_0}$	Radiação solar extraterrestre [kWh/m ² /dia]
$\overline{H_b}$	Radiação direta [kWh/m ² /dia]
H_s	Horário local
I	Características de corrente da célula [A]
I_0	Corrente inversa de saturação do díodo [A]
I_2	Corrente convencional de funcionamento [A]
I_B	Corrente de serviço do circuito [A]
I_{CC}	Corrente de curto-circuito efetiva [A]
I_{cel}	Corrente entregue à carga [A]
I_d	Corrente interna na célula [A]
I_{fg}	Corrente fotogerada [A]
I_{mp}	Corrente de máxima potência [A]
I_n	Corrente estipulada no dispositivo de proteção [A]
I_{nac}	Corrente nominal do inversor [A]
I_p	Corrente de fugas internas da célula [A]
I_{ph}	Corrente gerada pelo efeito fotovoltaico [A]
I_{sc}	Corrente de curto-circuito [A]
I_{St}	Corrente da <i>string</i> [A]
I_z	Corrente admissível na canalização [A]
k	Condutividade elétrica (cobre=56; alumínio=34) [$m/ohm \times mm^2$]
kb	Constante de Boltzman ($1,3806488 \times 10^{-23}$), em [J/K]
$\overline{K_T}$	Índice de atenuação
l	Comprimento da sombra no solo [m]
$L_{ac\ cable}$	Comprimento do cabo AC [m]
L_{fp}	Largura dos fixadores dos painéis [m]
L_m	Comprimento do cabo da <i>string</i> [m]
L_p	Largura dos painéis [m]

M_t	Margem do limite do terreno [m]
n	Número de <i>strings</i>
\tilde{n}	Número de horas por dia no qual a irradiância é superior à 100W/m ² [horas]
\bar{N}	Representa o número de horas de duração do dia [horas]
na	Período de tempo (anos)
$Nmód_{máx}$	Número máximo de painéis por <i>string</i>
$Nmód_{mín}$	Número mínimo de módulos em série
P_{IN}	Potência máxima que chega ao módulo[W]
P_m	Perda de potência no cabo da <i>string</i> (STC) [W]
P_{mp}	Potência máxima [W]
P_{St}	Potência da <i>string</i> (STC) [W]
q	Carga do eletrão [$1,6 \times 10^{-19}C$]
r	Distância Terra-Sol em um determinado dia “ d_n ” [km]
r_0	Distância Terra-Sol média [km]
R_b	Variável associada a transmitância da atmosfera
$RE(\lambda)$	Resposta Espectral do dispositivo [A/Wnm]
S	Secção dos condutores em [mm^2]
t	Tempo [s]
T	Temperatura da célula [K]
T_{amb}	Temperatura ambiente
$temp_{máx}$	Temperatura máxima considerada [°C]
$temp_{mín}$	Temperatura mínima considerada [°C]
TIR	Taxa interna de retorno [%]
$T_{mód}$	Temperatura do módulo
$T_{mód\ NMOT}$	Temperatura do módulo em funcionamento na condição de testes NMOT
T_{NMOT}	Temperatura ambiente na condição de testes NMOT
V	Características de tensão da célula [V]

VAL	Valor atual líquido [€]
$Vdc_{m\acute{a}x_inv}$	Valor máximo de tensão permitida na entrada do MPPT do inversor [V]
$Vdc_{m\acute{i}n_mppt}$	Valor mínimo de tensão na entrada do MPPT do inversor [V]
V_{mp}	Tensão de máxima potência [V]
V_{mpp}	Tensão de máxima potência da <i>string</i> [V]
V_{mpp_stc}	Valor de tensão no máximo ponto de potência do painel nas condies STC [V]
$V_{mpp_temp_m\acute{a}x}$	Valor de tensão no máximo ponto de potência do painel em alta temperatura [V]
V_n	Tensão nominal da rede (monofásica: 230v; trifásico: 400v) [V]
V_{oc}	Tensão de circuito aberto [V]
V_{oc_stc}	Valor de tensão de circuito aberto do painel nas condies STC [V]
$V_{oc_temp_m\acute{i}n}$	Valor máximo de tensão de circuito aberto do painel [V]
V_t	Tensão térmica
β	ângulo de inclinao do módulo (sendo 0, horizontal)
δ	ângulo de declinao solar
$\Delta U\%$	Variao de tensão de circuito aberto do painel em funo da temperatura [%/C]
η	Eficiência
λ_A e λ_B	Intervalos de comprimento de onda da Resposta Espectral [nm]
θ_z	ngulo Zenital
φ	Latitude do Local
ω	ngulo horário
ω_i	ângulo horário para o qual o G0 está sendo calculado
ω_s'	Hora angular do pôr do sol
ρ	Refletividade do solo
λ	Comprimento de onda [nm]
γ_s	Altura solar []

1

INTRODUÇÃO

As energias renováveis estão sendo cada vez mais utilizadas, principalmente a energia fotovoltaica. Este capítulo apresenta o contexto, a estrutura e os objetivos desta dissertação, apresentando a importância de estudos que visam otimizar o processo de produção de energia utilizando painéis fotovoltaicos.

1.1 ENQUADRAMENTO E MOTIVAÇÃO

A necessidade de suprir a crescente demanda energética global aliada a necessidade de combater os efeitos poluentes causados pela queima de resíduos fósseis, coloca os investimentos em produções renováveis de energia em foco pelos governos, para tornar a energia mais segura e acessível e sua produção mais limpa.

A preocupação com a utilização de combustíveis fósseis na produção de energia se deve à emissão de gases com efeito estufa que ocorre neste processo, esses gases são os principais causadores do aquecimento global e das alterações climáticas. Os combustíveis fósseis utilizados são o petróleo, o gás natural e o carvão, que fornece um terço de toda a energia produzida globalmente, mas é responsável também por 44% da emissão de CO₂ (dióxido de carbono).

Com base na previsão de um aumento do consumo de energia elétrica durante as próximas décadas, especialistas esperam um crescimento contínuo da energia fotovoltaica para que um sistema energético global neutro seja alcançado até 2050. Espera-se que sejam atingidos 75 *Terawatts* de potência fotovoltaica instalada até 2050. Neste âmbito, parques fotovoltaicos de

larga escala com máxima eficiência são uma peça-chave para que esses objetivos se tornem realidade.

1.2 OBJETIVOS

Pretende-se alcançar diversos objetivos e metas ao analisar o dimensionamento de um parque fotovoltaico de aproximadamente 11MW ligado à RESP (Rede Elétrica de Serviço Público).

Os principais tópicos seguem abaixo:

- Compreender os aspetos inerentes à tecnologia solar fotovoltaica
- Analisar as condições do local pretendido para instalar a central
- Verificar qual distâncias e ângulos ideias para instalação dos painéis
- Dimensionar os aspetos técnicos de uma central fotovoltaica com orientação este-oeste, desde os painéis fotovoltaicos até a injeção de energia na rede
- Determinar a viabilidade econômica do projeto
- Realizar uma análise comparativa técnica e econômica entre uma central fotovoltaica convencional (com painéis orientados a sul) e uma central com painéis orientados a Este e Oeste.

1.3 CASO DE ESTUDO

O caso de estudo consiste em dimensionar um parque fotovoltaico ligado à rede na região sul de Portugal, com potência nominal próxima de 10 MW, com painéis orientados a este e a oeste. Pretende-se dimensionar os principais componentes do sistema e realizar a comparação de produção e a comparação econômica entre o parque dimensionado e um parque convencional com painéis orientados a sul, ocupando a mesma área e ocupando uma área maior com a mesma potência do sistema com orientação dos módulos este-oeste.

Esta dissertação foi realizada em um ambiente empresarial, na empresa DC-PV. Alguns dados econômicos e técnicos, como custos de materiais, custos de serviços, custos de compra e venda de energia, dados meteorológicos da região e dados técnicos de equipamentos foram fornecidos pela empresa.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O primeiro capítulo aborda a introdução, fornecendo uma contextualização do tema a ser discutido, juntamente com as motivações e objetivos que justificam sua realização. Além disso, é apresentada uma breve exposição do estudo de caso. A estrutura subsequente dos capítulos é delineada da seguinte maneira:

- No segundo capítulo, é elaborado um Estado da Arte sobre a energia solar fotovoltaica. São explorados temas que vão desde o contexto histórico da energia fotovoltaica até assuntos atuais associados aos parques fotovoltaicos.
- O terceiro capítulo explica os processos e metodologias considerados para a seleção e dimensionamento dos principais equipamentos da composição típica de um parque fotovoltaico conectado à rede.
- No quarto capítulo, são apresentados os resultados obtidos a partir dos processos e metodologias discutidos no capítulo anterior.
- No quinto capítulo, são apresentadas as comparações entre os diferentes parques, em relação à produtividade energética, desempenho económico, sua manutenção e suas vantagens e desvantagens.
- Por último, o quinto capítulo compreende as conclusões derivadas desta dissertação, incluindo também sugestões para trabalhos futuros a serem realizados.

2

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA

A produção de energia elétrica utilizando células fotovoltaicas já vem sendo estudada a várias décadas, portanto, é importante conhecer as tecnologias já desenvolvidas para que possamos aperfeiçoá-las. Neste capítulo, apresentamos o estado da arte sobre o assunto, expondo os principais conceitos necessários para a adequada compreensão desta dissertação.

2.1 PRINCÍPIOS BÁSICOS DA ENERGIA SOLAR

2.2 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é a energia irradiada pelo Sol, fundamental para a existência de vida na Terra, através de sua utilização no processo de fotossíntese das plantas e na regulação da temperatura terrestre. A luz visível no espectro de irradiação eletromagnética está situada entre os comprimentos de onda 400nm (violeta) e 750nm (vermelho), conforme apresentado na figura 1.

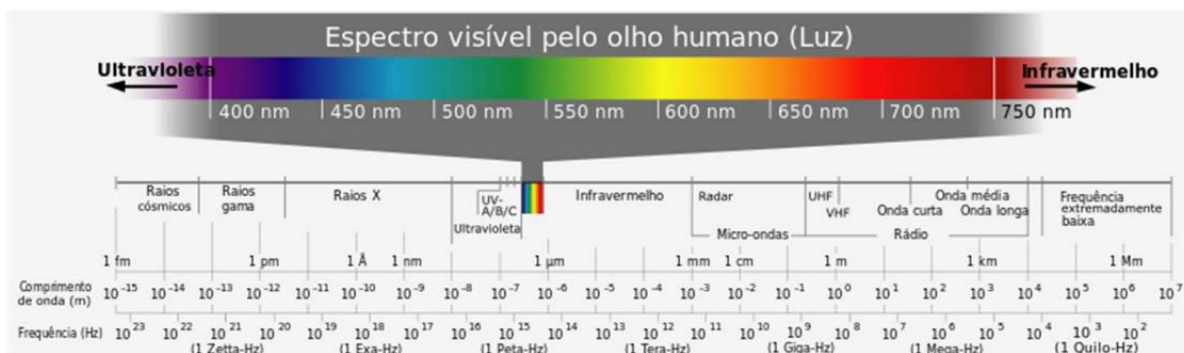


Figura 1. Espectro da luz e comprimentos de onda (Fonte: BARRIGIO, 2016).

2.2.1 RADIAÇÃO SOLAR E OS MOVIMENTOS TERRA-SOL

A quantidade de radiação solar atingindo o topo da atmosfera terrestre varia sazonalmente devido ao movimento orbital da Terra ao redor do Sol, sendo inversamente proporcional ao quadrado da distância entre a Terra e o Sol. As flutuações desse valor são representadas na figura 2 abaixo, evidenciando oscilações entre picos e vales em relação aos dias do ano.

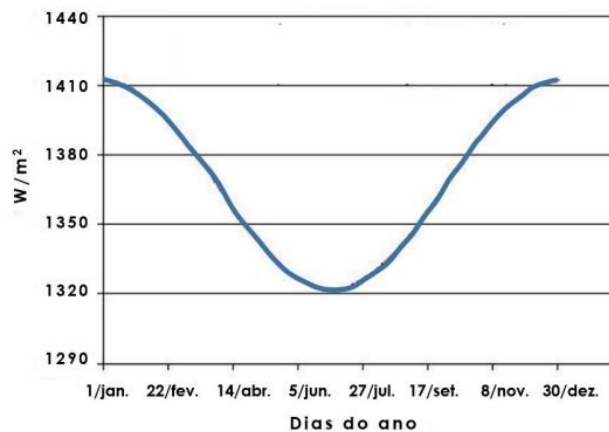


Figura 2. Variação da radiação solar no topo da atmosfera terrestre (Fonte: NEVES, 2016).

De acordo com Guilherme Neves (2016), o deslocamento da Terra ao redor do Sol, denominado Movimento de Translação, é responsável pela contagem dos anos. Esse movimento descreve uma órbita elíptica, com uma distância média de $r_0 = (1,496 \times 10)^8$ km e uma excentricidade aproximada de 0,017. Devido à natureza elíptica da órbita, nosso planeta se encontra mais próximo do Sol no ponto conhecido como Periélio, ocorrendo em 3 de janeiro, e mais distante no ponto chamado Afélio, que ocorre em 4 de julho, conforme evidenciado na figura 3.

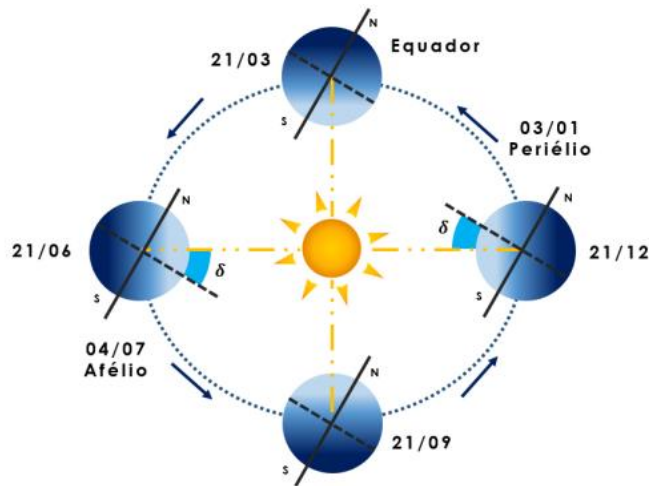


Figura 3. Datas do Afélio e Periélio (Fonte: NEVES, 2016).

Para determinação da distância entre a terra e o sol em qualquer dia do ano de forma, uma série de complexas fórmulas são necessárias, portanto, neste estudo será utilizada uma expressão simplificada (equação 1), derivada de uma grandeza denominada “fator de correção de excentricidade”.

$$E_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = 1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{2 \times \pi \times d_n}{365}\right) \quad (1)$$

E_0 : Fator de Correção de Excentricidade

r_0 : Distância Terra-Sol média (km)

r : Distância Terra-Sol em um determinado dia “ d_n ” (km)

d_n : Dia do ano no qual se deseja saber a distância entre a terra e o sol, sendo $d_n = 1$ em 01 de janeiro e 31 de dezembro, $d_n = 365$

Além desse movimento orbital, a Terra também realiza uma rotação sobre seu próprio eixo, influenciando a variação da irradiância ao longo do dia. A interação dinâmica entre a Terra e o Sol estabelece diversas relações que impactam na intensidade da radiação recebida em diferentes pontos da superfície terrestre. Essas características devem ser levadas em consideração em estudos destinados a estimar os recursos solares.

O eixo de rotação da Terra mantém uma inclinação constante de $23,45^\circ$ em relação à normal do plano de sua órbita de Translação ao longo do ano. Contudo, a linha que conecta os centros da Terra e do Sol, denominada Ângulo de Declinação (δ), varia constantemente entre $+23,45^\circ$ (associado ao Solstício de Verão no Hemisfério Norte) e $-23,45^\circ$ (relativo ao Solstício de

Inverno no Hemisfério Norte). Nos equinócios de outono e primavera, δ atinge o valor de 0, como representado na figura 4. Diversos autores desenvolveram expressões para calcular δ , sendo que, neste estudo, a fórmula adotada é aquela apresentada pela equação 2.

$$\delta = 23,45 \times \text{sen} \left(\frac{360}{365} \times (d_n + 284) \right) \quad (2)$$

δ : ângulo de declinação solar

d_n : Dia do ano, sendo $d_n = 1$ em 01 de janeiro e 31 de dezembro, $d_n = 365$

Para determinar o valor de irradiação solar que atinge um determinado ponto da superfície terrestre, é necessário determinar algumas relações trigonométricas que seguem abaixo demonstradas na figura 4.

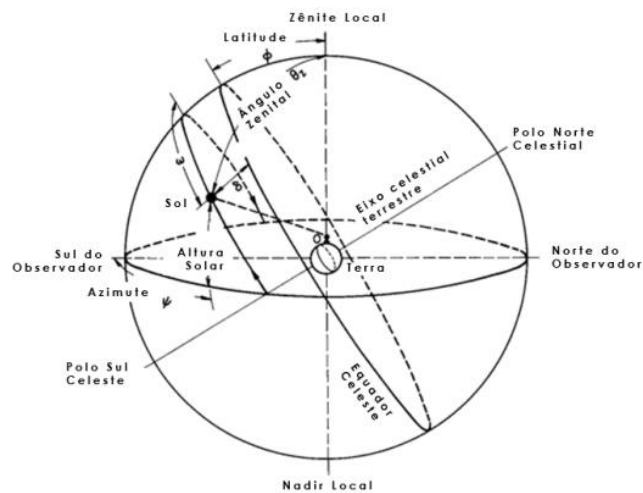


Figura 4. Relações trigonométricas para obter a radiação solar em um ponto da superfície terrestre (Fonte: NEVES, 2016).

- a) Ângulo Solar de Altitude (α): Ângulo formado pelos raios solares e suas projeções no Horizonte Celestial do observador. Seu valor está entre 0° e 90° e é o ângulo complementar do Ângulo Zenital (θZ), ou seja, $\alpha + \theta Z = 90^\circ$;
- b) Ângulo Azimutal (ψ): Ângulo formado entre a projeção dos raios solares no Horizonte Celestial do Observador e o eixo que compreende o Norte e o Sul. Sua convenção é 0° no Norte indo para o Sul, onde valores positivos deste ângulo são encontrados nos quadrantes no qual o Este se faz presente. Sua variação é entre 0° e $\pm 180^\circ$;

c) **Ângulo Horário (ω):** Ângulo formado entre o meridiano do observador e o meridiano do Sol medido em graus no Pólo Celestial. Ele pode ser calculado através da equação 3;

$$\omega = (H_s - 12) \times 15^\circ \quad (3)$$

ω : ângulo horário

H_s : horário local

D) **Ângulo Zenital (θ_Z):** Ângulo formado pelos raios solares e a normal do observador na superfície terrestre onde a medida é realizada. Sua variação pode ser de 0° a 90° . Ele pode ser calculado através da equação 4;

$$\theta_z = \cos^{-1}(\cos\varphi \times \cos\omega \times \cos\delta + \sin\varphi \times \sin\omega)^\circ \quad (4)$$

θ_z : Ângulo Zenital

φ : Latitude do Local

ω : Ângulo Horário

δ : Declinação Solar

Utilizando os ângulos acima apresentados, é possível calcular a irradiação solar global que atinge o topo da atmosfera em um determinado local utilizando a equação 5.

$$G_0 = G_{CS} \times E_0 \times \left[\sin(\delta) \times \sin(\varphi) + \left(\frac{24}{\pi}\right) \times \sin\left(\frac{\pi}{24}\right) \times \cos(\delta) \times \cos(\varphi) \times \cos(\omega_i) \right] \quad (5)$$

G_0 : Irradiância global no topo da atmosfera (W/m^2)

G_{CS} : Constante Solar = $1367 W/m^2$

E_0 : Fator de Correção da Excentricidade da Terra

δ : Ângulo de declinação solar

φ : Latitude do local para o qual o G_0 está sendo calculado

ω_i : Ângulo horário para o qual o G_0 está sendo calculado

A radiação solar após atingir o topo da atmosfera terrestre, sofre variações na atmosfera antes de atingir a superfície de nosso planeta. A radiação solar interage com diversos gases e

partículas que causam reflexão de volta ao espaço, absorção da irradiação ou espalhamento da mesma, conforme ilustrado pela figura 5.

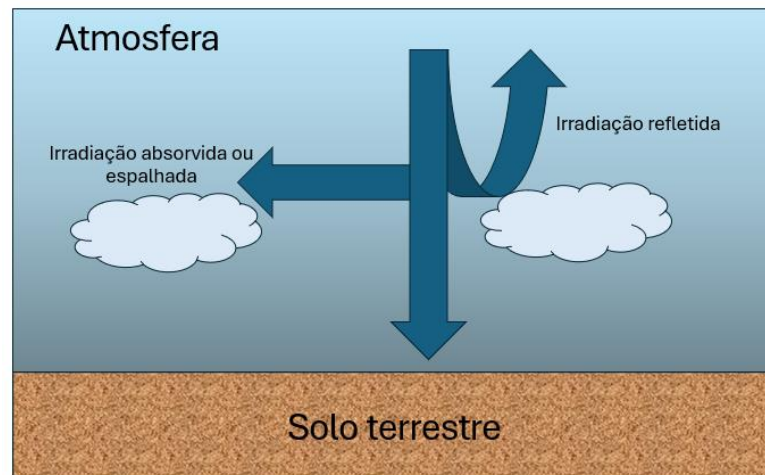


Figura 5. Interações da irradiação na atmosfera.

A Dispersão Atmosférica é um fenômeno no qual as ondas eletromagnéticas são desviadas de suas trajetórias originais devido à interação com gases, aerossóis ou nuvens, resultando em direções diversas. Esse processo pode ocorrer de maneira única ou repetitiva. Na atmosfera, parte da radiação dispersa retorna ao espaço, enquanto outra alcança o solo como Radiação Difusa. Adicionalmente, uma porção é absorvida pelos componentes gasosos da atmosfera. Do ponto de vista matemático, há dois modelos predominantes que explicam esse fenômeno físico: o modelo de Rayleigh e o modelo de Mie.

- Espalhamento Rayleigh:

Esse efeito, também conhecido como espalhamento molecular, decorre da interação de partículas esféricas com diâmetro inferior à $0,2\lambda$ com a radiação solar. A intensidade do espalhamento é maior para menores comprimentos de onda de radiação, de acordo com o modelo de Rayleigh, pois está relacionada ao comprimento da onda e pode ser expressa pela equação 6.

$$G\lambda \sim \frac{1}{\lambda^4} \quad (6)$$

$G\lambda$: Intensidade da radiação espalhada em uma determinada direção

λ : Comprimento de onda (nm)

- **Espalhamento Mie:** O espalhamento Mie sugere um espalhamento mais uniforme dos comprimentos de onda da radiação solar em relação ao espalhamento Rayleigh e indica uma predominância de espalhamento no sentido oposto da incidência da onda. Esse efeito é associado aos aerossóis e às nuvens, por possuírem moléculas maiores do que às dos gases. As nuvens aparentam cores brancas devido a esse efeito, pois as cores visíveis são espalhadas de modo semelhante.
- **Absorção Atmosférica:** Refere-se ao fenômeno em que, quando a radiação solar atinge as partículas da atmosfera, ocorre não apenas o espalhamento, mas também a absorção de energia. Essa absorção pode ocorrer de forma contínua (nos aerossóis), ou de maneira discreta, envolvendo a absorção apenas de determinados comprimentos de onda. Exemplos de componentes atmosféricos que desencadeiam a absorção de radiação incluem a fuligem entre os aerossóis, e o ozônio e o oxigênio entre os gases.

Uma das ramificações do fenômeno de espalhamento da radiação solar é a distinção entre duas componentes distintas: a radiação direta e a radiação difusa (ilustradas na figura 6), cuja soma constitui a radiação global. A radiação direta consiste nas ondas eletromagnéticas que não foram desviadas de sua trajetória original. Em dias ensolarados, a contribuição da radiação direta para a radiação global é predominante em relação à componente difusa (NEVES, 2016).

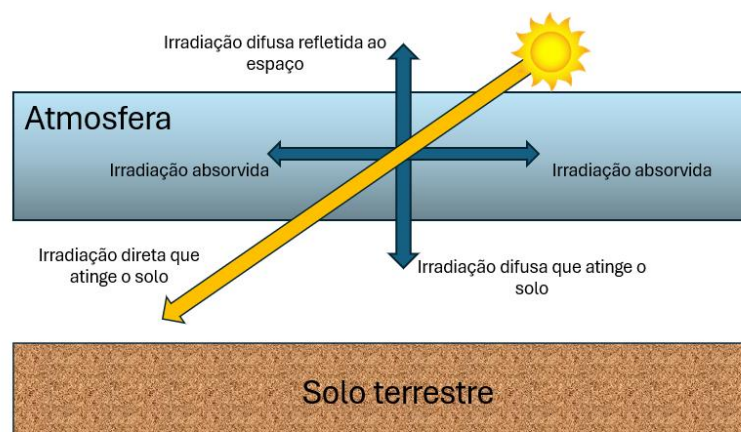


Figura 6. Irradiações que atingem a superfície terrestre.

2.3 EFEITO FOTOVOLTAICO E SEU CONTEXTO HISTÓRICO

O processo de conversão da luz em eletricidade é chamado de efeito fotovoltaico (figura 7). A estrutura básica utilizada para converter a luz solar em corrente DC é composta por duas lâminas de semicondutores (N e P), a junção destes semicondutores funciona como um díodo, permitindo a movimentação dos elétrons apenas de N para P quando fótons com energia suficiente atingem as células dos painéis fotovoltaicos (MELLIT; KALOGIROU, 2022).

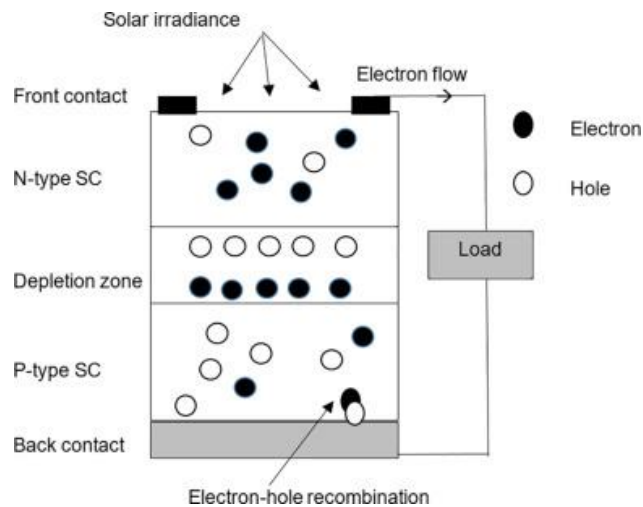


Figura 7. Efeito fotovoltaico (Fonte: MELLIT; KALOGIROU, 2022)

A descoberta do efeito fotovoltaico é atribuída a Edmond Becquerel, que em 1839, observou que certas reações químicas, quando expostas à luz, geram correntes elétricas.

Nascido em Paris em 1820, Edmond Becquerel (apresentado na figura 8) foi um físico que se dedicou ao estudo dos efeitos fotoquímicos, caracteres espectroscópicos da radiação solar e da luz elétrica, propriedades diamagnéticas (repulsão por campos magnéticos) e paramagnéticas (atração por campos magnéticos) das substâncias e dos fenômenos de decomposição eletroquímica, associadas à lei da eletrólise de Faraday. Em 1849 foi nomeado professor do Instituto Agrônomo em Versalhes e se tornou presidente do *Conservatoire des Arts et Métiers* em 1853 (MORGADO; CHARAS, 2008).



Figura 8. Edmond Becquerel (Fonte: FATET, 2005).

Além de conhecido pela relevância de seus estudos, Becquerel ficou conhecido também pelo fato de seu filho, Antoine Henri Becquerel (apresentado na figura 9), receber o prêmio Nobel da física em 1903 juntamente com Pierre Curie e Marie Curie, pela descoberta da radioatividade espontânea (SOLENERGY SYSTEMS INC., 2016).



Figura 9. Antoine Henri Becquerel (Fonte: SEKUYA; YAMASAKI, 2014).

Desde 1839, vários pesquisadores se empenharam em avançar tecnologias de geração de eletricidade fundamentadas nesse fenômeno. No início dos anos 1870, o efeito fotovoltaico no selênio foi descoberto por Willoughby Smith de forma inesperada enquanto testava a resistência de barras de selênio em tubos de vidro hermeticamente selados com fios de platina conectados nas pontas das barras. Posteriormente, em 1877, Adams e o seu aluno Richard Day criaram o primeiro dispositivo sólido de fotoprodução de eletricidade, uma camada de selênio depositado em um substrato de ferro, no qual um filme fino de ouro era utilizado como contato, este dispositivo apresentava uma eficiência de conversão de aproximadamente 0,5%, uma cifra consideravelmente abaixo do padrão aceitável para conversores de energia potencial.

Anos depois, em 1883, Charles Fritts conseguiu criar uma célula com aproximadamente o dobro de eficiência de Adams e Richard Day. Em 1900, a compreensão científica aprofundada desse fenômeno se concretizou quando Max Planck formulou a teoria quântica e foi somente na década de 1950 que o silício cristalino de alta pureza foi desenvolvido. Em 1954, os Laboratórios Bell desenvolveram uma célula fotovoltaica de silício, inicialmente com uma eficiência de 4%, que foi aprimorada para 11% algum tempo depois. Foi nesse período que o efeito fotovoltaico marcou o início de uma nova era na produção de energia solar (HANUSA, 2015).

2.4 A CÉLULA FOTOVOLTAICA

2.4.1 CIRCUITO EQUIVALENTE

O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica é apresentado na figura 10, utilizando o modelo de uma fonte de corrente. Em um circuito ideal, as resistências R_s e R_p não existem, pois se tratam de resistências que provocam perdas e diminuem a eficiência da célula.

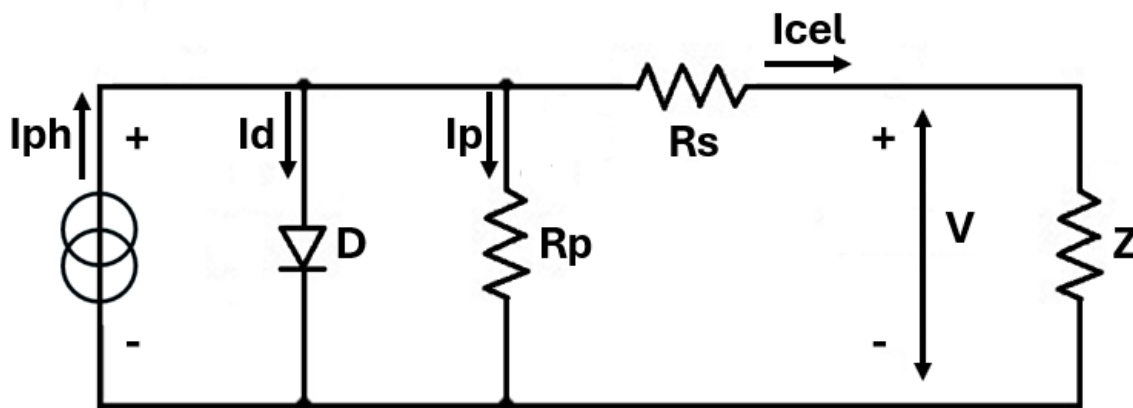


Figura 10. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

A resistência R_s (em série com a fonte de corrente) do circuito representa as resistências internas da célula, como nas conexões metálicas e terminais do circuito. O elemento R_p (em paralelo com a fonte de corrente) representa imperfeições que possam existir na célula, como falhas na junção p-n.

Ao simplificarmos o circuito e calcular as expressões para os casos de circuito aberto e curto-circuito, obtemos a expressão final simplificada que caracteriza a corrente entregue à carga (equação 7):

$$I_{cel} = I_{ph} - I_d - I_p = I_{ph} - I_0 \times e^{\left(\frac{V+R_s \times I}{V_t}\right)} - \frac{V + R_s \times I}{R_p} \approx I_{SC} \times \left(1 - e^{\left(\frac{V-V_{oc}+R_s \times I}{V_t}\right)}\right) \quad (7)$$

I_{cel} : corrente entregue à carga [A]

I_{ph} : corrente gerada pelo efeito fotovoltaico [A]

I_d : corrente interna na célula [A]

I_p : corrente de fugas internas da célula [A]

I_0 : corrente inversa de saturação do díodo [A]

V e I: características de tensão e corrente da célula, em [V] e [A]

V_{oc} : tensão de curto-circuito[V]

V_t : tensão térmica, calculada na fórmula 8

$$V_t := \frac{k \times T}{q} \tag{8}$$

k: constante de Boltzman ($1,3806488 \times 10^{-23} JK^{-1}$), em [J/K]

T: temperatura da célula, em [K]

q: magnitude de carga do eletrão

2.4.2 CURVA CARACTERÍSTICA DE CORRENTE E TENSÃO

De acordo com Carneiro (2010), a curva de tensão e corrente (figura 11) de um painel contém informações importantes sobre o comportamento das células em diferentes condições de temperatura e radiação. Os principais valores que podem ser observados na curva são a corrente de curto-circuito (I_{sc}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a corrente de máxima potência (I_{mp}), a tensão de máxima potência (V_{mp}) e a potência máxima (P_{mp}).

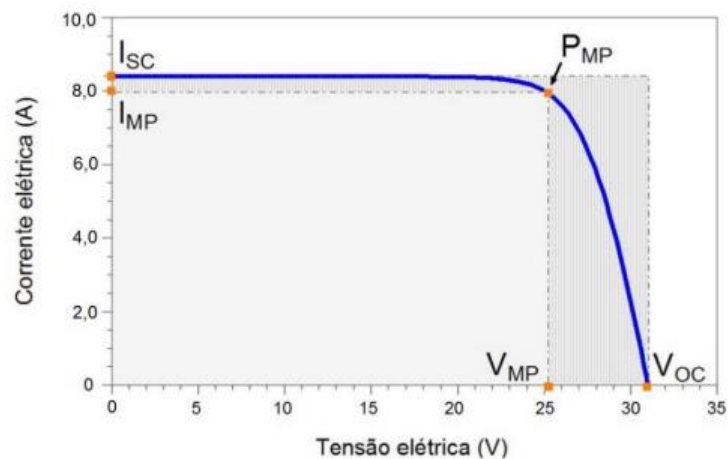


Figura 11. Curva de tensão e corrente de um painel fotovoltaico (Fonte: ARAÚJO et al., 2018).

A tensão de circuito aberto pode ser calculada através da equação 9:

$$V_{oc} = \frac{k \times T}{q} \ln \left(\frac{I_{fg}}{I_0} + 1 \right) \quad (9)$$

V_{oc} : Tensão de circuito aberto [V]

k: constante de Boltzman ($1,3806488 \times 10^{-23} JK^{-1}$), em [J/K]

T: Temperatura [K]

q: Carga do eletrão ($1,6 \times 10^{-19} C$)

I_{fg} : Corrente fotogerada[A]

I_0 : Corrente inversa de saturação do díodo [A]

A Corrente de Curto Circuito (I_{sc}), calculada conforme a equação A10, representa a corrente máxima gerada por uma célula fotovoltaica e pode ser medida quando os terminais da célula estão em curto-circuito. Essa corrente é influenciada pelo fluxo de fótons incidentes na célula, que varia de acordo com o espectro solar, pela área da célula e pelas propriedades ópticas, como características de absorção e reflexão. Quando as perdas ópticas e as perdas causadas por resistências em série e em paralelo são mínimas, a corrente de curto-circuito se aproxima da corrente fotogerada (ARAÚJO et al., 2018).

$$I_{sc} \approx I_{fg} = A \times \int_{\lambda_A}^{\lambda_B} G(\lambda) \times RE(\lambda) d\lambda \quad (10)$$

I_{sc} : Corrente de curto-circuito [A]

I_{fg} : Corrente fotogerada[A]

A: Área da célula [m²]

$G(\lambda)$: Irradiância espectral [W/m²nm]

$RE(\lambda)$: Resposta Espectral do dispositivo [A/Wnm]

λ_A e λ_B : Intervalo de comprimento de onda da Resposta Espectral [nm]

O fator de forma (FF) é um indicativo das resistências série e paralelo da célula, e é definido como a razão entre a potência máxima (Pmp) gerada e o produto da corrente de curto-circuito

(I_{sc}) e a tensão de circuito aberto (V_{oc}). Quanto maior for o valor de FF, menor serão as influências das resistências. O valor de FF é obtido através da equação 11.

$$FF = \frac{P_{mp}}{I_{sc} \times V_{oc}} = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad (11)$$

FF : Fator de forma

P_{mp} : Potência máxima [W]

I_{mp} : Corrente de máxima potência [A]

V_{mp} : Tensão de máxima potência [V]

V_{oc} : Tensão de circuito aberto [A]

I_{sc} : Corrente de curto-circuito [A]

A eficiência (η) de conversão da energia solar em energia elétrica é indicada pela relação entre a potência máxima gerada pela célula fotovoltaica e a potência radiante incidente sobre ela (P_{IN}). A equação 12 representa essa relação, e o resultado geralmente é expresso como a porcentagem da energia convertida. O valor da eficiência depende de diversos fatores, tais como o tipo de semicondutor empregado, o processo de fabricação, e a presença de defeitos e impurezas no material semicondutor (FERREIRA, 2008).

$$\eta = \frac{P_{mp}}{P_{IN}} = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{A \times G} \quad (12)$$

η : Eficiência.

P_{IN} : Potência máxima que chega ao módulo [W]

P_{mp} : Potência máxima [W]

I_{mp} : Corrente de máxima potência [A]

V_{mp} : Tensão de máxima potência [V]

G : Irradiância incidente [W/m²]

A : Área do dispositivo fotovoltaico [m²]

2.4.3 EFEITOS DA RADIAÇÃO E TEMPERATURA

O aumento da temperatura provoca uma redução na tensão, resultando em uma diminuição na potência de saída, ao passo que a corrente varia apenas de maneira sutil (CASTRO, 2002). Além disso, elevadas temperaturas podem criar condições térmicas desfavoráveis que podem degradar significativamente o equipamento, uma vez que a temperatura de uma célula fotovoltaica é sempre mais alta que a temperatura ambiente. Embora em alguns sistemas fotovoltaicos existam dispositivos que monitoram e protegem as células em caso de sobreaquecimento, é crucial que um módulo fotovoltaico tenha a capacidade de dissipar o excesso de calor para o ambiente externo.

Naturalmente, a corrente varia de maneira diretamente proporcional à radiação incidente. Isso significa que à medida que a radiação incidente diminui, a corrente também diminui. Enquanto a tensão quase não sofre variação, a potência de saída também é reduzida, resultando em uma diminuição no rendimento energético. Esses efeitos podem ser observados na figura 12.

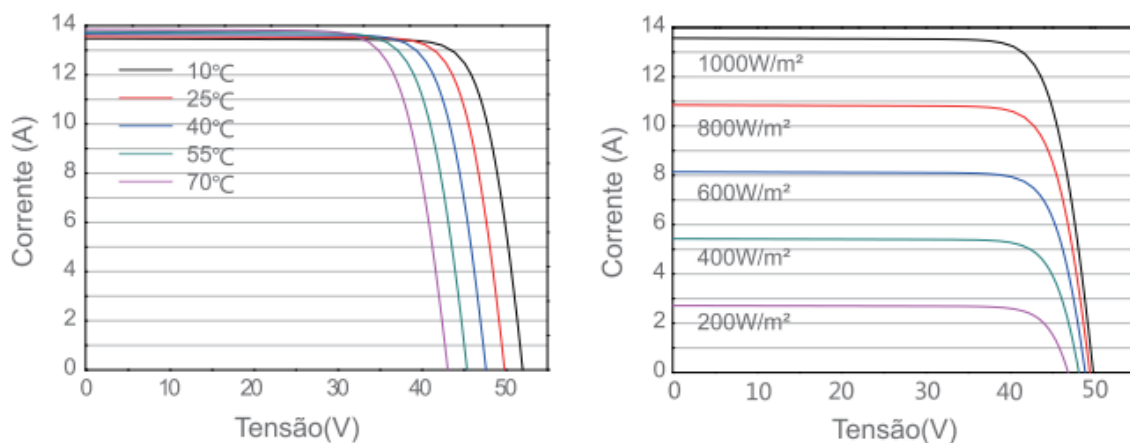


Figura 12. Efeito da temperatura e efeito da irradiação (Fonte: JA Solar).

2.5 EFEITOS DOS PARQUES FOTOVOLTAICOS NO MICROCLIMA

As ocupações de grandes áreas com painéis fotovoltaicos geram cada vez mais interesse nos impactos ambientais que os mesmos podem causar.

Um estudo realizado no parque fotovoltaico do Parque de Ciência e Tecnologia da Universidade do Arizona, investigou a ocorrência do efeito Ilha de Calor Fotovoltaica. O estudo monitorou a temperatura do ar continuamente por mais de um ano com sondas de

temperatura posicionadas a 2,5 metros acima do solo em 03 locais diferentes, um estacionamento urbano, uma região selvagem e a instalação fotovoltaica.

Os resultados encontrados demonstram que o parque fotovoltaico cria uma ilha de calor, assim como ocorre nos centros urbanos, elevando significativamente a temperatura do local em relação às áreas selvagens próximas (BARRON-GAFFORD et al., 2016).

Dentre os possíveis impactos no microclima, as modificações na erosão do solo, nos ciclos do carbono, na biodiversidade e na velocidade e turbulência do vento são os principais, pois podem impactar na distribuição da precipitação, na troca dos gases de efeito estufa e do vapor da água.

O estudo realizado no parque fotovoltaico Westmill Solar Park avaliou amostras de solo, plantas e parâmetros climáticos em área com sombreamento total, sombreamento parcial e sem sombreamento dentro do parque (conforme a imagem 13). O estudo mostrou que os painéis afetaram diretamente os parâmetros do microclima nos processos do ecossistema planta-solo, afetando a biomassa acima do solo e conseqüentemente modificações dos fluxos de gás carbônico (ARMSTRONG et al., 2016).



Figura 13. (a) vista aérea do parque (b) área de controle com sombreamento total (c) área de controle com sombreamento parcial (d) área de controle sem sombreamento (ARMSTRONG et al., 2016).

Embora os parques fotovoltaicos forneçam energia de forma mais limpa do que outros processos, os benefícios e malefícios ambientais necessitam ser considerados para que este tipo de energia seja utilizado de forma sustentável.

2.6 INTERESSE AGRO VOLTAICO

Os sistemas agro voltaicos ou agro fotovoltaicos tem como principal vantagem uma melhor utilização do solo, uma vez que propiciam mais de uma atividade comercial em um mesmo território. Esse tipo de sistema deve ser planejado para que atenda todas as necessidades das atividades a serem desenvolvidas, para que as atividades não se impactem negativamente.

Algumas atividades não são compatíveis com parques fotovoltaicos, por exemplo vegetações que atinjam uma altura significativa podem causar sombreamento nos painéis, assim como animais grandes ou a utilização de maquinários podem apresentar risco aos componentes do sistema fotovoltaico. No entanto, a criação de pequenos animais, como ovelhas ou coelhos é uma ótima opção para aumentar o rendimento financeiro em um parque fotovoltaico.

O cultivo de plantas de baixa altura é ideal para ser exercido em parques fotovoltaicos, desde que o maquinário necessário no cultivo não coloque em risco os painéis e suas estruturas. Uma forma de prevenir este tipo de acidente é a divisão no solo para que a plantação seja realizada apenas nas áreas entre os painéis, não abaixo dos mesmos.

As plantações de determinados tipos de vegetais exigem que sejam aplicados produtos específicos que podem causar grande sujeira nos painéis e, portanto, devem ser evitadas.

3

CONSTITUIÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO LIGADO À REDE

Cada componente e característica de um sistema fotovoltaico pode impactar diretamente na sua produtividade energética e em seu desempenho económico. Neste capítulo, são apresentados de uma forma mais detalhada os dispositivos e aspetos a serem avaliados em um sistema fotovoltaico ligado à rede.

3.1 ESTRUTURA BÁSICA DE UM PARQUE FOTOVOLTAICO

A estrutura básica de um parque fotovoltaico (figura 14) baseia-se nos componentes principais que o constituem, sendo eles os geradores fotovoltaicos, as caixas de ligação de corrente contínua, os inversores, as caixas de ligação de corrente alternada, os transformadores e o ponto de ligação à rede.

Essa estrutura pode sofrer ligeiras variações dependendo das características específicas do projeto. Por exemplo, no caso de serem utilizados inversores de múltiplas entradas ou múltiplos MPPTS (*Maximum Power Point Trackers*), pode não ser necessária a utilização das caixas de ligação do lado DC.

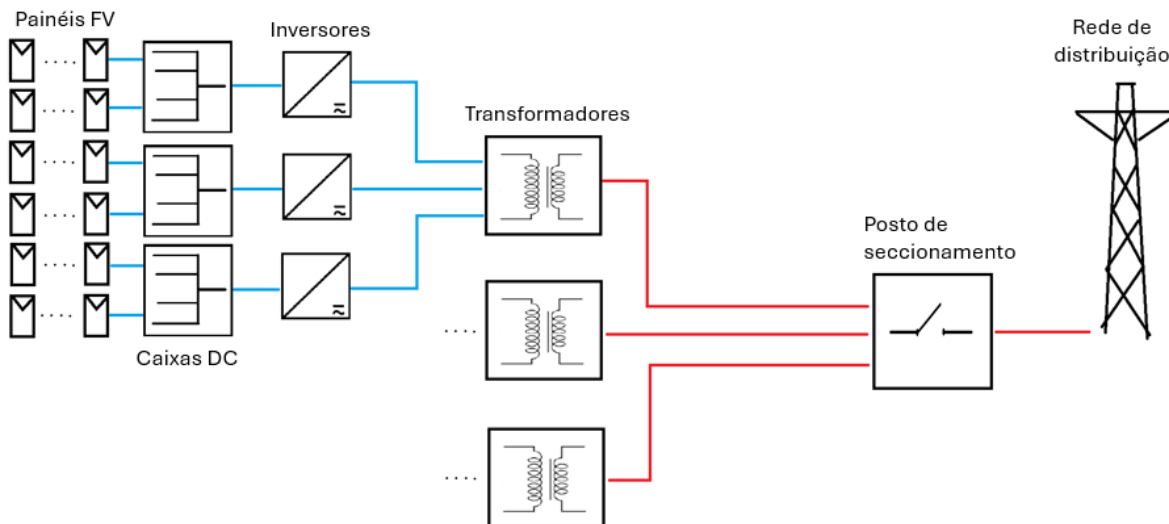


Figura 14. Estrutura básica de um parque fotovoltaico.

- Geradores fotovoltaicos (FV): Os geradores fotovoltaicos são constituídos pelos painéis fotovoltaicos da instalação, são eles que transformam a energia solar em energia elétrica. Os painéis são conectados uns aos outros em série (formando *strings*) e são formados por células fotovoltaicas (usualmente 144 meias células por painel).
- Caixas de junção DC: As caixas de junção DC são utilizadas para conectar diversas *strings* em paralelo, sua utilização é imprescindível quando os inversores utilizados possuem apenas uma entrada. Estas caixas usualmente possuem um corte geral, proteções de sobrecorrente (fusíveis), também podem conter descarregadores de sobretensão e sensores para monitorização das *strings*.
- Inversores: Os inversores são dispositivos que possuem duas funções muito importantes em um sistema fotovoltaico, a primeira função é transformar a energia em corrente contínua proveniente dos painéis para corrente alternada. A segunda função é extrair a maior potência possível dos painéis fotovoltaicos, através de seu MPPT(s). Os inversores podem ser bastante distintos quando às suas características técnicas e sua forma de operação, mas suas duas principais funções são sempre as mesmas.
- Transformadores: Os transformadores usualmente não estão presentes em sistemas de autoconsumo ou parques de pequena produção, sendo mais utilizados em sistemas de maiores dimensões. Estes dispositivos estão diretamente relacionados com a tensão de saída dos inversores e com a tensão que deve ser atingida para a entrega na rede de distribuição, para que exista compatibilidade entre a rede e o parque fotovoltaico.

- **Posto de seccionamento:** o posto de seccionamento é o local onde é possível se fazer o desligamento do parque fotovoltaico da rede de distribuição (*bypass*), caso seja necessário. Neste local também se encontram os principais dispositivos de proteção e monitorização da instalação.
- **Rede de distribuição:** A rede de distribuição é onde a energia gerada pelo sistema fotovoltaico será entregue e a central fotovoltaica é instalada em série com a linha de distribuição. Portanto, o parque deve ser constituído de forma que sua ligação à rede seja apropriada, evitando danos à mesma.

3.2 ANÁLISE GEOGRÁFICA

A análise geográfica do local onde se pretende construir uma central fotovoltaica é um fator determinante para verificar a viabilidade técnica e econômica do projeto. A escolha inadequada do local ou uma análise incorreta do terreno na fase inicial do projeto pode não apenas causar dificuldades técnicas na fase de instalação da planta, como pode impactar na produtividade esperada e no tempo de retorno esperado do investimento financeiro.

3.2.1 ESCOLHA DO TERRENO

O primeiro passo para o início de um projeto para implementação de um parque fotovoltaico é o local onde o mesmo será construído, pois diversos aspetos podem inviabilizar o avanço do projeto. O primeiro aspecto fundamental diz respeito às liberações legais de exploração do terreno, a existência de vegetação ou edificações que não podem ser removidas deve ser verificada.

Uma das características mais sensíveis no terreno são desníveis acentuados do terreno ou desníveis não favoráveis em relação à orientação ao sol, pois os custos de nivelar o terreno podem ser muito significativos, ao ponto de impactar demasiadamente no *payback* do investimento.

Conforme imagem abaixo (figura 15) e uma vez que os painéis em um parque solar devam estar orientados a sul, caso o sul do terreno esteja orientado ao lado “B”, o impacto de desníveis acentuados do terreno não será tão significativo, porém, caso a orientação sul esteja orientada ao lado “A” do terreno, ocorrerá um sombreamento dos painéis nos níveis inferiores do terreno

causado pelos painéis montados nos níveis elevados do terreno. Caso esta última situação ocorra, será necessário um afastamento maior entre os painéis em níveis diferentes de altitude.

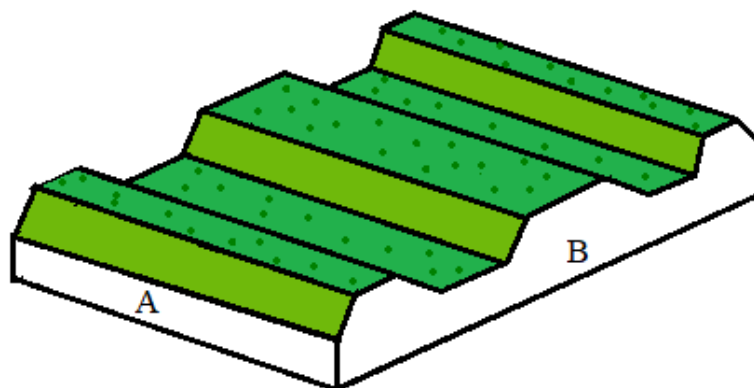


Figura 15. Orientação dos desníveis do terreno.

Outra análise para que a área do terreno seja aproveitada da melhor maneira possível, caso pretenda-se utilizar os painéis voltados a sul, é interessante dar-se preferência a terrenos com maior comprimento no sentido este-oeste, pois isso minimiza a área necessária entre fileiras para evitar sombreamento entre painéis.

3.2.2 TOPOGRAFIA

Esta etapa é fundamental para que a fase de dimensionamento do projeto seja possível, pois algumas áreas não são viáveis para a instalação de um sistema fotovoltaico devido às elevações e supressões do terreno. Parte do terreno pode ser descartada para a instalação de estruturas, a depender das diferenças de altitude no terreno, devido aos custos de correção do terreno ou do sombreamento que painéis em determinadas altitudes podem causar no restante do espaço.

A sombra projetada por um painel em maior altitude do terreno atinge uma distância maior no terreno do que painéis em uma mesma altitude, podendo causar sombreamento nos módulos caso a distância não seja devidamente aumentada, este cenário é agravado à medida que o ângulo entre o sol e a terra diminui, conforme ilustrado na imagem abaixo (figura 16).

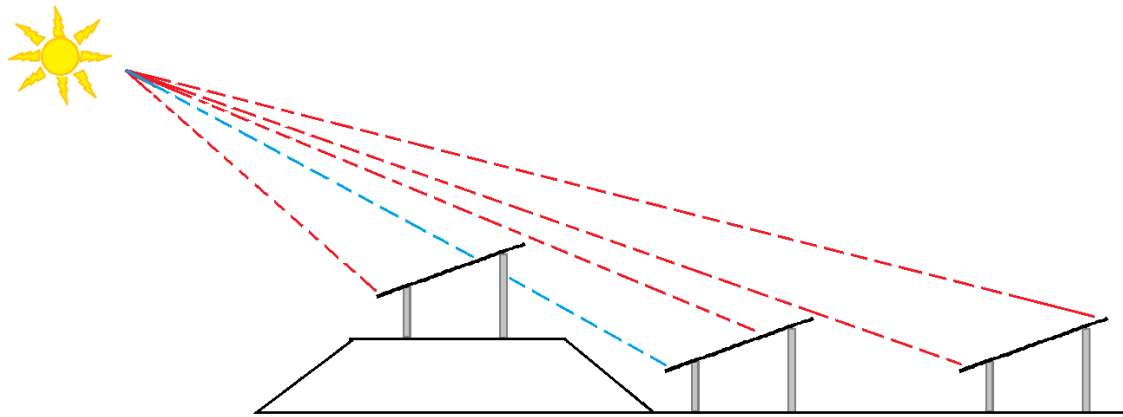


Figura 16. Sombreamento de painéis.

Para se obter um mapa topográfico são usualmente utilizados dados de satélite, mas é preferível realizar-se medições em campo e mapeamento aéreo via drone, devido à precisão das medições do relevo do terreno e ao fato de ser possível observar possíveis obstáculos, como grandes rochas, por exemplo.

3.3 ESCOLHA DE PAINÉIS

Para a escolha dos painéis diversos aspectos são importantes, mas a primeira característica diz respeito aos tipos de painel, podendo ser de tipo P ou tipo N.

De acordo com Souza e Vega (2021), os painéis tipo P possuem uma camada inferior da célula dopada com boro, carregada positivamente. Nos painéis tipo N essa camada inferior é dopada com fósforo, carregada negativamente. Os painéis do tipo P tem uma eficiência menor do que os painéis do tipo N, pois o boro reage com o oxigênio do silício, causando um efeito chamado defeito boro-oxigênio, que dificulta a transferência de elétrons. Este efeito não ocorre nas células dopadas com fósforo, pois o oxigênio no silício é ignorado.

O defeito boro-oxigênio é maior durante as primeiras horas do dia, portanto a produção de energia é menos eficiente neste período em painéis do tipo P. Esse efeito é chamado Degradação Induzida pela Luz (LID).

Além de não apresentarem o efeito LID, os painéis tipo N apresentam também melhor comportamento em temperaturas elevadas, o que representa um aumento significativo na produção total ao longo da vida útil do painel.

Outro aspecto importante dos painéis é se eles possuem uma face ou se são bifaciais, dependendo de como for o terreno onde os mesmos serão montados. Os painéis bifaciais

sempre conseguirão produzir mais energia do que os painéis de uma face, mas costumam ser mais caros, portanto, podem não ser economicamente vantajosos.

A escolha dos painéis pode depender de diversos fatores, mas usualmente o fator de escolha está principalmente relacionado ao custo por Wp do painel, sua eficiência e seu comportamento em relação à variação de temperatura.

3.4 ÂNGULO DE INCLINAÇÃO DOS MÓDULOS

Para determinar o ângulo de inclinação e a orientação dos painéis fotovoltaicos, usualmente são utilizados *softwares* como PVGIS, PVsyst, Solargis, entre outros. Esses *softwares* utilizam bases de dados com informações meteorológicas de vários anos para calcular a produção de energia com base na localização, ângulo de inclinação, orientação e características dos painéis. Nos projetos de centrais fotovoltaicas é comum utilizar-se mais de um software com bases de dados diferentes, para obter resultados de simulação mais seguros. É possível também importar dados meteorológicos próprios em alguns *softwares* para realizar as simulações.

Apesar da utilização de *softwares* ser mais utilizada, é possível também realizar os cálculos de forma manual, através da radiação global incidente num plano horizontal ou inclinado, no solo terrestre, de forma aproximada, através das equações abaixo.

Integrando a equação 5 entre o ângulo horário do nascer do Sol (-Ws) e o ângulo do pôr do Sol (+Ws), observa-se a irradiação solar diária em uma superfície horizontal, na zona extraterrestre, dada pela equação 13 (NEVES, 2016).

$$\bar{H} = \bar{H}_0 \times \left(a_r + b_r \times \frac{\tilde{n}}{\bar{N}} \right) \quad (13)$$

\bar{H} : Radiação solar [kWh/m²/dia]

\bar{H}_0 : Radiação solar extraterrestre [kWh/m²/dia]

a_r e b_r : Coeficientes de regressão, calculados nas equações 14 e 15

\tilde{n} : Número de horas por dia no qual a irradiação é superior à 100W/m² [horas]

\bar{N} : Representa o número de horas de duração do dia [horas]

Os coeficientes de regressão a e b são valores que divergem para cada região e podem ser calculados conforme as equações 14 e 15.

$$a_r = -0,110 + 0,235 \times \cos \phi + 0,323 \times \left(\frac{\tilde{n}}{\bar{N}} \right) \quad (14)$$

$$b_r = 1,449 - 0,553 \times \cos \phi - 0,694 \times \left(\frac{\tilde{n}}{\bar{N}} \right) \quad (15)$$

Para determinar a radiação difusa (equação 17), é necessário inicialmente calcular o índice de atenuação da atmosfera, que pode ser calculado conforme a equação 16.

$$\overline{K_T} = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (16)$$

$\overline{K_T}$: Índice de atenuação

$$\bar{H}_d = \bar{H} \times (1 - 1,13 \times \overline{K_T}) \quad (17)$$

O valor da radiação direta pode ser calculado como a diferença entre a radiação difusa e a radiação global horizontal, conforme a equação 18.

$$\bar{H}_b = \bar{H} - \bar{H}_d \quad (18)$$

\bar{H}_b : Radiação direta [kWh/m²/dia]

A radiação média diária total numa superfície inclinada pode ser expressa segundo a equação 22, em que R é resultado das componentes direta, difusa e refletida incidentes no plano, calculado na equação 21.

Para calcular a radiação diária total em uma superfície inclinada, é necessário calcular anteriormente uma variável associada à transmitância da atmosfera, que por sua vez depende de condições atmosféricas, como fuligens e nuvens. Esta variável é calculada segundo a equação 19.

$$R_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \times \cos \delta \times \sin \omega_s' + \omega_s' \times \left(\frac{\pi}{180} \right) \times \sin(\phi - \beta) \times \sin \delta}{\cos \phi \times \cos \delta \times \sin \omega_s + \omega_s \times \left(\frac{\pi}{180} \right) \times \sin \phi \times \sin \delta} \quad (19)$$

R_b : variável associada a transmitância da atmosfera

β : ângulo de inclinação do módulo (sendo 0° , horizontal)

ω_s' : hora angular do pôr do sol, calculada conforme equação 20

$$\omega_s' = \min\{\omega_s, \arccos[-\tan(\phi - \beta) \times \tan \delta]\} \quad (20)$$

$$R = \left(1 - \frac{\overline{H_d}}{\overline{H}}\right) \times R_b + H_d \times \left(\frac{1 + \cos \beta}{2 \times \overline{H}}\right) + \rho \times \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (21)$$

ρ : refletividade do solo

$$\overline{H_T} = \overline{H} \times R \quad (22)$$

O cálculo da radiação em uma superfície inclinada é fundamental para obtermos a inclinação no qual está superfície recebe mais radiação, ou seja, o ângulo mais favorável para que os painéis fotovoltaicos produzam o máximo de energia possível.

3.5 ESCOLHA DE ESTRUTURAS E/OU TRACKER

Trackers aumentam a produção de energia em casos de espaços restritos para implementação de painéis, porém por possuírem partes mecânicas móveis, a necessidade de manutenções se torna mais frequente.

3.6 ANÁLISE DE SOMBRAS

É importante analisar as edificações e demais aspetos nos terrenos próximos de onde serão instaladas as estruturas para evitar sombreamento nos painéis. Usualmente são definidas margens no terreno a ser utilizado para evitar que possíveis alterações nos terrenos vizinhos não possam prejudicar o parque.

As margens devem ser calculadas de acordo com a orientação e altitude do terreno próximo e com o tipo de atividade que poderá ser implementada no local, seja agrícola ou urbana. Se o local apresentar um solo fértil, terrenos próximos podem ser utilizados para cultivo de árvores de grande altitude, como pinheiros e eucaliptos, porém, caso o solo não seja fértil, como no

caso dos desertos, o risco de construções ou plantações próximas é muito reduzido e as margens neste caso podem ser mínimas.

As edificações do próprio parque fotovoltaico podem causar sombreamento nos painéis, caso sejam instalados em locais indevidos, para evitar que isso ocorra, a equação abaixo pode ser utilizada para dimensionar a distância do qual um objeto ou edificação tem de estar dos painéis.

Para o cálculo de distância entre as fileiras dos painéis (ilustrado na figura 17), é utilizada a equação 23.

$$d = \frac{b \times \sin(180^\circ - \beta - \gamma_s)}{\sin \gamma_s} \quad (23)$$

d : distância entre o início do primeiro módulo da primeira fileira até o início do módulo da próxima fileira [m]

b : comprimento/largura do painel [m] (no caso de não ser uma fileira com mais de um painel, devem ser somados os comprimentos/larguras dos painéis e espaçadores utilizados)

γ_s : altura solar [°] (usualmente é utilizada a menor altura solar do ano, ou seja, a pior condição para efeitos de sombreamento)

β : ângulo de inclinação dos painéis [°]

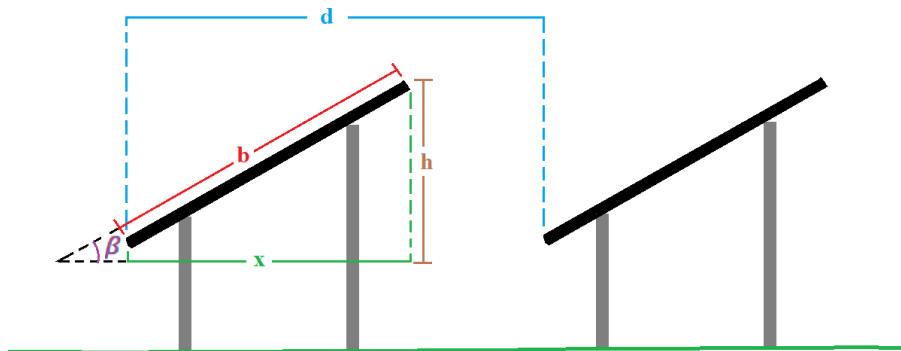


Figura 17. Variáveis para cálculo da distância entre painéis.

Para o cálculo da distância entre painéis, pode-se calcular a diferença entre “x” e “d”, conforme figura 3.5.

Para calcular o valor de “x”, podemos utilizar a equação 24.

$$x = b \times \cos \beta \quad (24)$$

Para calcular a distância entre painéis e edificações ou outros objetos no parque para evitar sombreamentos, pode-se calcular o comprimento de uma sombra, utilizando-se a equação 25.

$$l = \frac{h}{\tan \gamma_s} \quad (25)$$

l : comprimento da sombra no solo [m]

h : altura do objeto [m]

γ_s : altura solar [°]

3.7 INVERSORES

A utilização de inversores com menor potência nominal em uma central fotovoltaica tem como vantagem a fiabilidade do sistema, pois caso ocorra um defeito de funcionamento em um inversor, o impacto na produção total da central é pouco afetado. Porém, a utilização de um número maior de inversores usualmente encarece o projeto, pois além do custo total dos inversores ser maior, é necessário também um local maior para os inversores, mais cabos e equipamentos de comunicação.

A escolha dos inversores tem impacto direto na configuração de ligação dos painéis, pois os inversores possuem valores de tensão e corrente máximas que devem ser respeitados.

Outro aspeto importante na escolha dos inversores é o número de MPPTs que possuem, pois mais MPPTs representam mais robustez à produção de energia, uma vez que caso ocorra sombreamento ou defeito em parte dos painéis, os painéis conectados à outros MPPTs não terão sua produção afetada.

3.8 SOBREDIMENSIONAMENTO

O sobredimensionamento do sistema pode ser bastante vantajoso em uma central fotovoltaica, considerando que na maior parte do tempo os painéis não produzirão a potência máxima

especificada. Este método é seguro desde que sejam respeitados os valores de corrente e tensão máximos de trabalho do inversor.

Nos dias com muita irradiação solar, o sobredimensionamento do sistema representará um “desperdício” de painéis, apresentando uma saturação na potência de saída do inversor, porém, em dias com condições climáticas adversas, o sobredimensionamento causa um melhor aproveitamento dos inversores, como pode ser visto na figura 3.6.

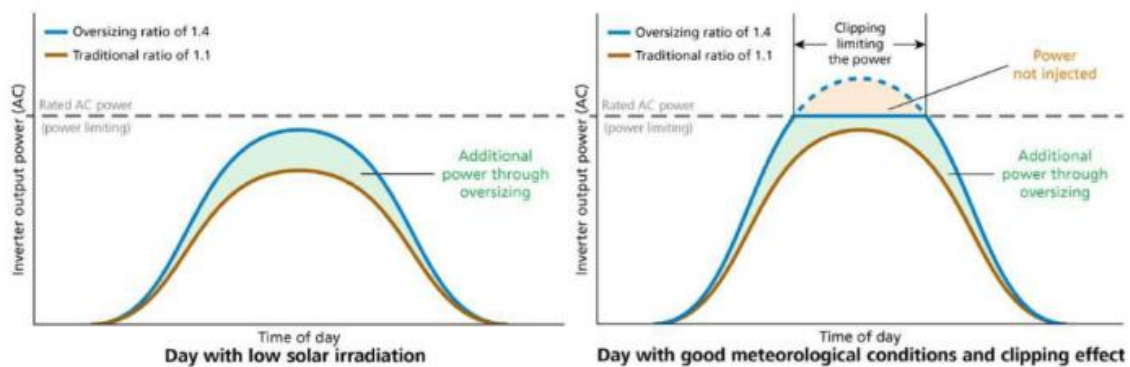


Figura 18. Sobredimensionamento com boas e más condições metrológicas (Fonte: PESTANA, 2017)

O sobredimensionamento adequado dependerá principalmente das condições climáticas do local onde o sistema será instalado, pois um maior sobredimensionamento é mais interessante quando são esperadas condições climáticas mais adversas a produção de energia fotovoltaica. Quando são esperadas condições mais favoráveis, o sobredimensionamento deve ser menor. Os *softwares* de simulação de produção de sistemas fotovoltaicos costumam apresentar um valor de rácio ideal para o sistema previsto com base nos dados meteorológicos utilizados, sendo possível por vezes calcular a energia “perdida” utilizando diferentes rácios de sobredimensionamento.

3.9 CÁLCULO DO NÚMERO MÁXIMO E MÍNIMO DE PAINÉIS EM SÉRIE

- Número máximo de painéis em série:

O cálculo do número máximo de painéis em série (ou seja, por *string*) dependerá do valor máximo na entrada no MPPT do inversor e do valor máximo de tensão de circuito aberto dos painéis, conforme equação 26. Como a tensão de circuito aberto do painel aumenta com a

diminuição da temperatura, é necessário considerar um valor mínimo de temperatura, para evitar danos por sobretensão na entrada DC do inversor (PESTANA, 2017).

$$Nmód_{máx} = \frac{Vdc_{máx_inv}}{V_{oc_temp_mín}} \quad (26)$$

$Nmód_{máx}$: número máximo de painéis por *string*

$Vdc_{máx_inv}$: valor máximo de tensão permitida na entrada do MPPT do inversor [V]

$V_{oc_temp_mín}$: valor máximo de tensão de circuito aberto do painel [V], calculado na equação 27

$$V_{oc_temp_mín} = \left(1 - \frac{(25 - temp_{mín}) \times \Delta U\%}{100} \right) \times V_{oc_stc} \quad (27)$$

$temp_{mín}$: temperatura mínima considerada [°C]

V_{oc_stc} : valor de tensão de circuito aberto do painel nas condições STC [V]

$\Delta U\%$: variação de tensão de circuito aberto do painel em função da temperatura [%/°C]

- Número mínimo de painéis em série:

O MPPT do inversor tem um valor mínimo de tensão para que ele comece a operar, portanto, é importante dimensionar o número mínimo de painéis em série necessários para que o MPPT possa funcionar, conforme equação 28. O valor de tensão de circuito aberto do painel diminui com o aumento de temperatura, portanto, é necessário utilizar um valor máximo de temperatura para garantir que a tensão na entrada DC do inversor seja superior à tensão mínima de funcionamento do MPPT.

$$Nmód_{mín} = \frac{Vdc_{mín_mppt}}{V_{mpp_temp_máx}} \quad (28)$$

$Nmód_{mín}$: número mínimo de módulos em série

$Vdc_{mín_mppt}$: valor mínimo de tensão na entrada do MPPT do inversor [V]

$V_{mpp_temp_máx}$: valor de tensão no máximo ponto de potência do painel em alta temperatura [V], calculado na equação 29

$$V_{mpp_temp_máx} = \left(1 - \frac{(25 - temp_{máx}) \times \Delta U\%}{100} \right) \times V_{mpp_stc} \quad (29)$$

$temp_{máx}$: temperatura máxima considerada [°C]

V_{mpp_stc} : valor de tensão no máximo ponto de potência do painel nas condições STC [V]

$\Delta U\%$: variação de tensão de circuito aberto do painel em função da temperatura [%/°C]

- Número de *strings* em paralelo:

O(s) MPPT(s) do inversor tem um valor máximo de corrente que deve ser respeitado, portanto, o número de *strings* em paralelo dependerá do valor de curto-circuito do painel. Por exemplo, se os painéis utilizados têm uma corrente de curto-circuito (I_{sc}) de 15A, e o MPPT permite um valor máximo de 33A, é permitido apenas realizar o paralelo de duas *strings* na entrada do MPPT deste inversor, pois 33A é maior do que a soma de corrente das duas strings ($15A+15A=30A$).

Inversores utilizados em centrais fotovoltaicas podem apresentar um valor máximo de corrente em seus MPPTs bastante elevada, permitindo o paralelo de diversas *strings*, o que pode ser bastante útil, pois reduz a quantidade de cabos necessários dos painéis até o inversor.

3.10 CAIXAS DE LIGAÇÃO DC

Uma caixa de ligação, também conhecida como *string box*, desempenha um papel essencial ao receber a conexão de uma ou mais *strings* de módulos fotovoltaicos que compõem o gerador, interligando-as em paralelo e, posteriormente, conectando-as ao inversor. As caixas de ligação são usualmente instaladas junto aos painéis, muitas vezes fixadas na própria estrutura de suporte dos painéis.

Além de facilitar a conexão dos painéis ao inversor, as *strings boxes* têm como objetivo principal a proteção dos equipamentos no lado de corrente contínua do sistema, como módulos e inversores. Essa proteção é implementada por meio do uso de fusíveis seccionadores e descarregadores de sobretensões. Em muitos casos, essas caixas de ligação também são capazes de monitorar individualmente cada *string* por meio de sensores conectados a um sistema de monitorização.

A entrada da caixa de ligação é projetada para receber os terminais positivos e negativos de várias *strings*, enquanto a saída pode ser constituída por vários ou por apenas um circuito

conectando as *strings* em paralelo ao inversor, a depender do número de entradas suportado pelo inversor utilizado.

3.11 CABLAGEM, CAMINHOS E PROTEÇÕES

De acordo com as Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT), as canalizações devem ser escolhidas conforme a especificação de cabo a ser utilizado. O quadro 52F (figura 19) abaixo, apresenta a compatibilidade das canalizações com os tipos de cabos.

QUADRO 52F
Seleção das canalizações

Condutores e cabos	Modos de instalação							
	Sem fixação	Fixação directa	Conduitas circulares (tubos)	Calhas	Conduitas não circulares	Caminhos de cabos, escadas e consolas	Sobre isoladores	Cabos auto-suportados
Condutores nus	-	-	-	-	-	-	+	-
Condutores isolados	-	-	+	+	+	-	+	-
Cabos multicondutores ⁽¹⁾	+	+	+	+	+	+	0	+
Cabos monocondutores ⁽¹⁾	0	+	+	+	+	+	0	+
-- <i>Interdito</i> +- <i>Permitido</i> 0 - <i>Não aplicável ou não utilizado na prática</i> (1) - <i>incluindo os cabos armados e os cabos com isolamento mineral</i>								

Figura 19. Quadro 52F do RTIEBT (Fonte: DGEG, 2020).

As canalizações por sua vez devem ser instaladas de modos específicos, a depender do local no qual serão utilizadas. Os modos de instalação dos tipos de canalizações são definidos no RTIEBT, no quadro 52G (figura 20).

QUADRO 52G
Instalação das canalizações

Situação	Modos de instalação							
	Sem fixação	Fixação directa	Condutas circulares (tubos)	Caihas	Condutas não circulares	Caminhos de cabos, escadas e consolas	Sobre isoladores	Cabos auto-suportados
Ocos de construção	21,25, 73,74	0	22,73, 74	-	23	12,13,14, 15,16	-	-
Caleiras	43	43	41,42	31,32	4,24	12,13,14, 15,16	-	-
Enterradas	62,63	0	61	-	61	0	-	-
Embebidas	52,53	51	1,2,5	33	24	0	-	-
À vista	-	11	3	31,32, 71,72	4	12,13,14, 15,16	18	-
Linhas aéreas	-	-	0	34	-	12,13,14, 15,16	18	17
Imersas	81	81	0	-	0	0	-	-
- - Interdito 0 - Não aplicável ou não utilizado na prática A indicação de um (ou de vários) número(s) corresponde ao da referência do modo de instalação caracterizado no quadro 52H								

Figura 20. Quadro 52G do RTIEBT (Fonte: DGEG, 2020).

A tabela 52H do RTIEBT apresenta os modos de instalação para as canalizações com exemplos e descrição dos modos. Para mais de um condutor em uma mesma canalização, devem ser respeitadas as condições descritas no RTIEBT para que a segurança dos sistemas seja garantida.

Cada modo de instalação tem suas especificidades e denotam atenção à diversos aspetos como a presença de água no local de instalação, fontes externas de calor, temperatura ambiente, presença de corpos sólidos que possam limitar a dissipação de calor das canalizações, presença de substâncias corrosivas, impactos, vibrações, presença de flora ou fauna, exposição à radiação solar, exposição aos movimentos do ar e possíveis efeitos sísmicos.

O cabo DC deve ser dimensionado de forma a garantir a segurança contra sobreaquecimentos e minimizar as perdas de perda de potência na transmissão de potência entre os painéis fotovoltaicos e o inversor.

As três fórmulas abaixo permitem o dimensionamento do cabo DC, considerando uma perda de potência no cabo de 1% nas condições STC. Esta perda de potência percentual pode ser alterada, conforme as necessidades do projeto.

$$A_m = \frac{2 \times L_m \times I_{St}}{0.01 \times V_{mpp} \times k} \quad (30)$$

$$A_m = \frac{2 \times L_m \times I_{St}^2}{0.01 \times P_{St} \times k} \quad (31)$$

$$A_m = \frac{2 \times L_m \times P_{St}}{0.01 \times V_{mpp}^2 \times k} \quad (32)$$

P_m : perda de potência no cabo da *string* (STC) W

I_{St} : corrente da *string* A

k : condutividade elétrica (cobre=56; alumínio=34) m/(ohmxmm²)

L_m : comprimento do cabo da *string* m

A_m : secção do cabo da *string* mm²

V_{mpp} : tensão de máxima potência da *string* V

P_{St} : potência da *string* (STC) W

O cabo a ser escolhido deve ter a secção diretamente acima do valor A_m anteriormente calculado.

As duas fórmulas abaixo são utilizadas para calcular a perda de potência nos cabos de acordo com o cabo escolhido.

$$P_m = \frac{2 \times L_m \times n \times I_{St}^2}{A_m \times k} \quad (33)$$

$$P_m = \frac{2 \times n \times L_m \times P_{St}^2}{A_m \times V_{mpp}^2 \times k} \quad (34)$$

n : número de *strings*

No caso do *layout* do sistema fotovoltaico apresentar diversas *strings* com diferentes comprimentos de cabos, mas com as mesmas correntes de funcionamento, a fórmula abaixo poderá ser utilizada para calcular a perda total de potência nos cabos.

$$P_m = \frac{2 \times I_{St}^2}{k} \times \left(\frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} + \frac{L_3}{A_3} + \frac{L_4}{A_4} + \dots \right) \quad (35)$$

Para a proteção dos cabos DC em um sistema fotovoltaico são utilizados fusíveis para evitar sobre correntes. Embora alguns inversores já possuam fusíveis instalados em seu interior para proteger o lado DC, as caixas DC em um parque fotovoltaico contam com um par de fusíveis em cada *string*. Para além dos fusíveis, são utilizados descarregadores de sobretensão nas *strings*.

A secção do cabo AC deve ser aumentada para minimizar a perda de tensão e para diminuir a temperatura atingida pelo cabo, a depender das necessidades do local de instalação e requisitos de projeto.

A secção mínima do cabo AC para sistemas trifásicos pode ser calculada através da fórmula abaixo, considerando que não há condições críticas de temperatura a serem atendidas e que a queda de tensão máxima admissível é 1%.

$$A_{ac\ cable} = \frac{\sqrt{3} \times L_{ac\ cable} \times I_{nac} \times \cos \phi}{0.03 \times V_n \times k} \quad (36)$$

I_{nac} : corrente nominal do inversor (A)

k : condutividade elétrica (cobre=56; alumínio=34) m/(ohmxmm²)

$L_{ac\ cable}$: comprimento do cabo AC (m)

$A_{ac\ cable}$: secção do cabo AC (mm²)

V_n : tensão nominal da rede (monofásica: 230v; trifásico: 400v) (V)

$\cos \phi$: fator de potência (entre 0.8 e 1)

Para calcular a perda no cabo AC para a secção de cabo escolhida, a fórmula abaixo pode ser utilizada.

$$P_{ac\ cable} = \frac{\sqrt{3} \times L_{ac\ cable} \times I_{nac}^2 \times \cos \phi}{A_{ac\ cable} \times k} \quad (37)$$

$P_{ac\ cable}$: perda de potência no cabo AC (W)

Conforme o RTIEBT, as características dos dispositivos de proteção das canalizações contra sobrecargas devem atender simultaneamente às duas condições abaixo:

- 1) $I_B \leq I_n \leq I_z$
- 2) $I_2 \leq 1,45 \times I_z$

I_B : Corrente de serviços do circuito [A]

I_z : Corrente admissível na canalização [A]

I_n : Corrente estipulada no dispositivo de proteção [A]

I_2 : Corrente convencional de funcionamento [A]

A imagem abaixo (figura 21) apresenta a coordenação entre os dispositivos de proteção e os condutores.

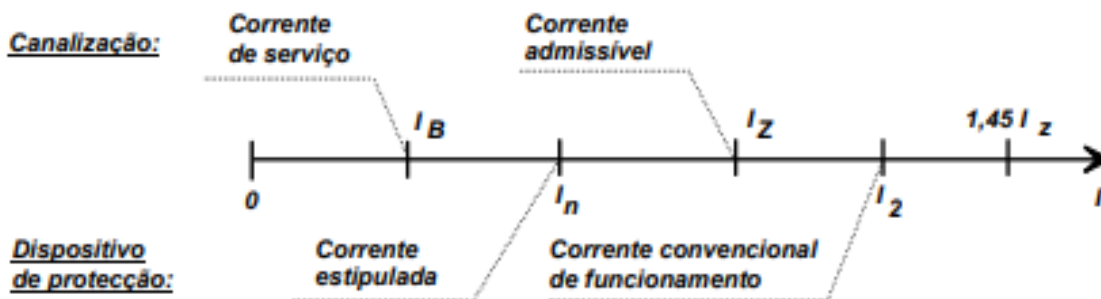


Figura 21. Coordenação entre os dispositivos de proteção e os condutores (Fonte: DGEG, 2020).

Os dispositivos de proteção contra curtos-circuitos devem garantir que o tempo de corte da corrente de um curto-circuito que ocorra em qualquer ponto do circuito seja inferior ao tempo necessário para que a temperatura nos condutores seja elevada até seu limite admissível.

Para curtos-circuitos de duração não superior a 5 segundos, o tempo necessário para que os condutores atinjam sua temperatura máxima admissível em serviço normal pode ser calculada de forma aproximada através da fórmula abaixo.

$$\sqrt{t} = k \times \frac{S}{I_{CC}} \quad (38)$$

t: tempo [s]

k: constante de acordo com o condutor (conforme a tabela 1)

S: secção dos condutores em mm²

I_{CC} : corrente de curto-circuito efetiva

Tabela 1. Valores da constante k (Fonte: DGEG, 2020).

Valor de k	Condição
115	Condutores de cobre isolados a policloreto de vinilo
134	Condutores de cobre isolados a borracha para uso geral ou a borracha butílica
143	Condutores de cobre isolados a polietileno reticulado ou a etileno propileno
76	Condutores de alumínio isolados a policloreto de vinilo
89	Condutores de alumínio isolados a borracha butílica
94	Condutores DE alumínio isolados a polietileno reticulado ou a etileno propileno
115	Para ligações soldadas a estanho aos condutores de cobre (correspondendo a uma temperatura de 160° c)

Os valores das correntes de curto-circuito podem ser determinados através de um dos 04 métodos abaixo:

- a) método de cálculo apropriado;
- b) estudo sobre um modelo da rede;
- c) medições feitas na instalação;
- d) informações fornecidas pelo distribuidor de energia elétrica.

4

DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

O projeto desenvolvido neste trabalho será elaborado utilizando dados meteorológicos de uma localização próxima de Armação de Pêra (figura 22), no sul de Portugal, realizando uma análise detalhada sobre a implantação de um parque fotovoltaico com orientação este-oeste.

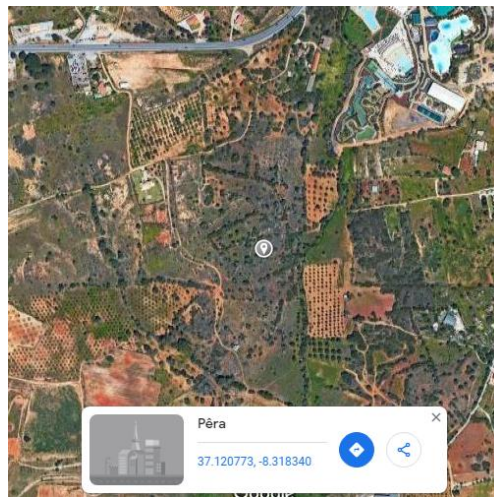


Figura 22. Localização dos dados meteorológicos utilizados no trabalho (Fonte: adaptado do Google Maps).

O projeto desenvolvido tem potência nominal aproximada de 10 MW e será considerado que o terreno escolhido não apresenta grandes desníveis, sendo possível a implementação em toda a área do terreno sem a necessidade de grandes correções no solo.

4.1 ESCOLHA DOS INVERSORES

Neste trabalho, serão utilizados inversores de potência intermediária em relação ao tamanho da central pretendida, com inversores próximos de 1 MVA, pois cada inversor representará aproximadamente 10% da potência total do parque, apresentando vantagens econômicas e de fiabilidade em relação à inversores de muito baixa ou muito alta potência.

A utilização de inversores centrais próximos de 5 MVA impactariam em uma redução na fiabilidade de produção energética da central, pois caso ocorra um defeito ou necessidade de paragem de um inversor, aproximadamente metade do parque ficaria sem produzir energia. Por outro lado, a utilização de inversores de baixa potência, próxima de 150 kVA, impactariam muito menos na produção total do parque quando ocorresse uma paragem de funcionamento em um dos equipamentos, porém, para além de serem necessários mais dispositivos de proteção e monitorização, os custos de manutenção associados aos inversores se elevam, pois são mais equipamentos para serem realizadas manutenções prévias e também há uma chance maior de ocorrerem defeitos com mais frequência na central fotovoltaica.

Na faixa de potência desejadas, foram analisados inversores de fabricantes distintos (apresentados no Anexo A), apresentando as vantagens e desvantagens dos modelos analisados.

- Shenzhen Hopewind Electric Co. HPSP0800-CC
- Efacec Efasolar 1000
- Fimer PVS980-58BC-1000kVA-K

Foram analisadas as principais características dos inversores analisados estão apresentados na tabela 2 abaixo. Na tabela é possível observar que os inversores apresentam características bastante parecidas, com exceção ao número de entradas, que pode representar uma diferença muito significativa no *layout* do projeto.

Neste trabalho optou-se por utilizar o inversor do fabricante FIMER, pois para além de apresentar uma eficiência superior aos demais, seu valor máximo de tensão DC que pode ser utilizado também é superior aos demais, isso permite a utilização de *strings* com mais painéis, possibilitando que sejam utilizadas menos *strings*, e consequentemente menos cablagem, minimizando custos financeiros e perdas de potência no sistema.

Tabela 2. Características dos inversores analisados (Fonte: autoria própria).

Fabricante	HOPEWIND	EFACEC	FIMER
Potência de saída (kW)	800	1100	1100
Máxima corrente DC (A)	160	1900	1200
Tensão do MPPT (V)	500-900	595-850	935-1100
Máxima tensão DC (V)	1100	1000	1500
Número de entradas	12	1	1
Tensão de saída AC (V)	350	405	600
Eficiência máxima (%)	98,5	98,5	98,8

4.2 ESCOLHA DOS PAINÉIS

Serão analisados painéis de diferentes fabricantes, para análise das diferentes características que influenciam na escolha do painel. Optou-se por analisar painéis com potências de pico semelhantes (conforme apresenta a tabela 3). A potência de pico dos painéis escolhida foi de 550 Wp, pois é um valor próximo do usual a ser utilizado em parques fotovoltaicos.

A dimensão física dos painéis está usualmente associada à sua potência de pico. A vantagem de painéis de potência reduzida (próxima de 400 Wp) é a praticidade de manuseio, pois uma pessoa sozinha consegue carregá-los com razoável facilidade, porém, painéis menores demandam que sejam utilizados mais painéis para atingir uma determinada potência e também mais estruturas de suporte, conseqüentemente, esses fatores elevam o custo de implementação. Em contrapartida, painéis de maior potência (próximo de 750 Wp), reduzem a quantidade de estruturas necessárias e de painéis necessários para atingir uma determinada potência de pico, contudo, são mais difíceis de serem instalados, devido ao seu tamanho e peso. Neste trabalho, foram analisados três modelos de painéis (apresentados no Anexo A):

- Jinko JKM550M-72HL4
- Titan RSM110-8-550M
- JA Solar JAM72D30-550/MB

Tabela 3. Comparação de painéis (Fonte: autoria própria).

Fabricante	Risen	JA solar	Jinko
Potência (Wp)	550	550	550
Voc (v)	38,24	49,9	49,62
Isc (A)	18,28	14	14,03
Vmpp (v)	31,86	41,96	40,9
Impp (A)	17,27	13,11	13,45
eff (%)	21	21,3	21,29
Voc temp (%voc/°C)	-0,25	-0,275	-0,28
P temp (%Pmáx/°C)	-0,34	-0,35	-0,35

Após a análise dos 03 modelos de painéis, optou-se por utilizar os painéis do fabricante Risen, pois embora possuam uma eficiência ligeiramente menor do que os outros painéis analisados, seu comportamento à variações de temperatura é melhor, apresentando menos variação em seus parâmetros. Outro fator do painel escolhido a ser destacado é seu valor de tensão de circuito aberto menor do que os outros painéis, o que permite que as *strings* possuam um número maior de painéis em série.

Mais painéis em série em uma *string* representa uma redução de quantidade de cabos solares para ligação ao inversor (ou às caixas DC) e também uma redução nos sensores e dispositivos de proteção do lado DC, devido à possibilidade de menos *strings* para que se atinja a mesma potência se comparada à utilização de outros painéis.

4.3 TRANSFORMADOR A SER UTILIZADO

Neste trabalho optou-se por utilizar transformadores de duplo enrolamento, do fabricante SEM (apresentados no Anexo A), com potência nominal de 2500 kVA (1250+1250). Cada transformador será conectado à 02 inversores, com tensão de entrada 660V e com saída à 15 kV.

Este transformador, embora hermeticamente selado, deve ser instalado preferencialmente com proteção ao sol. Conforme os dados técnicos fornecidos pelo fabricante, a máxima temperatura ambiente de operação é 40 °C.

4.4 CÁLCULOS DAS STRINGS

De acordo com o modelo dos módulos fotovoltaicos e o modelo de inversores anteriormente escolhidos neste trabalho, é necessário calcular quantos painéis em série e quantas destas séries de painéis serão ligadas em cada inversor.

Para realizar esse cálculo, será utilizada a faixa de temperatura com mínima em $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ e máxima de $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ para a operação dos painéis, no entanto, essa faixa de temperatura deve ser ajustada de acordo com as condições climáticas da região no qual se deseja instalar o sistema. A determinação da faixa de temperatura a ser considerada é importante para evitar que os painéis trabalhem em condições elétricas fora da faixa de operação do inversor.

A equação 39 abaixo determina a tensão de circuito aberto dos painéis na condição de temperatura $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

$$V_{oc_{temp_{min}}} = \left(1 - \frac{(25 - temp_{min}) \times \Delta U\%}{100}\right) \times V_{oc_{stc}} = \quad (39)$$

$$\left(1 - \frac{(25 - (-10)) \times 0.25}{100}\right) \times 38.24 = 41.586\text{ V}$$

Através do valor da tensão de circuito aberto dos painéis na condição de temperatura $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ é possível calcularmos o número máximo de painéis que podem ser ligados em série para que o valor máximo de tensão de entrada do inversor (1500V) seja respeitado.

$$Nmód_{máx} = \frac{V_{dc_{máx_{inv}}}}{V_{oc_{temp_{min}}}} = \frac{1500}{41.583} = 36.06 \quad (40)$$

A equação 41 abaixo determina a tensão de máxima potência dos painéis na condição de temperatura $70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

$$V_{mpp_{temp_{máx}}} = \left(1 - \frac{(25 - temp_{máx}) \times \Delta U\%}{100}\right) \times V_{mpp_{stc}} \quad (41)$$

$$\left(1 - \frac{(25 - 70) \times 0.25}{100}\right) \times 31.86 = 28.27\text{ V}$$

Através do valor da tensão de máxima potência dos painéis na condição de temperatura $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ é possível calcularmos o número mínimo de painéis que podem ser ligados em série para que

o valor mínimo de tensão de entrada do inversor (935 V) seja respeitado. Neste cálculo, para que a produção de energia não inicie tardiamente ou não inicie, é importante garantir que os painéis atinjam a tensão mínima para arranque, pois alguns inversores possuem a tensão de arranque superior à tensão mínima de trabalho do MPPT.

$$Nmód_{mín} = \frac{Vdc_{mín_mppt}}{V_{mpp_temp_máx}} = \frac{935}{28.27} = 33.06 \quad (42)$$

Conforme os cálculos realizados acima, conclui-se que o número de painéis em série para que a faixa de tensão DC de operação do inversor seja respeitada, deve ser de no mínimo 33 painéis e o número máximo de painéis em série não deve superar 36 módulos.

Para uma melhor utilização dos inversores, serão utilizadas *strings* de 36 painéis. Cada inversor estará conectado a 06 caixas DC (uma em cada entrada do inversor), cada caixa com 10 *strings*. Isso significa que cada inversor será conectado a 2160 painéis.

4.5 LAYOUT DO PROJETO

Inicialmente, foi implementado um *layout* com filas de painéis simples com inclinação horizontal e sentido este-oeste, priorizando assim, a facilidade de instalação e manutenção dos mesmos, conforme a figura 23. Os inversores acima de 150 kVA, em sua maioria, assim como o modelo utilizado neste trabalho, possuem apenas 1 MPPT, portanto, para utilizar o modelo de montagem este-oeste, é necessário que painéis com orientações diferentes sejam conectados à inversores diferentes, para que a produção de todos os painéis não sejam limitadas às condições dos painéis com menos incidência de radiação em um determinado momento.

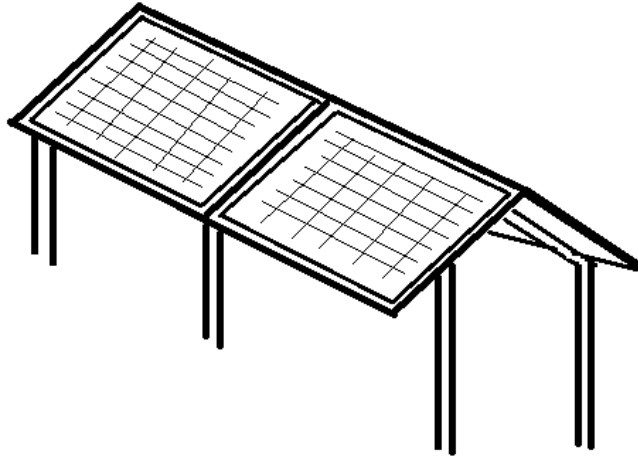


Figura 23. Fila simples de painéis inclinados horizontalmente.

A instalação de painéis na horizontal priorizava a facilidade de acesso aos painéis, porém, a ligação dos painéis com essa configuração utilizando os 36 painéis desejados por *string* em uma mesma fila apresentavam cabos solares entre o final da *string* e a caixa DC de comprimento elevado, sendo necessário aumentar sua secção para redução da perda de tensão no cabo. Para resolver este problema, foram implementadas fileiras mais curtas, com apenas 18 painéis por fila, utilizando painéis de 02 filas para formar a *string*, conforme apresentado abaixo na figura 24.

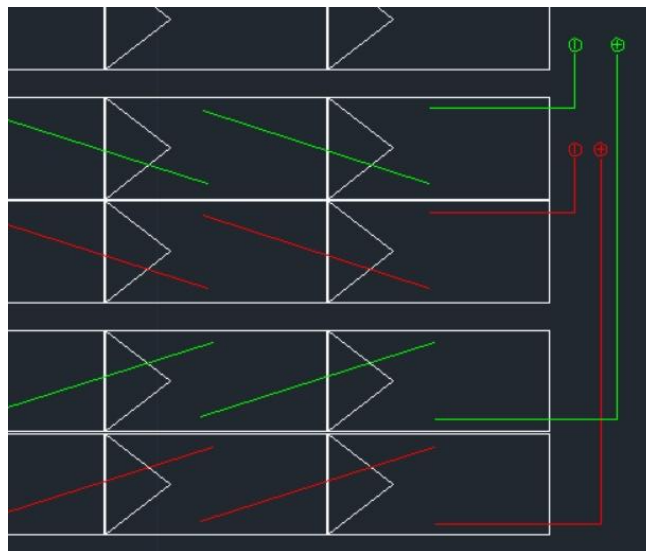


Figura 24. *Strings* utilizando painéis de 02 filas separadas.

A utilização de painéis de diferentes filas em uma mesma *string* reduziu o comprimento dos cabos solares utilizados, porém, não solucionou o fato de que para cada conexão entre painéis

seria necessária uma extensão nos cabos solares já presentes nos painéis, pois a distância entre os conectores dos painéis é superior à 700 mm, o que excede o comprimento dos cabos solares dos painéis. Essa configuração exige também extensões dos cabos solares entre filas para completar a *string*. O número de extensões necessárias para toda a instalação seria bastante elevado, portanto, a solução que resolve este problema é posicionar os painéis de forma vertical nas fileiras, como ilustrado na figura 25, sendo possível conectar um painel diretamente ao painel ao lado, sem a utilização de extensões entre painéis, conforme a figura 26.

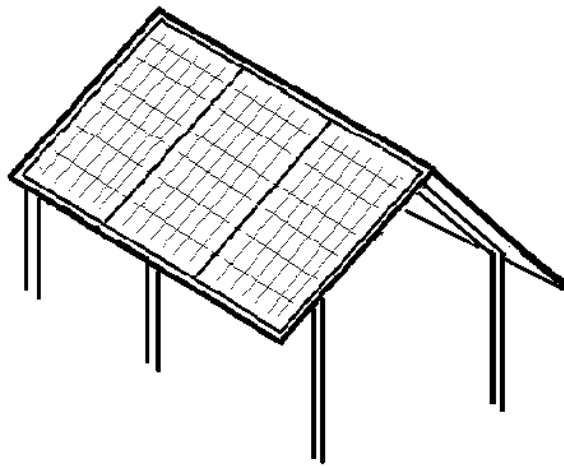


Figura 25. Fila simples de painéis inclinados verticalmente.

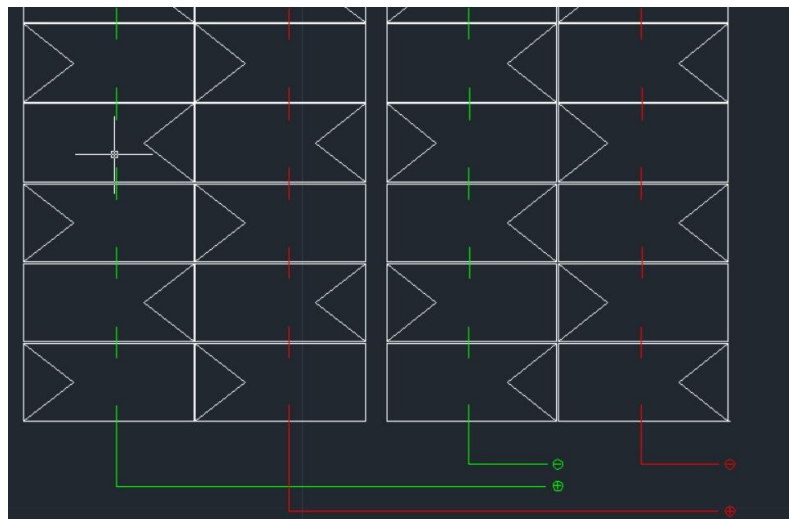


Figura 26. Strings com painéis verticais utilizando 02 filas.

Essa configuração dos painéis também possibilita que sejam utilizados os 36 painéis de uma *string* em uma mesma fila, pois apresenta uma redução de 46,368m no cabo solar necessário em comparação com painéis inclinados horizontalmente. Ademais, utilizar painéis em uma única fila para cada *string* evita a necessidade das extensões entre diferentes filas, como é apresentado na figura 27.

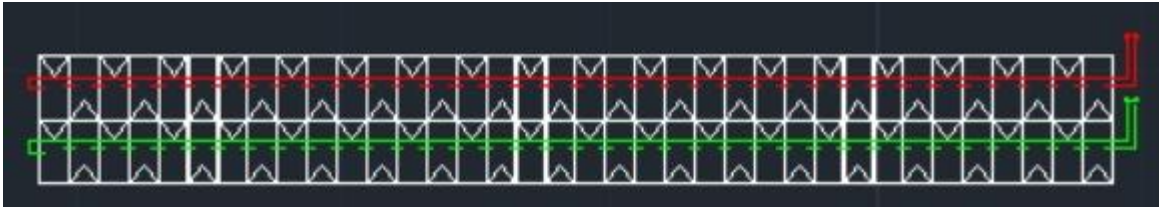


Figura 27. *Strings* utilizando painéis inclinados verticalmente em uma única fila.

Para que os valores de tensão provenientes das caixas DC cheguem no inversor em suas 06 entradas com valores mais próximos quanto possíveis, cada inversor foi posicionado em um local central em relação aos painéis aos quais está conectado, conforme a figura 28. Essa configuração minimiza as perdas de tensão entre as caixas DC e o inversor, aumentando assim a produtividade energética.

Os postos de transformação (como ilustrado pelo quadrado vermelho vazio na figura 28) foram posicionados próximos aos 02 inversores aos quais estará conectado, a fim de minimizar as perdas nos cabos no transporte de energia entre os inversores e o transformador. A tensão de saída do inversor, por ser mais elevada, será menos afetada pelas perdas nos cabos ao ser transportada até o posto de seccionamento.

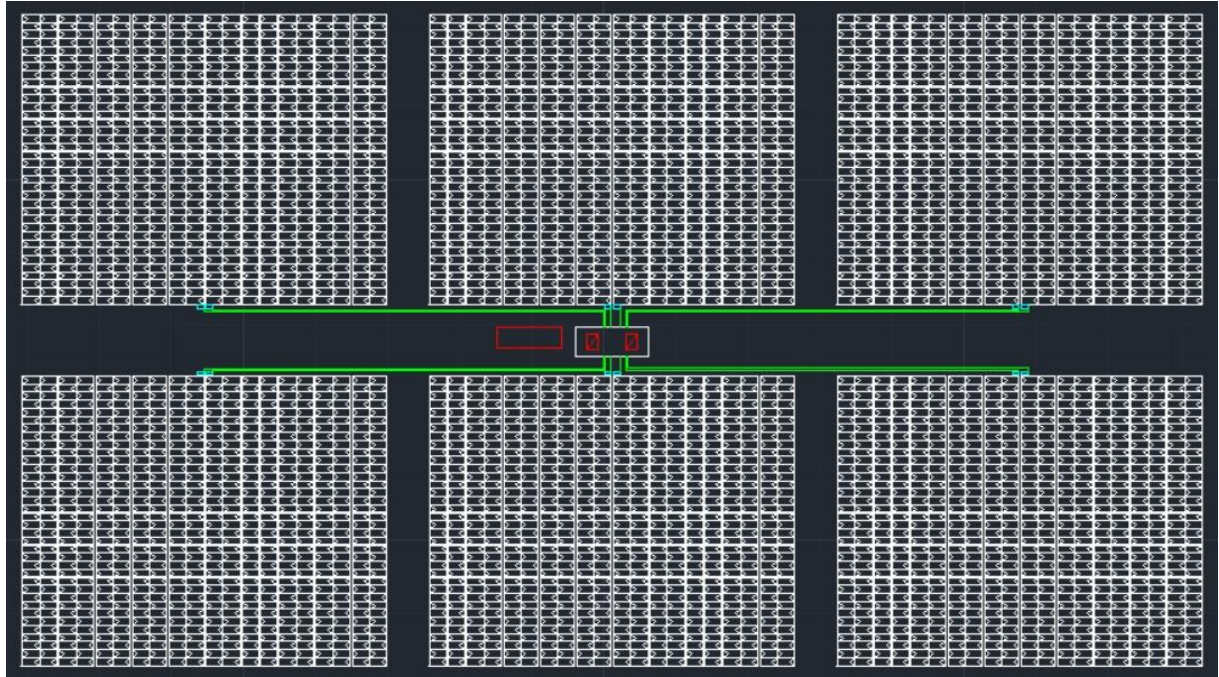


Figura 28. Conexões de dois inversores aos painéis aos quais estão conectados.

O projeto contará com os 10 inversores e 05 postos de transformação posicionados de forma semelhante, conforme apresentado na figura 29, melhorando a organização do parque, utilização de forma mais eficiente o terreno e facilitando a circulação dentro da central fotovoltaica para fins de instalação e manutenção dos componentes.

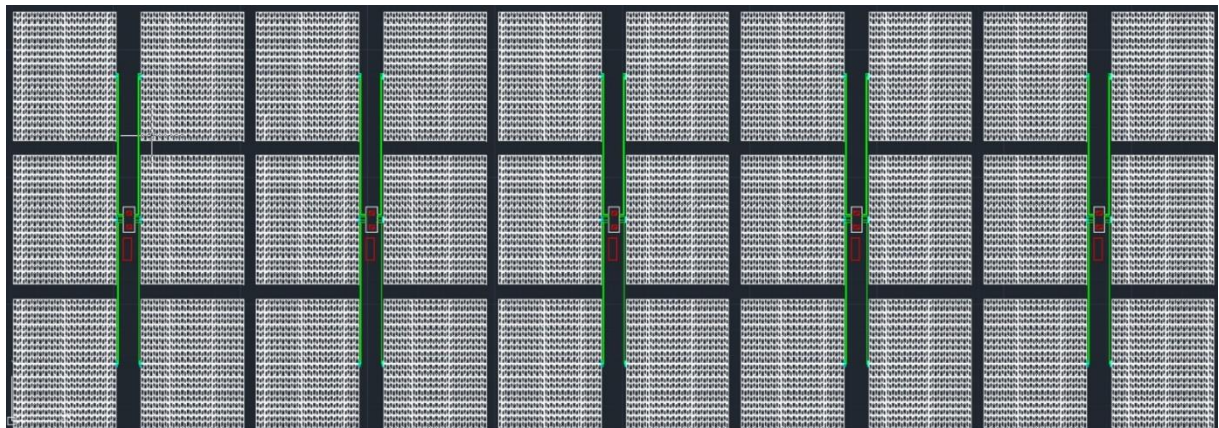


Figura 29. *Layout* completo das ligações dos inversores.

Para possibilitar a manutenção dos módulos, foram deixados 500 mm de espaçamento entre as filas de painéis. Essa distância permite que técnicos realizem as limpezas, realizem as manutenções preventivas nas estruturas e substituam módulos sem obstruções.

Para que veículos possam circular dentro do parque, foram previstas estradas de acesso amplas (10m) aos postos de transformação, caso seja necessária a substituição de um transformador por exemplo, com veículos pesados e estradas menores (6 m) entre conjuntos de painéis para que a manutenções com veículos leves sejam possíveis.

4.6 CÁLCULOS DA CABLAGEM

4.6.1 CABO PAINÉIS - CAIXA DC

Inicialmente, para a escolha da secção do cabo que ligará os módulos à caixa DC, será calculada a secção mínima do cabo para que a queda de tensão não ultrapasse 1%. Para este cálculo será utilizada a distância da *string* mais distante da caixa DC, pois esta é a *string* que apresentará mais queda de tensão nos cabos.

$$A_m = \frac{2 \times L_m \times I_{St}}{0.01 \times V_{mpp} \times n \times k} = \frac{2 \times 75 \times 17.27}{0.01 \times 31,86 \times 36 \times 34} = 6.6428 \text{ mm}^2 \quad (43)$$

Uma vez que a secção mínima do cabo calculada é de 6.6428 mm^2 , será utilizado um cabo de secção de 10 mm^2 , pois é a secção comercial de cabos solares (com proteção contra raios UV) diretamente superior mais próxima do valor calculado. O valor comercial mais próximo do valor calculado é 6 mm^2 , porém, utilizar este cabo representaria uma queda de tensão de 0.4% superior se comparado a utilização do cabo de 10 mm^2 .

Após o cálculo e escolha da secção do cabo a ser utilizado, será calculado a perda de potência no cabo. Neste trabalho o *layout* do projeto apresenta *strings* com comprimentos de cabos diferentes entre o início e fim das *strings* até as caixas DC, portanto, será utilizado o comprimento total para o cálculo de perda de potência, conforme a equação abaixo.

$$P_m = \frac{2 \times I_{St}^2}{k} \times \left(\frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} + \dots \right) = \frac{2 \times 17.27^2}{34} \times \left(\frac{75}{10} + \frac{70.9}{10} + \frac{66.8}{10} + \frac{62.7}{10} + \frac{58.6}{10} + \frac{75}{10} + \frac{70.9}{10} + \frac{66.8}{10} + \frac{62.7}{10} + \frac{58.6}{10} \right) = 1171.96 \text{ W} = 0.59\% \quad (42)$$

4.6.2 CABO CAIXA DC – INVERSOR

Assim como nos cálculos dos cabos entre os módulos e as caixas DC, para a ligação das mesmas aos inversores, serão consideradas as distâncias entre as caixas mais distantes dos inversores, considerando a pior situação no que diz respeito as perdas de tensão nos cabos do circuito.

Para calcular a mínima secção dos cabos entre as caixas DC e os inversores, será utilizada uma queda de tensão máxima de 0.41%, para que o valor total dos cabos DC no circuito não ultrapasse uma queda de tensão de 1%. Na equação abaixo, será considerada a utilização de cabos de cobre, devido à dimensão dos cabos.

$$A_m = \frac{2 \times L_m \times I_{St}}{0.0041 \times V_{mpp} \times n \times k} = \frac{2 \times 62.68 \times 17.27 \times 10}{0.0041 \times 31,86 \times 36 \times 56} = 82.21 \text{ mm}^2 \quad (43)$$

Optou-se por utilizar um cabo de cobre com isolamento em Polietileno Reticulado (XLPE), uma vez que o mesmo será enterrado e o cobre, apesar de ser mais pesado, possui melhor condutividade (considerando em relação a secção, não ao peso), resistência mecânica e à corrosão em comparação aos cabos de alumínio (DINIZ, 2018). A secção comercial diretamente superior à secção mínima calculada é de 95 mm^2 . O cabo utilizado como referência neste projeto foi o Exzhellent RZ1-K (AS) Compact 1x95 mm^2 do fabricante General Cable, com corrente máxima admissível de 202 A (CAIADO, 2021).

$$P_m = \frac{2 \times L_m \times n \times I_{St}^2}{A_m \times k} = \frac{2 \times 62.68 \times 1 \times 172.7^2}{95 \times 56} = 702.80 \text{ W} = 0.35\% \quad (44)$$

4.6.3 CABO INVERSOR – TRANSFORMADOR

Os inversores estarão instalados nos postos de transformação juntamente com os transformadores, portanto, a distância será mínima e a queda de tensão praticamente desprezível. O cabo, no entanto, necessita suportar a corrente máxima de saída do inversor, portanto, será utilizado o cabo Exzhellent RZ1-K (AS) Compact 1x185 mm^2 do fabricante General Cable, com corrente máxima admissível de 464 A (quando instalado em bandeja) (CAIADO, 2021).

4.6.4 CABO TRANSFORMADOR – POSTO DE SECCIONAMENTO

No percurso entre os Postos de transformação (PT's) e o Posto de Seccionamento (PS), será considerada a distância entre o posto de transformação mais afastado do PS (325.84 m), considerando que o PS seja instalado de forma central a 60m dos módulos, os cabos de saída dos PT's serão conectados entre si e seguirão em um conjunto único de cabos ao PS.

A corrente máxima de saída de cada inversor é 962 A, com a tensão de saída sendo 660V. Portanto, na saída do transformador, com tensão de saída em 15 kV, a corrente máxima por fase será de 84,58 A. Sendo assim, considerando a corrente de todos os 05 transformadores, o cabo necessita suportar 422,89 A por fase.

Foi escolhido utilizar um cabo de alumínio neste trajeto, porém, para que a corrente de operação do sistema seja atendida, serão utilizados cabos X-VOLT RHZ1 12/20kV 1x400 mm² do fabricante Top Cable, com capacidade de corrente 470 A (conforme catálogo do fabricante), quando enterrados (FEGIME, 2024).

$$P_{ac\ cable} = \frac{\sqrt{3} \times L_{ac\ cable} \times I_{nac}^2 \times \cos \phi}{A_{ac\ cable} \times k} =$$

$$P_{ac\ cable} = \frac{\sqrt{3} \times 325,84 \times 422,89^2 \times 1}{400 \times 34} = 7421,32W = 0,2\% \quad (45)$$

Após os cálculos das secções dos cabos e de suas perdas associadas e potência, podemos concluir que as perdas totais nos cabos, representam 1,14% da potência de saída dos inversores.

5

RESULTADOS SIMULADOS

Neste capítulo serão realizados e analisados os resultados económicos e de produção energética de um parque em três distintas situações. A primeira situação será um parque fotovoltaico com 21600 módulos orientados a este e oeste, a segunda será um parque com módulos fotovoltaicos orientados a sul no mesmo terreno da primeira situação anterior e por último, será analisado um parque 21600 módulos orientados a sul em um terreno de maior área.

5.1 ANÁLISE DE RETORNO FINANCEIRO COM AFASTAMENTO DE PICOS DE PRODUÇÃO

Com o objetivo de obtermos um maior retorno financeiro nos parques fotovoltaicos com painéis orientados a este-oeste, foi realizada uma análise comparativa entre a previsão de produção de energia e os valores médios de venda da energia no mercado ibérico em 2023. Para criar uma curva média destes valores de venda, foram elaboradas duas curvas médias para cada mês: uma curva considerando os dias úteis e outra curva considerando os fins de semana. Utilizando os valores de venda de energia no mercado ibérico a cada hora em 168 dias do ano de 2023, destacados na figura 30.

2023																				
Janeiro							Fevereiro							Março						
seg	ter	qua	qui	sex	sáb	dom	seg	ter	qua	qui	sex	sáb	dom	seg	ter	qua	qui	sex	sáb	dom
						1			1	2	3	4	5			1	2	3	4	5
2	3	4	5	6	7	8	6	7	8	9	10	11	12	6	7	8	9	10	11	12
9	10	11	12	13	14	15	13	14	15	16	17	18	19	13	14	15	16	17	18	19
16	17	18	19	20	21	22	20	21	22	23	24	25	26	20	21	22	23	24	25	26
23	24	25	26	27	28	29	27	28						27	28	29	30	31		
30	31																			
Abril							Maio							Junho						
seg	ter	qua	qui	sex	sáb	dom	seg	ter	qua	qui	sex	sáb	dom	seg	ter	qua	qui	sex	sáb	dom
					1	2	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7
3	4	5	6	7	8	9	8	9	10	11	12	13	14	5	6	7	8	9	10	11
10	11	12	13	14	15	16	15	16	17	18	19	20	21	12	13	14	15	16	17	18
17	18	19	20	21	22	23	22	23	24	25	26	27	28	19	20	21	22	23	24	25
24	25	26	27	28	29	30	29	30	31					26	27	28	29	30		
Julho							Agosto							Setembro						
seg	ter	qua	qui	sex	sáb	dom	seg	ter	qua	qui	sex	sáb	dom	seg	ter	qua	qui	sex	sáb	dom
					1	2	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6		
3	4	5	6	7	8	9	7	8	9	10	11	12	13	4	5	6	7	8	9	10
10	11	12	13	14	15	16	14	15	16	17	18	19	20	11	12	13	14	15	16	17
17	18	19	20	21	22	23	21	22	23	24	25	26	27	18	19	20	21	22	23	24
24	25	26	27	28	29	30	28	29	30	31				25	26	27	28	29	30	
31																				
Outubro							Novembro							Dezembro						
seg	ter	qua	qui	sex	sáb	dom	seg	ter	qua	qui	sex	sáb	dom	seg	ter	qua	qui	sex	sáb	dom
						1			1	2	3	4	5			1	2	3	4	5
2	3	4	5	6	7	8	6	7	8	9	10	11	12	4	5	6	7	8	9	10
9	10	11	12	13	14	15	13	14	15	16	17	18	19	11	12	13	14	15	16	17
16	17	18	19	20	21	22	20	21	22	23	24	25	26	18	19	20	21	22	23	24
23	24	25	26	27	28	29	27	28	29	30				25	26	27	28	29	30	31
30	31																			

Figura 30. Dias utilizados para obtenção dos valores de venda de energia.

Os valores médios de irradiação durante um dia em cada mês foram obtidos através do PVGIS, utilizando o banco de dados “PVGIS-SARAH2” entre os anos 2005 e 2020. Com estes valores é possível calcular o valor de potência produzida pelos painéis fotovoltaicos.

Para obtenção dos valores de potência produzida pelos painéis, foram consideradas as perdas do sistema e o impacto da variação da temperatura ambiente nos módulos, de acordo com os dados técnicos fornecidos pelo fabricante.

Conforme o documento de dados técnicos dos módulos *Risen RSM110-8-550M* na condição de teste NMOT (*Nominal Module Operating Temperature*), os módulos trabalham em uma temperatura média de 44 °C, porém, esta temperatura de trabalho está relacionada à uma irradiação de 800 W/m² e uma temperatura ambiente de 20 °C, portanto, para analisar o comportamento dos painéis nas condições climáticas obtidas no PVGIS, é necessário recalcular a temperatura dos módulos, conforme a equação abaixo (MOREIRA, 2014).

$$T_{mód} = T_{amb} + \left(\frac{Irr_{global} \times (T_{mód\ NMOT} - T_{NMOT})}{800} \right) \quad (46)$$

$T_{mód}$: Temperatura do módulo

T_{amb} : Temperatura ambiente

$T_{mód\ NMOT}$: Temperatura do módulo em funcionamento na condição de testes NMOT

T_{NMOT} : Temperatura ambiente na condição de testes NMOT

A venda de energia pode representar um maior retorno financeiro do investimento quando existe menor oferta ou maior demanda da mesma, devido á variação nos valores de venda da energia. Neste trabalho, utilizou-se os valores horários do mercado ibérico e foram calculados valores horários médios para cada mês em dias úteis e dias de fim de semana, conforme a imagem abaixo 31.

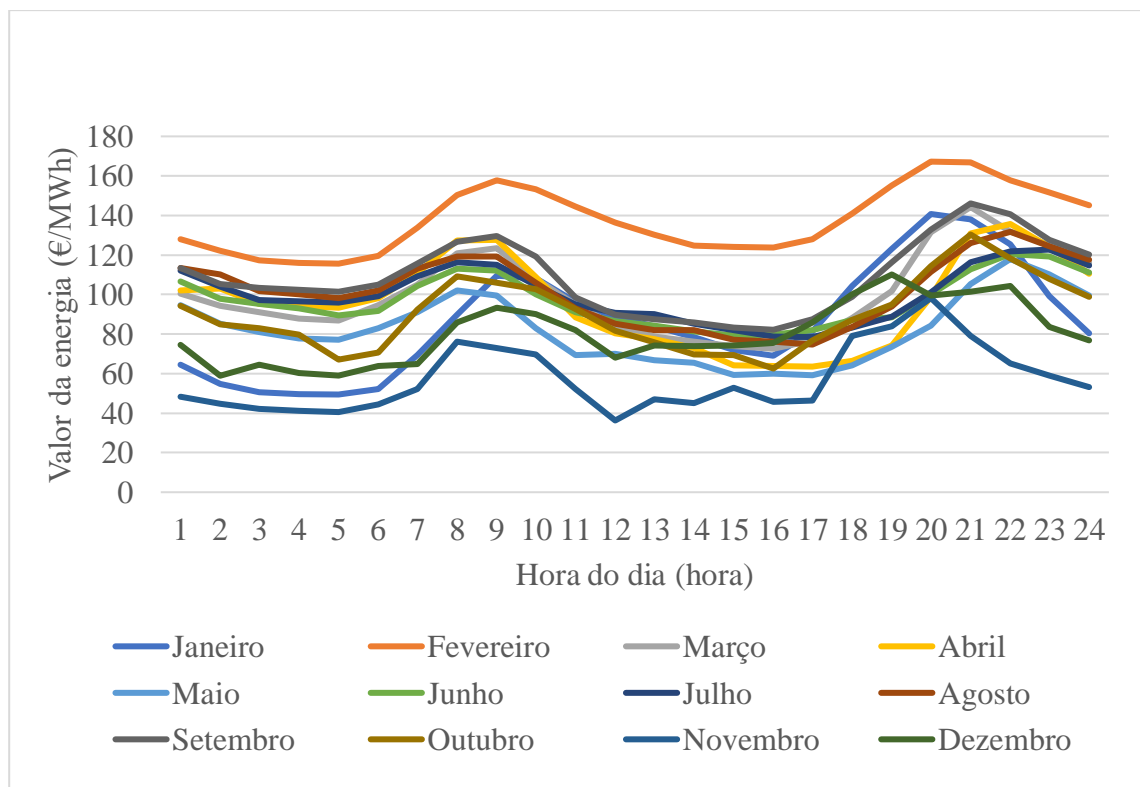


Figura 31. Tarifa média de venda de energia nos dias úteis de cada mês de 2023.

Para descobrir a melhor inclinação a ser utilizada para a instalação dos painéis em um sistema com orientação este-oeste, foi feita uma comparação do ganho financeiro em 03 meses diferentes do ano (janeiro, abril e agosto), com 04 inclinações diferentes (10°, 20°, 30° e 40°),

abaixo, a imagem 32 apresenta as diferentes curvas esperadas para o mês de janeiro com diferentes inclinações dos módulos.

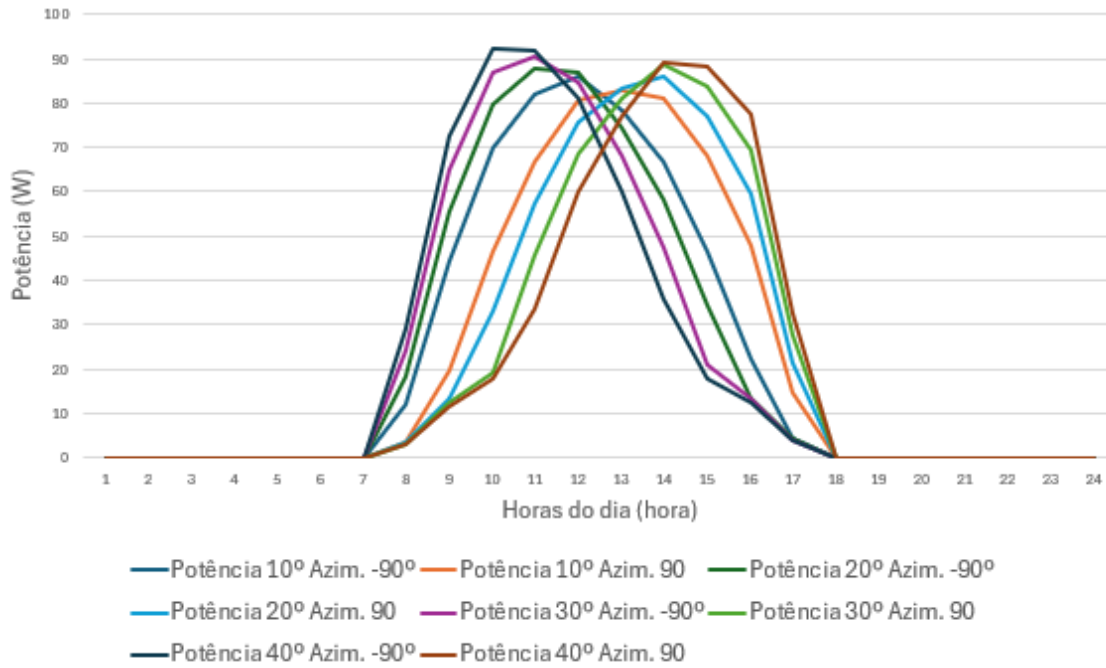


Figura 32. Potências com diferentes inclinações em janeiro.

Conforme a Figura 33 abaixo, observa-se que quanto maior a inclinação dos painéis, mais os picos de produção se afastam no gráfico de irradiação total diária que incide sobre os painéis. A produção de energia com inclinações inferiores apresenta resultados próximos aos que o sistema convencional (com painéis orientados a sul) apresenta, portanto não foram aqui calculados.

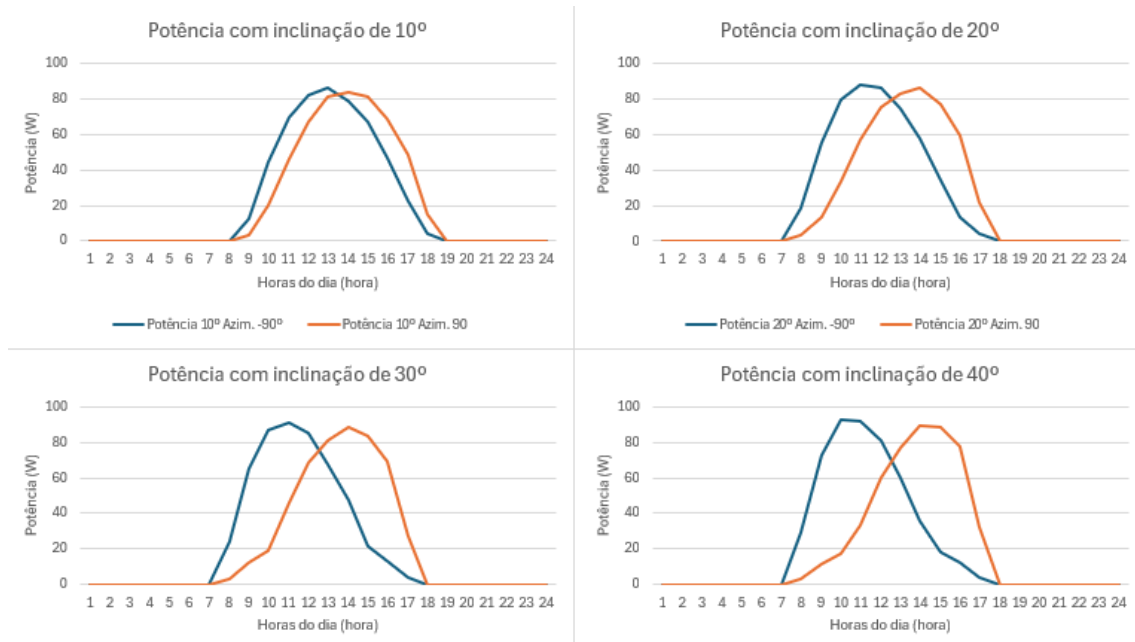


Figura 33. Potência com inclinações em diferentes ângulos.

Realizando-se os cálculos das áreas das curvas de irradiação por metro quadrado ao longo de um dia e multiplicando essas áreas pela área total de painéis do parque e pelos valores médios para dias úteis e para fins de semana no mês de janeiro, abril e agosto, conforme o exemplo da tabela 4 abaixo para o mês de agosto com 10° de inclinação dos módulos para dias úteis.

Tabela 4. Valor de venda diário dos módulos para dias úteis em agosto com 10° de inclinação (Fonte: autoria própria).

Hora	10° (kWh)	Dias úteis (€/MWh)	Valor de venda (€)
1	0,00	113,38	0,00
2	0,00	110,22	0,00
3	0,00	101,72	0,00
4	0,00	99,97	0,00
5	0,00	98,29	0,00
6	235,31	102,09	12,01
7	1935,75	113,11	122,79
8	3890,19	119,08	346,89
9	5616,41	119,36	567,36
10	7030,22	105,85	669,33
11	7942,55	92,86	695,22
12	8475,83	85,38	700,94

13	8424,68	82,02	693,15
14	7902,52	82,12	670,43
15	6879,45	77,17	570,38
16	5480,69	76,18	470,85
17	3722,47	74,69	343,70
18	1794,03	83,66	230,78
19	184,97	93,88	92,90
20	0,00	111,36	10,30
21	0,00	126,16	0,00
22	0,00	131,71	0,00
23	0,00	124,55	0,00
24	0,00	117,46	0,00
Valor de venda total diário (€):			6197,03

Foi observado que entre as inclinações analisadas (10°, 20°, 30° e 40°), a inclinação de 10° apresentou melhor resultado económico e de produção em todos os meses, conforme apresenta o gráfico abaixo 34.

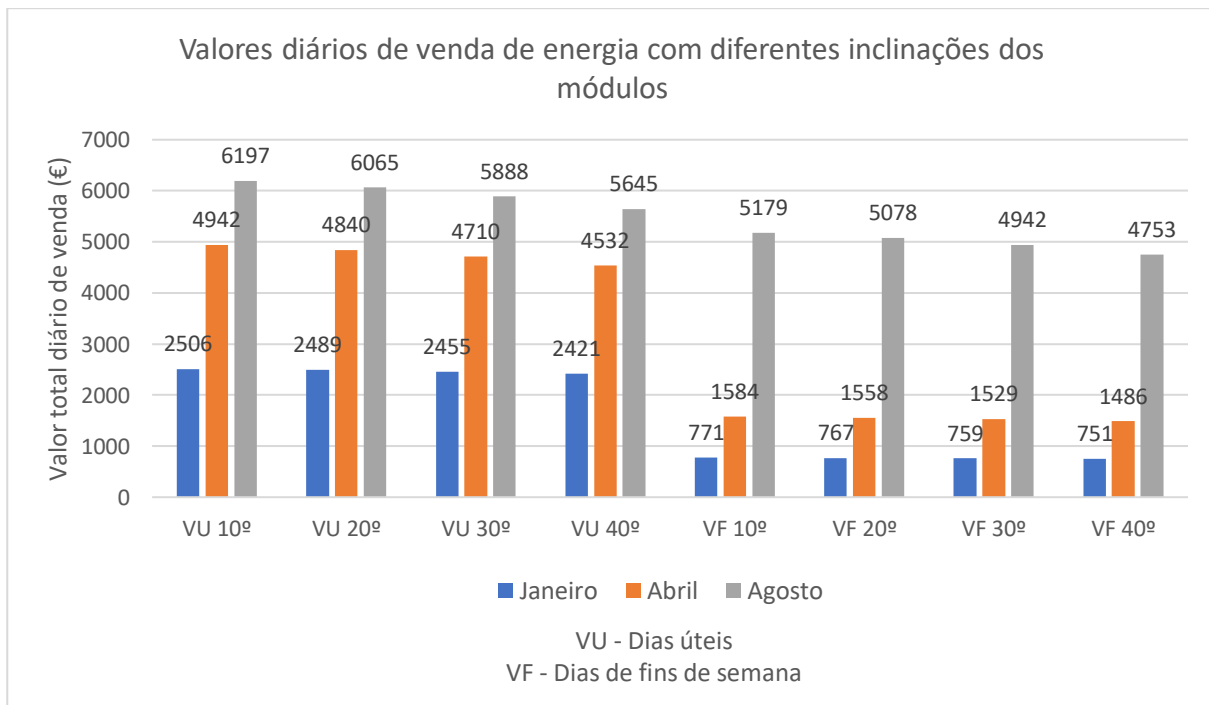


Figura 34. Valores diários de venda de energia com diferentes inclinações dos módulos.

Os resultados destas comparações demonstram que para o mês de janeiro, abril e agosto a diferença do valor de venda da energia entre o horário de pico de produção de um sistema com orientação convencional e os horários de pico de produção de um sistema com orientação este-oeste é relativamente inferior à perda que ocorre na produção de energia. Em outras palavras, neste cenário, um sistema que maximize a produção representará também um maior retorno financeiro.

No gráfico de valores horários médios da venda de energia de cada mês (figura 35), nota-se que a o comportamento das curvas dos valores é semelhante. Portanto, as amostras utilizadas nas análises realizadas se mostram suficientes para se obter considerações fiáveis para todas as estações do ano.

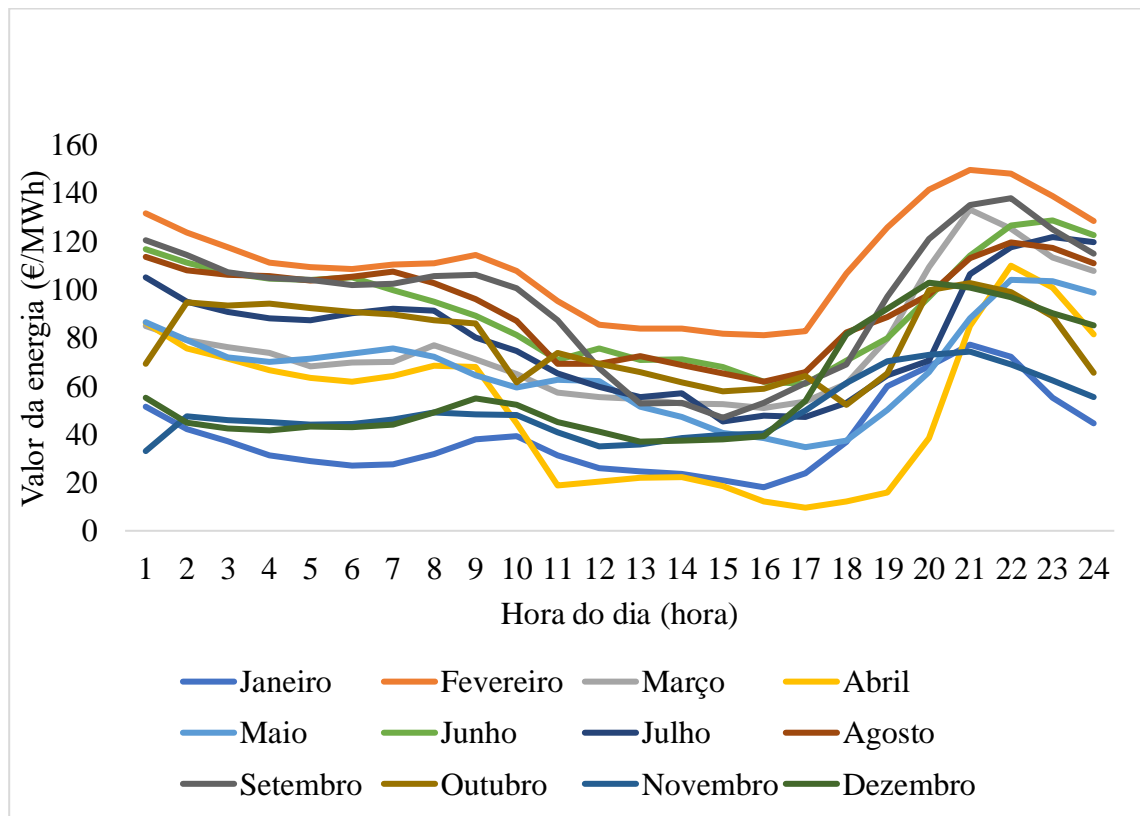


Figura 35. Valor médio horário de venda de energia nos dias de fins de semana de cada mês de 2023.

5.2 PRODUÇÃO ENERGÉTICA E VALOR DE VENDA COM PAINÉIS ORIENTADOS A ESTE-OESTE

Utilizando a inclinação dos painéis 10°, foi calculada a produção de energia em cada mês e o valor total de venda, conforme a tabela 5 abaixo. A produção de energia anual é de 19.204,76 MWh, resultando em um valor anual de venda de energia de 1.479.469,73 euros.

Tabela 5. Valor de produção de energia e venda mensal.

Mês	Produção mensal (MWh)	Produção diária (kWh)	Dias úteis	Dias de fim de semana	Valor total mensal (€)
Jan	905,98	29225,14	22	9	62056,93
Fev	1086,44	38801,26	20	8	129753,46
Mar	1570,07	50647,32	23	8	120220,96
Abr	1777,77	59258,98	20	10	114675,35
Mai	2231,11	71971,30	23	8	143430,26
Jun	2301,71	76723,53	22	8	192718,52
Jul	2416,86	77963,20	21	10	192274,42
Ago	2154,97	69515,15	23	8	183962,69
Set	1721,88	57396,05	21	9	146599,90
Out	1297,82	41865,11	22	9	96835,72
Nov	926,37	30878,96	22	8	43482,19
Dez	813,79	26251,34	21	10	53459,33

O resultado do cálculo realizado da produção de energia anual (19.204,76 MWh) é bastante próximo ao valor encontrado na simulação do PVGIS (apresentado no Anexo A), 18.243,64 MWh, e ao valor encontrado através de simulação no software PVSOL (18.780,38 MWh), conforme as figuras 36 e 37 abaixo.

Results per Module Area	
Module Area 1	
PV Generator Output	5940,00 kWp
PV Generator Surface	28 218,93 m ²
Global Radiation at the Module	1900,07 kWh/m ²
Global Radiation on Module without reflection	1900,07 kWh/m ²
Performance Ratio (PR)	82,99 %
PV Generator Energy (AC grid)	9370433,77 kWh/Year
Spec. Annual Yield	1577,51 kWh/kWp

Created with PV*SOL 2024 (R4) Test Version
Valentin Software GmbH

Page 5 of 7

Figura 36. Produção energética anual do projeto a sul com azimuth de -90 graus (Fonte: GMBH).

Results per Module Area	
Module Area 1	
PV Generator Output	5940,00 kWp
PV Generator Surface	28 218,93 m ²
Global Radiation at the Module	1911,72 kWh/m ²
Global Radiation on Module without reflection	1911,72 kWh/m ²
Performance Ratio (PR)	82,83 %
PV Generator Energy (AC grid)	9409949,12 kWh/Year
Spec. Annual Yield	1584,17 kWh/kWp

Created with PV*SOL 2024 (R4) Test Version
Valentin Software GmbH

Page 5 of 7

Figura 37. Produção energética anual do projeto a sul com azimuth de 90 graus (Fonte: GMBH).

5.3 PROJETO COM PAINÉIS ORIENTADOS A SUL COM MESMA POTÊNCIA

A orientação dos painéis da central fotovoltaica tem impacto direto na quantidade de área necessária de terreno para sua instalação, considerando que não deve haver sombreamentos nos módulos.

Para calcular a diferença de área necessária entre o sistema fotovoltaico com painéis orientados a este-oeste e o sistema com painéis orientados a sul, será utilizada a equação 48.

No cálculo de espaços entre as filas de painéis orientados a sul, serão consideradas estruturas com 02 painéis na vertical, com inclinação de 30°, portanto, assim como no projeto com painéis orientados a este-oeste, cada estrutura suportará 72 painéis.

$$d = \frac{b \times \sin(180^\circ - \beta - \gamma_s)}{\sin \gamma_s} = \quad (48)$$

$$\frac{(2384 + 2384 + 20) \times \sin(180^\circ - 30^\circ - 29^\circ)}{\sin(29^\circ)} = 8465,42mm$$

Após o cálculo da distância entre o início de cada estrutura, é necessário subtrair o comprimento dos painéis e o espaço entre os mesmos (20 mm), no eixo horizontal. Conforme as equações 49 e 50 abaixo.

$$x = b \times \cos \beta = (2384 + 2384 + 20) \times \cos 30 = 4146,53mm \quad (49)$$

$$d - x = 8465,42 - 4146,53 = 4318,89mm \quad (50)$$

Será considerado neste trabalho que o projeto com painéis orientados a sul será semelhante ao projeto com painéis a este-oeste, portanto, a diferença de área utilizada estará somente relacionada a diferença de espaço entre as filas de painéis e ao comprimento horizontal dos mesmos. No projeto este-oeste, foram utilizados 500mm de espaço entre fileiras e a distância "x" é 4715,56mm, projeto com painéis orientados a sul esses valores são respectivamente, 4318,89mm e 4146,53mm.

Prevendo a utilização de uma margem de 5m entre os painéis e os limites do terreno, o projeto com painéis orientados a este-oeste ocupam uma área total de 85973,04m², conforme o cálculo realizado utilizando a equação 51 abaixo.

$$A_{EO} = largura da área ocupada \times comprimento da área ocupada = \quad (51)$$

$$[(L_p \times 72 \times 5) + (L_{fp} \times 74 \times 5) + (E_p \times 5) + (E_s \times 4) + (M_t \times 2)]$$

$$\times [(C_{PEH10} \times 60) + (E_{pdeEO} \times 3 \times 9) + (E_{pmeEO} \times 3 \times 10) + (E_s \times 2)$$

$$+ (M_t \times 2)]$$

$$= [(1,096 \times 72 \times 5) + (0,02 \times 74 \times 5) + (10 \times 5) + (6 \times 4) + (5 \times 2)]$$

$$\times [(2,347 \times 60) + (0,5 \times 3 \times 9) + (0,02 \times 3 \times 10) + (6 \times 2) + (5 \times 2)]$$

$$= 85976,04m^2$$

A_{EO} : Área total ocupada pelo projeto este-oeste (m^2)

L_p : Largura dos painéis (m)

L_{fp} : Largura dos fixadores dos painéis (m)

E_p : Largura da estrada principal (m)

E_s : Largura da estrada secundária (m)

M_t : Margem do limite do terreno (m)

C_{PEH10} : Comprimento dos painéis no eixo horizontal com 10° de inclinação (m)

E_{pdeEO} : Espaço entre painéis de estruturas diferentes no projeto este-oeste (m)

E_{pmeEO} : Espaço entre painéis da mesma estrutura no projeto este-oeste (m)

Para o cálculo da área do projeto com painéis orientados a sul com o mesmo *layout* do projeto este-oeste, foi utilizado a equação 52 abaixo.

$$\begin{aligned}
 A_S &= \text{largura da área ocupada} \times \text{comprimento da área ocupada} = & (52) \\
 & [(L_p \times 72 \times 5) + (L_{fp} \times 74 \times 5) + (E_p \times 5) + (E_s \times 4) + (M_t \times 2)] \\
 & \quad \times [(C_{PEH30} \times 60) + (E_{pdes} \times 3 * 9) + (E_{pmeS} \times 3 \times 10) + (E_s \times 2) \\
 & \quad + (M_t \times 2)] \\
 & = [(1,096 \times 72 \times 5) + (0,02 \times 74 \times 5) + (10 \times 5) + (6 \times 4) + (5 \times 2)] \\
 & \quad \times [(2064 \times 60) + (4,319 \times 3 * 9) + (0,02 \times 3 \times 10) + (6 \times 2) + (5 \times 2)] \\
 & = 127833,24m^2
 \end{aligned}$$

A_S : Área total ocupada pelo projeto com painéis orientados a sul (m^2)

C_{PEH30} : Comprimento dos painéis no eixo horizontal com 30° de inclinação (m)

E_{pdes} : Espaço entre painéis de estruturas diferentes no projeto com painéis a sul (m)

E_{pmeS} : Espaço entre painéis da mesma estrutura no projeto com painéis a sul (m)

A diferença de área necessária para a implementação do projeto com painéis orientados a sul com o mesmo número de painéis do projeto com painéis orientados a este e oeste, seria de 41857,19 m^2 .

Foram analisados os valores de alguns terrenos a venda próximos da região de Armação de Pêra, com áreas aproximadas à área necessária para o projeto este-oeste para determinar o custo aproximado do metro quadrado de um terreno, conforme tabela 6 abaixo.

Tabela 6. Valores de terrenos (IDEALISTA, 2024).

Área (m ²)	Preço (€)	Preço por m ² (€)
135610	600000	4,42
133765	785000	5,86
62763	450000	7,16
120000	1300000	10,83
112500	495000	4,40
110000	600000	5,45
88600	950000	10,72
84172	670000	7,95

A média dos valores acima mencionados é 7,10 euros por metro quadrado, portanto, o valor médio do terreno para a construção do projeto este oeste é 610.783,49 euros e o custo do terreno para o projeto com painéis orientados a sul (com mesmo número de painéis fotovoltaicos) é 908.141,70 euros.

O aumento da área impacta diretamente no custo inicial do projeto e nos custos de manutenção, devido ao aumento no valor de compra do terreno, correções do solo e manutenção do terreno, assim como no aumento do comprimento das valas e cabos. O valor inicial do projeto é 9.132.191,72 euros e o custo de manutenção é 59.000 euros.

A produção de energia anual é de 22.221,05 MWh, e a receita total anual de sua venda é 1.690.720,86, esses valores foram calculados de acordo com as previsões das produções e vendas mensais apresentadas na tabela 7 abaixo.

Tabela 7. Valor de produção de energia e venda mensal.

Mês	Produção mensal (MWh)	Produção diária (kWh)	Dias úteis	Dias de fim de semana	Valor total mensal (€)
Jan	1447,07	46679,83	22	9	96801,94
Fev	1524,54	54447,87	20	8	182595,57
Mar	1899,15	61262,87	23	8	145078,16
Abr	2011,41	67046,95	20	10	131216,59

Mai	2180,94	70353,05	23	8	138661,91
Jun	2151,32	71710,56	22	8	178256,56
Jul	2299,87	74189,38	21	10	180888,03
Ago	2227,63	71859,04	23	8	183125,91
Set	2005,84	66861,18	21	9	169985,50
Out	1716,84	55381,89	22	9	128217,66
Nov	1404,58	46819,31	22	8	66414,10
Dez	1351,86	43608,47	21	10	89478,93

O resultado do cálculo realizado da produção de energia anual (22.221,05 MWh) é bastante próximo ao valor encontrado na simulação do PVGIS (apresentado no Anexo A), 21.298,66 MWh, e ao valor encontrado através de simulação no software PVSOL (21.526,23 MWh), conforme a figura 38.

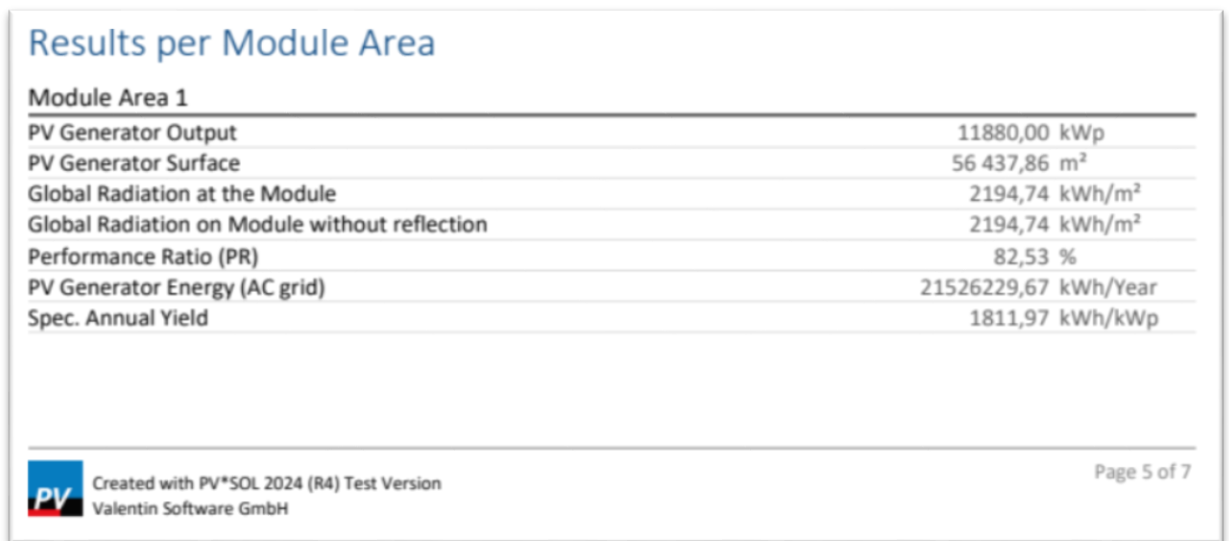


Figura 38. Produção energética anual do projeto a sul com mesma potência (Fonte: GMBH).

5.4 PAINÉIS ORIENTADOS A SUL COM MESMO TERRENO

Supondo que se utilizasse uma área semelhante à área necessária para o projeto este-oeste (aproximadamente 86000 m²) para a instalação de painéis com orientação a sul, uma

alternativa seria manter o *layout* anteriormente apresentado, removendo os painéis da região destacada no quadrado amarelo da figura 36, conforme o cálculo abaixo.

$$\begin{aligned}
 A_S &= \text{largura da área ocupada} \times \text{comprimento da área ocupada} = & (53) \\
 & [(L_p \times 72 \times 5) + (L_{fp} \times 74 \times 5) + (E_p \times 5) + (E_s \times 4) + (M_t \times 2)] \\
 & \times [(C_{PEH30} \times 40) + (E_{pdes} \times 2 * 9) + (E_{pmeS} \times 2 \times 10) + (E_s \times 1) \\
 & + (M_t \times 2)] \\
 & = [(1,096 \times 72 \times 5) + (0,02 \times 74 \times 5) + (10 \times 5) + (6 \times 4) + (5 \times 2)] \\
 & \times [(2064 \times 40) + (4,319 \times 2 * 9) + (0,02 \times 2 \times 10) + (6 \times 1) + (5 \times 2)] \\
 & = 85870,10m^2
 \end{aligned}$$



Figura 39. *Layout* com área excluída em amarelo.

A exclusão da área destacada acima, reduz 7200 painéis do sistema (um terço), sendo possível reduzir 03 inversores e 1 transformador do projeto. Esta alteração no projeto, representa uma redução no custo inicial do projeto e nos custos de manutenção.

O novo custo inicial do projeto é 6.575.488,80 euros, devido à redução no número de painéis, inversores, transformadores, cabos, caixas DC, dispositivos de proteção e serviços associados à instalação destes itens. O custo de manutenção anual para o projeto com painéis orientados a sul no mesmo terreno, é de 47.000 euros.

Neste projeto, a produção mensal de energia e o valor de venda foram calculados na tabela 8 abaixo, utilizando os valores diários de produção para dias úteis e dias de fim de semana. A produção de energia anual é de 14.814,03 MWh, resultando em um valor anual de venda de energia de 1.127.147,24 euros.

Tabela 8. Valor de produção de energia e venda mensal.

Mês	Produção mensal (MWh)	Produção diária (kWh)	Dias úteis	Dias de fim de semana	Valor total mensal (€)
Jan	964,72	31119,89	22	9	64534,63
Fev	1016,36	36298,58	20	8	121730,38
Mar	1266,10	40841,91	23	8	96718,78
Abr	1340,94	44697,96	20	10	87477,73
Mai	1453,96	46902,04	23	8	92441,27
Jun	1434,21	47807,04	22	8	118837,71
Jul	1533,25	49459,58	21	10	120592,02
Ago	1485,09	47906,03	23	8	122083,94
Set	1337,22	44574,12	21	9	113323,67
Out	1144,56	36921,26	22	9	85478,44
Nov	936,39	31212,87	22	8	44276,07
Dez	901,24	29072,32	21	10	59652,62

O resultado do cálculo realizado da produção de energia anual (14.814,03 MWh) é bastante próximo ao valor encontrado na simulação do PVGIS (apresentado no Anexo A), 14.199,11 MWh, e ao valor encontrado através de simulação no software PVSOL (14.348,42 MWh), conforme a figura 40.

Results per Module Area	
Module Area 1	
PV Generator Output	7920,00 kWp
PV Generator Surface	37 625,24 m ²
Global Radiation at the Module	2194,74 kWh/m ²
Global Radiation on Module without reflection	2194,74 kWh/m ²
Performance Ratio (PR)	82,51 %
PV Generator Energy (AC grid)	14348421,94 kWh/Year
Spec. Annual Yield	1811,67 kWh/kWp

Created with PV*SOL 2024 (R4) Test Version
Valentin Software GmbH

Page 5 of 7

Figura 40. Produção energética anual do projeto a sul com terreno de mesma área (Fonte: GMBH).

5.5 ANÁLISE ECONÔMICA

Um investimento pode ser definido como a substituição de capitais presentes por capitais futuros, com a expectativa de aumento de valor dos capitais substituídos. A avaliação da rentabilidade de um investimento é a comparação dos custos e benefícios previstos em um mesmo momento no tempo, a realização desta análise em diversos momentos no tempo, designa-se por *cash-flow* (ou fluxo de caixa).

Na análise de rentabilidade, os benefícios e custos incidem no fluxo de caixa a partir do investimento inicial até o final do horizonte de planificação, resultando em um valor residual do investimento (podendo esse ser um valor negativo, nulo ou positivo).

Para a análise económica de um projeto, serão utilizados 3 parâmetros, o valor atual líquido, a taxa interna de retorno e o tempo de recuperação, os quais são explicados abaixo:

1. Tempo de recuperação (TR, ou *Payback*): O tempo de retorno do valor do investimento se define como o momento no qual após um determinado período o lucro líquido acumulado se iguala ao valor económico inicialmente investido (SILVA *et al.*, 2019).
2. Taxa interna de retorno (TIR): A TIR é o valor financeiro (expresso em percentagem) de retorno do investimento inicial em um determinado período. A TIR é o valor que torna o VAL igual a zero. (SOUZA; PENHA, 2020).
3. Valor atual líquido (VAL): Caso o VAL seja positivo, significa que o investimento é economicamente viável, se for negativo é economicamente inviável e se for nulo é economicamente viável, mas não resultará em excedentes financeiros, ou seja, é

marginalmente viável. Caso o valor de TIR utilizado para o cálculo do VAL tenha sido previamente comparado à um apropriado valor de TMA (taxa mínima de atratividade do investimento, ou taxa de desconto), o resultado do VAL pode demonstrar se o investimento é mais ou menos rentável em comparação com outros investimentos (FERREIRA, 2016). O cálculo do VAL segue abaixo na equação 47:

$$VAL = -CF_0 + \sum_{n=0}^n \frac{CF_i}{(1 + TIR)^n} \quad (47)$$

VAL: valor atual líquido (€)

*CF*₀: fluxo de caixa inicial (investimento monetário inicial, €)

*CF*_{*i*}: fluxo de caixa no período de tempo “*n*”.

TIR: taxa interna de retorno (%)

n: período de tempo (anos)

Para a determinação da viabilidade econômica do projeto, é necessário a determinação do valor total do investimento inicial. Esse valor foi cálculo através do somatório dos itens destacados na tabela 9 abaixo.

Tabela 9. Custos iniciais de instalação do parque fotovoltaico.

Item	Custo (€)	Unidade	Quantidade total	Custo total (€)
Compra do terreno	7,1	m2	90000	639000
RZ1-K (AS) 1x95	19,35	m	1300	25155
RZ1-K (AS) 1x185	36,92	m	100	3692
RHZ1 12/20kV 1x400	80,8	m	750	60600
solar 10mm	1,7	m	24082	40939,4
Transformador	45000	un	5	225000
Inversor 1MW	50000	un	10	500000
Painel 550Wp	104,5	un	21600	2257200

Estruturas painéis	0,042	por Wp	11880000	498960
Aluguel de equipamentos e itens diversos	200000	un	1	200000
Sistema monitorização	75000	un	1	75000
Estação meteorológica	15000	un	1	15000
Caixas DC	809,95	un	60	48597
Montagem de painéis	5	por painel	21600	108000
Abertura de valas	120	m	12800	1536000
Estacagem	12	por poste	86400	1036800
Instalações elétricas (serviços)	0,023	por Wp	11880000	273240
Montagem da mesa (tudo menos os postes)	320	por mesa (72 painéis)	300	96000
Correção do terreno	250000	un	1	250000
Escritório de obra	10000	un	1	10000
Separador de oleos do transformador	1200	un	5	6000
Construção civil de cada PT	15000	un	5	75000
Construção civil do PS	30000	un	1	30000
Proteções de cada PT	30000	un	5	150000
Proteções do PS	100000	un	1	100000
			Total:	8.260.183,40 €

Os custos anuais relacionados ao corte da relva, manutenções diversas e limpeza dos painéis foram utilizados na análise econômica, pois, conforme Barbosa, Faria e Gontijo (2018), o estudo realizado apresentou uma diferença superior à 10% na produtividade de painéis com

sujidade e painéis limpos, o estudo analisou a produção de *strings* semelhantes e conectadas à diferentes inversores.

Antes da limpeza dos painéis, as produções dos 03 inversores analisados apresentavam valores semelhantes, Porém, após a limpeza dos painéis que estavam conectados ao inversor 3, a produção deste foi nitidamente superior aos demais que permaneceram com os painéis sujos, conforme mostra a imagem abaixo (figura 41).

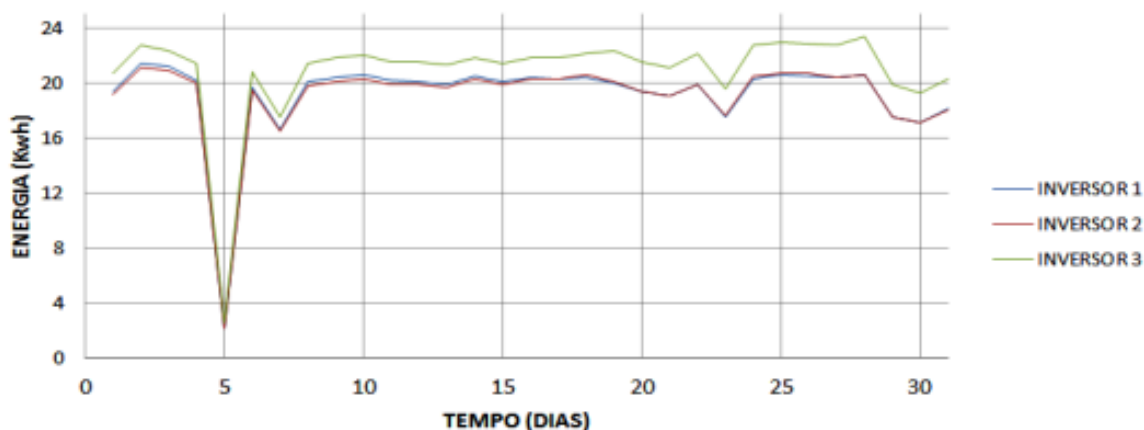


Figura 41. Resultados dos testes de sujidade nos painéis (BARBOSA et al, 2018).

A pesquisa concluiu que para além de prejudicar a incidência de irradiação nos painéis, a sujidade também causa um efeito negativo no aspeto térmico, pois prejudica a dissipação térmica do calor proveniente dos painéis.

Na tabela 10 abaixo são apresentados os custos anuais previstos para a manutenção do parque fotovoltaico, no entanto, esses custos podem sofrer grande variação a depender da qualidade dos equipamentos, dos serviços de manutenção preventiva e do serviço de instalação inicialmente realizado.

Tabela 10. Custos anuais de manutenção.

Item	Custo (€)	Unidade	Quantidade total	Custo total (€)
Limpeza de paineis	6000	por ano	2	12000
Limpeza do terreno (plantas, pedras, etc.)	10000	por ano	1	10000
Serviço de segurança	24000	por ano	1	24000
Manutenções preventivas	10000	por ano	1	10000
			Total:	56.000,00 €

Os valores de investimento inicial, custos de manutenção e receita anual associados aos 03 sistemas analisados são apresentados na tabela 11, aonde é possível identificar que a variação nos custos de manutenção anuais é muito inferior à variação de receita nos diferentes projetos.

Tabela 11. Custos associados a cada projeto.

Projeto	Investimento inicial	Custos de manutenção Anual	Receita anual
Projeto este-oeste	8 260 183,40 €	56 000,00 €	1 479 469,73 €
Projeto Sul com mesmo terreno	6 575 488,88 €	47 000,00 €	1 127 147,24 €
Projeto Sul com mesma potência	9 132 191,72 €	59 000,00 €	1 690 720,86 €

Foram realizados os cálculos económicos dos projetos para o período de 20 anos, utilizando os custos e receitas anteriormente calculados e valores estimados de inflação, IVA, queda de rendimento do sistema, etc. O valor de IVA utilizado foi de 23%, foi considerado um valor de 4.3% de inflação anual (conforme a taxa de variação média do índice de preços do consumidor em 2023 informada pelo Instituto Nacional de Estatística) e uma taxa de desconto de 10%. Foi utilizado o valor de queda de rendimento anual de 0.55%, conforme a informação fornecida pelo fabricante dos módulos fotovoltaico, como apresentado na imagem abaixo (figura 42).



Figura 42. Queda de rendimento dos módulos (Fonte: Risen Energy).

O fluxo de caixa do projeto este-oeste é apresentado na tabela 12, a partir da qual podemos encontrar o valor da taxa interna de retorno (16,3%), o tempo de recuperação do investimento (6,45 anos) e o valor atual líquido (5.492.339,58 €).

Tabela 12. Custos associados ao projeto este-oeste.

Ano	Receita de venda nominal [€]	Despesas de manutenção [€]	Fluxo de caixa anual nominal [€]	Fluxo de caixa acumulado nominal [€]
0			-10 160 026 €	-10 160 026 €
1	1 479 470 €	56 000 €	1 423 470 €	-8 736 556 €
2	1 534 600 €	58 408 €	1 476 192 €	-7 260 364 €
3	1 591 785 €	60 920 €	1 530 865 €	-5 729 499 €
4	1 651 100 €	63 539 €	1 587 561 €	-4 141 938 €
5	1 712 626 €	66 271 €	1 646 354 €	-2 495 584 €
6	1 776 444 €	69 121 €	1 707 323 €	-788 260 €
7	1 842 641 €	72 093 €	1 770 548 €	982 287 €
8	1 911 304 €	75 193 €	1 836 111 €	2 818 398 €
9	1 982 526 €	78 426 €	1 904 099 €	4 722 497 €
10	2 056 402 €	81 799 €	1 974 603 €	6 697 100 €
11	2 133 030 €	85 316 €	2 047 714 €	8 744 815 €
12	2 212 515 €	88 985 €	2 123 530 €	10 868 344 €
13	2 294 961 €	92 811 €	2 202 150 €	13 070 494 €
14	2 380 479 €	96 802 €	2 283 677 €	15 354 171 €
15	2 469 184 €	100 964 €	2 368 219 €	17 722 390 €
16	2 561 194 €	105 306 €	2 455 888 €	20 178 279 €
17	2 656 633 €	109 834 €	2 546 799 €	22 725 078 €

18	2 755 629 €	114 557 €	2 641 072 €	25 366 150 €
19	2 858 313 €	119 483 €	2 738 830 €	28 104 980 €
20	2 964 824 €	124 621 €	2 840 203 €	30 945 184 €

O fluxo de caixa do projeto sul com mesmo terreno é apresentado na tabela 13, a partir da qual podemos encontrar o valor da taxa interna de retorno (15,51%), o tempo de recuperação do investimento (6,73 anos) e o valor atual líquido (3.442.926,37 €).

Tabela 13. Custos associados ao projeto sul com mesmo terreno.

Ano	Receita de venda nominal [€]	Despesas de manutenção [€]	Fluxo de caixa anual nominal [€]	Fluxo de caixa acumulado nominal [€]
0			-8 087 851 €	-8 087 851 €
1	1 127 147 €	47 000 €	1 080 147 €	-7 007 704 €
2	1 169 149 €	49 021 €	1 120 128 €	-5 887 576 €
3	1 212 715 €	51 129 €	1 161 586 €	-4 725 990 €
4	1 257 905 €	53 327 €	1 204 578 €	-3 521 412 €
5	1 304 779 €	55 621 €	1 249 159 €	-2 272 253 €
6	1 353 400 €	58 012 €	1 295 388 €	-976 866 €
7	1 403 832 €	60 507 €	1 343 326 €	366 460 €
8	1 456 144 €	63 109 €	1 393 035 €	1 759 495 €
9	1 510 405 €	65 822 €	1 444 583 €	3 204 078 €
10	1 566 688 €	68 653 €	1 498 035 €	4 702 113 €
11	1 625 068 €	71 605 €	1 553 464 €	6 255 577 €
12	1 685 624 €	74 684 €	1 610 940 €	7 866 518 €
13	1 748 436 €	77 895 €	1 670 541 €	9 537 059 €

14	1 813 589 €	81 244 €	1 732 345 €	11 269 403 €
15	1 881 170 €	84 738 €	1 796 432 €	13 065 835 €
16	1 951 269 €	88 382 €	1 862 887 €	14 928 722 €
17	2 023 980 €	92 182 €	1 931 798 €	16 860 520 €
18	2 099 400 €	96 146 €	2 003 254 €	18 863 774 €
19	2 177 631 €	100 280 €	2 077 351 €	20 941 126 €
20	2 258 778 €	104 592 €	2 154 185 €	23 095 311 €

O fluxo de caixa do projeto sul com mesma potência é apresentado na tabela 14, a partir da qual podemos encontrar o valor da taxa interna de retorno (16,91%), o tempo de recuperação do investimento (6,24 anos) e o valor atual líquido (6.101.960,59 €).

Tabela 14. Custos associados ao projeto sul com mesma potência.

Ano	Receita de venda nominal [€]	Despesas de manutenção [€]	Fluxo de caixa anual nominal [€]	Fluxo de caixa acumulado nominal [€]
0			-11 232 596 €	-11 232 596 €
1	1 690 721 €	59 000 €	1 631 721 €	-9 600 875 €
2	1 753 723 €	61 537 €	1 692 186 €	-7 908 689 €
3	1 819 073 €	64 183 €	1 754 890 €	-6 153 799 €
4	1 886 858 €	66 943 €	1 819 915 €	-4 333 884 €
5	1 957 169 €	69 822 €	1 887 347 €	-2 446 537 €
6	2 030 100 €	72 824 €	1 957 276 €	-489 261 €
7	2 105 748 €	75 955 €	2 029 793 €	1 540 532 €
8	2 184 216 €	79 221 €	2 104 995 €	3 645 527 €
9	2 265 608 €	82 628 €	2 182 980 €	5 828 507 €

10	2 350 032 €	86 181 €	2 263 851 €	8 092 358 €
11	2 437 602 €	89 887 €	2 347 716 €	10 440 074 €
12	2 528 436 €	93 752 €	2 434 684 €	12 874 758 €
13	2 622 654 €	97 783 €	2 524 871 €	15 399 629 €
14	2 720 384 €	101 988 €	2 618 396 €	18 018 025 €
15	2 821 755 €	106 373 €	2 715 381 €	20 733 406 €
16	2 926 903 €	110 947 €	2 815 956 €	23 549 362 €
17	3 035 970 €	115 718 €	2 920 252 €	26 469 614 €
18	3 149 101 €	120 694 €	3 028 407 €	29 498 021 €
19	3 266 447 €	125 884 €	3 140 563 €	32 638 584 €
20	3 388 166 €	131 297 €	3 256 870 €	35 895 454 €

Através da análise dos dados da tabela 15, conclui-se que os projeto com orientação dos painéis ao sul com inclinação de 30 graus apresenta melhores resultados económicos comparado a um sistema com painéis orientados a este-oeste com mesma potência. Embora a instalação a sul requeira uma área maior para sua implementação, esta opção ainda apresenta melhores resultados económicos, com base no valor de terreno utilizado neste trabalho.

Tabela 15. Resultados económicos dos projetos.

Projeto	Investimento inicial	TIR	Payback (anos)	VAL
Projeto este-oeste	8 260 183,40 €	16,30%	6,45	5 492 339,58 €
Projeto Sul com mesmo terreno	6 575 488,88 €	15,51%	6,76	3 442 926,37 €
Projeto Sul com outro terreno	9 132 191,72 €	16,91%	6,24	6 101 960,59 €

O projeto este-oeste apresentou melhores resultados do que o sistema com painéis orientados a sul quando uma mesma área é comparada, pois o sistema com orientação a sul requer um espaçamento entre fileiras para evitar o sombreamento, isso resulta em um aproveitamento da

área disponível bastante inferior, se comparado com sistemas com painéis orientados a este-oeste. Com base nestas observações, pode-se afirmar que nas condições analisadas neste trabalho, o sistema com orientação a sul é mais adequado quando não há limitação de área disponível ou quando o custo financeiro da área não é elevado.

O sistema com orientação a sul com a mesma potência do sistema com painéis este-oeste apresentaria uma TIR semelhante ao projeto este-oeste caso seu valor de investimento fosse de aproximadamente 9.468.000,00 €, ou seja, um valor 335.808,28 € superior ao anteriormente previsto. Portanto, caso o valor médio do metro quadrado da área dos terrenos analisados neste trabalho fosse 90 cêntimos mais caro (sendo 8,00 €/m²), o sistema a este-oeste apresentaria melhores resultados económicos do que o sistema de mesma potência orientado a sul.

Caso o aproveitamento da área seja um aspeto importante em um projeto, o sistema com painéis orientados a este-oeste é o mais indicado, pois utiliza a mesma de forma mais eficiente e apresenta melhores resultados económicos e de rendimento energético em comparação aos parques fotovoltaicos convencionais com orientação a sul.

O gráfico da figura 43 abaixo apresenta o fluxo de caixa acumulado de cada um dos três projetos ao longo de 20 anos a partir do investimento inicial, no qual o melhor desempenho económico apresentado é referente ao projeto com orientação a sul utilizando um terreno maior, porém, com mesma potência do sistema com orientação este-oeste.

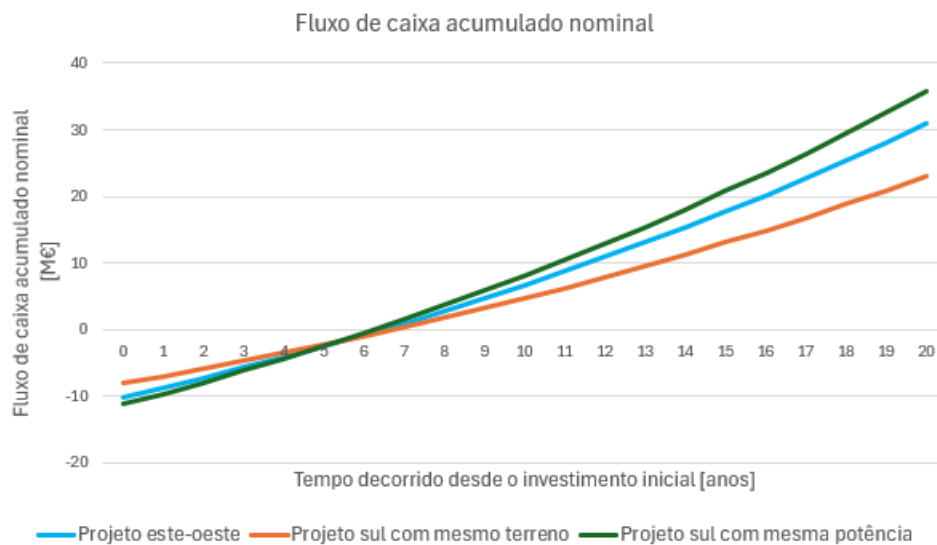


Figura 43. Fluxo de caixa acumulado nominal.

6

CONCLUSÃO

6.1 ANÁLISE DO TRABALHO

Com o crescente interesse na construção de parques fotovoltaicos, a busca por melhorias neste tipo de sistema se faz imprescindível. Os cálculos e análises desenvolvidas neste trabalho apresentam resultados que permitem conhecer os principais aspetos da etapa de projeto de parques fotovoltaicos e como alguns destes aspetos impactam na sua produtividade energética e em seu resultado económico.

A comparação dos sistemas com orientações diferentes dos módulos, apresenta uma possível solução para obter-se melhores resultados financeiros quando há limitações para a implementação do parque, seja de área disponível para a instalação dos módulos ou de recursos financeiros para o investimento inicial no projeto. É importante destacar que este trabalho, embora apresente os métodos de análise e os cálculos utilizados, apresenta resultados utilizando dados do ano de 2023 do mercado ibérico de energia, portanto, os valores aqui encontrados se referem às condições específicas aqui referidas.

Dentre os projetos calculados neste trabalho, o sistema com orientação a sul utilizando um terreno maior apresentou melhores resultados, devido às condições climáticas utilizadas neste estudo e aos valores económicos considerados. Caso o preço do terreno utilizado fosse ligeiramente maior ou existisse uma limitação da área de terreno, a orientação a este-oeste apresentaria vantagem financeira sobre o sistema convencional, devido ao seu melhor aproveitamento do terreno.

Com este estudo foi possível entender a relação entre diversos aspetos de um projeto e suas consequências na produtividade energética e seus resultados económicos, com destaque aos resultados de quando a orientação dos painéis é mais vantajosa a sul ou quando é mais vantajosa a este-oeste. Enquanto a orientação a sul produz mais energia por módulo, a orientação a este-oeste produz mais energia por área de terreno ocupada, portanto, cada projeto deve ser analisado quanto as suas condições específicas para definir o tipo de sistema fotovoltaico mais adequado.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho apresentou a comparação de painéis orientados a sul e a este e oeste, porém, pode ser aprimorado acrescentando-se mais variações a este tipo de sistema, como a realização de análises de custos e resultados com seguidores de um e dois eixos. Esta análise complementaria o estudo já realizado. Sistemas com seguidores podem representar significativas mudanças na área utilizada pelo parque, na sua produção anual, nos seus custos iniciais e de manutenção e conseqüentemente, nos seus resultados económicos.

Uma alternativa mais simples de modificação deste projeto e que pode apresentar ganhos significativos na otimização da ocupação do terreno com painéis orientados a sul é a redução da inclinação dos painéis, mesmo que haja uma perda na energia produzida por módulo, é possível que essa perda seja compensada pela melhor utilização do espaço disponível.

Outra melhoria neste trabalho seria estudar a utilização de baterias com grandes capacidades de armazenamento em parques fotovoltaicos, pois essa é uma alternativa cada vez mais viável de ser implementada com a progressiva queda no custo de produção destes equipamentos. O armazenamento em baterias para vender a energia quando os valores pagos são mais altos é uma excelente alternativa em mercados nos quais a oferta de energia está demasiadamente concentrada em alguns períodos do dia nos quais a demanda pode não ser tão elevada.

Embora este trabalho apresente os principais aspetos de um projeto fotovoltaico, a atividade prática de construção de um parque fotovoltaico abrange muitos outros aspetos que não foram possíveis de serem abordados aqui, desde protocolos de comunicação entre equipamentos, até o material específico a ser utilizado na construção dos postos de transformação. Portanto, há diversas análises que poderiam complementar e aprofundar os estudos aqui realizados.

REFERÊNCIAS

- Araújo, G. P., Ramanauskas, L. F. C., Zanesco, I., & Moehlecke, A. (2018). *Comparação e Análise de Módulos Fotovoltaicos com Células de Silício Cristalino*. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. https://repositorio.pucrs.br/dspace/bitstream/10923/12374/2/Comparacao_e_analise_de_modulos_fotovoltaicos_com_celulas_de_silicio_cristalino.pdf
- Armstrong, A., Ostle, N. J., & Whitaker, J. (2016). *Solar Park Microclimate and Vegetation Management Effects on Grassland Carbon Cycling*. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/11/7/074016/pdf>
- Barbosa, E. R., Faria, M. S. F., & Gontijo, F. B. (2018). *Influência da Sujeira na Geração Fotovoltaica*. Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS. <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/655/655>
- Barrigio, L. M. (2016). *Representação Matemática do Espectro de Luz Visível*. <https://www.bdttd.uerj.br:8443/handle/1/4883>
- Barron-Gafford, G. A., Minor, R. L., Allen, N. A., Cronin, A. D., Brooks, A. E., & Pavao-Zuckerman, M. A. (2016). *The Photovoltaic Heat Island Effect: Larger solar power plants increase local temperatures*. Scientific Report 6, 35070. <https://doi.org/10.1038/srep35070>
- Caiado. (2021). *Catálogo de Cabos de Baixa e Média Tensão*. <https://www.caiado.pt/images/uploaded/CatalogosCaiado/catalogo-general-cable-baixa-media-tensao.pdf>
- Carneiro, J. (2010). *Semicondutores - Modelo Matemático da Célula Fotovoltaica*. Universidade do Minho. https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16960/1/Semicondutores_Modelo%20matem%20c3%a1tico%20da%20c%20a9lula%20fotovoltaica.pdf
- Castro, R. M. G. (2002). *Introdução à Energia Fotovoltaica*. Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa.
- DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia (2000). *Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão*.
- Diniz, L. M. (2018). *Influência do Tratamento Térmico na Vida em Fadiga De Fios De Alumínio*. Universidade de Brasília. <http://repositorio.unb.br/handle/10482/34979>
- Efacec. *Produtos, EFASOLAR 1000*. <https://www.efacec.pt/produtos/efasolar-1000/>

- European Commission. (2022). *JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- Fatet, J. (2005). *Les Recherches d'Edmond Becquerel sur la Nature de la Lumière Entre 1839 et 1843, Histoire d'une Interaction Réussie Entre Science et Photographie*. Hal.science. <https://hal.science/tel-01164450>
- Fegime (2024). Catálogo de Cabos. https://www.fegime.pt/images/uploaded/Catalogos/TopCable_General_ES_9010010222_01_2024.pdf
- Ferreira, E. C. A. (2016). *Micro Geração Fotovoltaica no Ceará: Análise de Viabilidade Técnico-econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede de Distribuição da Coelce*. <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/35595>
- Ferreira, Ricardo (2008). *Painéis Fotovoltaicos - Modelo teórico*. https://paginas.fe.up.pt/~ee03195/Carro_Solar/PaineisModeloTeorico.html
- Fimer (2021). *Inversores Centrais, PVS980-58 2MVA*. <https://www.fimer.com/pt/pvs980/pvs980-58-2mva>
- GmbH, V. S. (2024). *PV*SOL*. Pvsol.software. <https://pvsol.software/en/>
- Hanusa, T. P. (2015). *Solar Energy and Photovoltaics, The Lightest Metals: Science and technology from lithium to calcium*. John Wiley & Sons Ltd. https://books.google.pt/books?id=GufGBwAAQBAJ&printsec=frontcover&hl=pt-PT&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false
- Hopewind. *Produtos, Inversor Solar, Central, HPSP0500 / HPSP0630 / HPSP0800-CC*. <https://pt.hopewind.com/productstype/inversor-central?md=2>
- Idealista. (2024). *Home page*. <https://www.idealista.pt/>
- Instituto Nacional de Estatística (2023). *Índice de Preços no consumidor*. https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_main
- JA Solar. *Módulos fotovoltaicos, Série DeepBlue 3.0*. <https://www.jasolar.com/>
- Jinko Solar. (2020). *Downloads, Datasheets, Tiger Pro Series*. <https://www.jinkosolar.com/en/site/dwparametere>
- Mellit, A.; Kalogirou, S. (2022). *Handbook of Artificial Intelligence Techniques in Photovoltaic Systems*. Elsevier Ltd. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/photovoltaic-effect>
- Moreira, M. (2014). *A Microgeração Fotovoltaica no Futuro do Autoconsumo*. Instituto Superior Politécnico Gaya. <https://comum.rcaap.pt/bitstream/10400.26/13630/1/p-4.pdf>

- Morgado, J. M. F. & Charas, A. M. M. (2008). *Breve História da Energia Solar*. <https://web.ist.utl.pt/palmira/solar.html>
- Neves, Guilherme M. (2016). *Influência do Espectro de Radiação Solar em Módulos Fotovoltaicos*. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. <http://mtc-m21b.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m21b/2016/05.05.20.52/doc/publicacao.pdf>
- Pestana, Leonel I. A. (2017). *Estudo do Recurso Solar Fotovoltaico: Previsão e dimensionamento de um parque fotovoltaico de média potência*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Risen Energy. *Module Series, PERC Titan Module*. <https://en.risenenergy.com/assembly/perc>
- Sekiya, M., & Yamasaki, M. (2014). *Antoine Henri Becquerel (1852–1908): A scientist who endeavored to discover natural radioactivity*. *Radiological Physics and Technology*, 8(1), 1–3. <https://doi.org/10.1007/s12194-014-0292-z>
- SEM TRANSFORMATOR. *Produtos, Transformador de Tipo Especial*. <https://semtransformator.com.tr/>
- Silva, M. M., Almeida, M. V., Pieretti, R. F., Guedes, K., & Reis, B. L. (2019). *Viabilidade Econômica da Implantação de um Sistema de Energia Solar Fotovoltaica em uma Indústria Alimentícia*. *Revista Brasileira de Engenharia de Produção*. <https://periodicos.ufes.br/bjpe/article/view/27233/18588>
- Solenergy Systems Inc. (2016). *Edmond Becquerel: The man behind solar panels*. <https://solenergy.com.ph/solar-panel-philippines-edmond-becquerel/>
- Souza, G. R. & Penha, R. S. (2020). *Viabilidade Econômica de um Projeto de Investimento de Energia Fotovoltaica*. <https://revistas.fucamp.edu.br/index.php/ragc/article/view/2076>
- Souza, M., & Vega, V. (2021). *Ciclo de Vida de Módulos Fotovoltaicos: Análise de fatores que interferem na vida útil do módulo*. Escola de Engenharia Mackenzie. <https://adelpa-api.mackenzie.br/server/api/core/bitstreams/b7169c5b-4ea2-46dd-a12b-3f50d7ae665d/content>



EQUIPAMENTOS



EFASOLAR 1000

The EFASOLAR 1000 is a 1 MVA solar inverter suitable for utility scale power plants with centralized architecture.

The EFASOLAR 1000 has integrated an advanced control module with remote power controllability modes and grid support features that guarantees an excellent performance and authentic grid dispatch integration.

Customer Benefits

- 1 MVA solar inverter at 50 °C
- Maximum efficiency with harsh conditions
- High availability and reliability
- DC & AC protection
- Extended support using Efacec international structure

Key Benefits

- Designed for utility scale project
- Configurable DC inputs with current measurement
- Reactive power compensation at night
- Grid dispatch integration
- All protective devices and features included

Main Features



Grid Support

- Q, P control inbuilt
- Grid support features
- Grid code compliance
- IEC 62116, BDEW standards
- LVRT capability



Compact Design

- Optimized for PVStation
- Front access for enhanced O&M
- Robust design
- 600 mm depth
- Fast & easy field installation



PV Interface

- Wide MPPT range
- Input voltage up to 1000 V
- Configurable DC inputs
- Fuse protected
- Individual current measurements



Reliability Focus

- Extended temperature range
- High quality components
- Fast & easy replacement
- Fast troubleshooting
- Kaizen manufacturing



Power Plant Controller

- Dynamic P, Q control modes
- Grid dispatch integration
- Open communication protocol
- HMI remote access
- Integration in monitoring software solutions



After Sales

- Warranty extension options
- Service & availability contracts
- Customer service portal & hotline
- Extended support using Efacec international structure



Technical Data

EFASOLAR¹⁰⁰⁰

Electrical	
Input	
Maximum power	1400 kW
Minimum voltage	595 V
Maximum voltage	1000 V
MPPT range	595 V - 850 V
Maximum current	1900 A
Number of independent MPP inputs	1
Number of DC inputs ¹	6 inputs equipped with fuses
Output	
Rated power (25 °C / 50 °C)	1100 kVA / 1000 kVA
Rated voltage ²	405 V
Rated current	1426 A
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Maximum current	1570 A
THD	< 3%
Power factor ³ /Displacement power factor ⁴	1,0 / 0,8 inductive to 0,8 capacitive
Required grid type	IT grid
Isolation transformer	No
Efficiency	
Maximum ⁵	98,7%
Euro-efficiency ⁵	98,5%
CEC efficiency ⁵	98,6%
Protective devices	
DC disconnect device	Motor-drive switch disconnecter
AC disconnect device	Circuit breaker
DC overvoltage protection	Type II surge arrester
AC overvoltage protection	Type I surge arrester
Auxiliaries overvoltage protection	Type II surge arrester
Ground fault monitoring	•
Overvoltage	•
Undervoltage	•
Overfrequency	•
Underfrequency	•
Anti-islanding	•
Reverse polarization	•
Short circuit on the output	•
Overtemperature	•
Asymmetrical current	•
General data	
Ambient temperature	-10 °C ... +50 °C / +14 °F ... +122 °F
Max. permissible value for relative humidity (noncondensing)	15% ... 95%
Cooling concept	Air forced cooling
Auxiliaries power supply	230 V
Max. self-consumption (operation) / self-consumption (night)	1300 W / <85 W
Color	RAL 7035
Altitude for rated conditions / Maximum operating altitude above sea level ⁶	1000 m / 3000 m
Dimensions (WxDxH)	2200 x 610 x 2000 mm / 86,6 x 24 x 78,7"
Weight	1800 kg / 3968 lb
Protection degree	IP20 / NEMA 2
Protective class	I
Standards	
CE marking	Yes
Safety/EMC	EN 62109-1, EN 62109-2 / EN 61000-6-2, EN 61000-6-4
Grid interface	IEC 62116, BDEW, P.O. 12.3, Arrête 23-04-2008, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code
Interfaces	
Local Human Machine Interface	4.3" Color, touch screen
Remote interface	Web Virtual HMI
Communication protocols	Modbus TCP/RTU
Data storage	Datalogger
Optionals	
	Remote monitoring software
	Reactive energy compensation module
	Maintenance service
	Warranty extension

• Base feature

(1) Other configurations can be used.

(2) Other AC voltage, DC voltage and power classes can be configured.

(3) Power factor > 0,98 at rated output voltage and power lead > 15%.

(4) The adjustable range can be extended and other values can be configured.

(5) Efficiency measured without auxiliary power supply consumption and at input and output rated voltage.

(6) Please consult Efacec with the specific operating conditions in order to characterize an eventual derate with altitude.



Efacec Energia, Máquinas e Equipamentos Elétricos, S.A.

Rua Eng. Frederico Ulrich - Ap. 3078 | 4471-907 Moreira Maia | Portugal | Tel: +351 229 402 000 | Fax: +351 229 403 209 | inverters@efacec.com | solarinverters.efacec.com



mod: 0530411206C1

Due to our policy of continuous development, specifications may change without notice. Not valid as a contractual item.

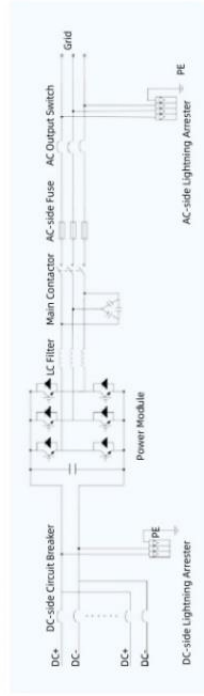
>> Central Inverter Solution (1100V)

Features

- Adapt to high altitude and low temperature environment
- Using film capacitor
- Background oscilloscope and fault recording function
- Fast tracing speed, high precision and wide range of MPPT technology
- Advanced anti-isolation technology through active and passive dual-detection
- Patented IGBT drive and ventilation design
- Computer debugging bracket and 220V socket as humanization design
- DC switch tripping protection by software control, ensure high automation and safe operation
- With convenient touch screen operation interface, monitoring system and a wide variety of communication interfaces
- With AC soft starts and AC/DC double power supply redundancy, the LVRT can be realized without using UPS or other outside auxiliary power supply
- The strong adaptability to power grid and powerful inhibition capability for harmonic wave of power grid and three phase imbalance as well as wide idle-regulating scope, fully guarantee the power generation quality
- IP55 outdoor type can be chosen, which doesn't required a extra container



Product Principle



Specifications (500kW/630kW/800kW/DC1100V)

Model	HPSP0500	HPSP0630	HPSP0800-CC
MPPT Voltage Range	500V - 900V	525V - 900V	500V - 900V
Max. DC Voltage	1100V	1100V	1100V
Number of DC Inputs	8 Inputs	8 Inputs	12 Inputs
Max. String Current	160A	160A	160A
Rated Output Power	500kW	630kW	800kW
Max. Output Power	550kW	693kW	840kW
Rated Output Current	902A	1137A	1010A
Max. Output Current	993A	1250A	1111A
Rated Output Voltage	320V	320V	360V
Operating Voltage Range	256V - 368V	256V - 368V	288V - 414V
Rated Grid Frequency	50Hz / 60Hz	50Hz / 60Hz	50Hz / 60Hz
Operating Frequency Range	±3Hz	±3Hz	±3Hz
THD	<3% (Rated Power)	<3% (Rated Power)	<3% (Rated Power)
DC Current Component	<0.5% (Rated Output Current)	<0.5% (Rated Output Current)	<0.5% (Rated Output Current)
Power Factor	0.9(ms.) to 0.9(cap.)	0.9(ms.) to 0.9(cap.)	0.95(ind.) to 0.95(cap.)
Max. Efficiency	99.02%	99.01%	99.03%
European Efficiency	98.3%	98.3%	98.4%
Standby Power Consumption	<50W	<50W	<50W
Cooling System	Forced Air-cooling	Forced Air-cooling	Forced Air-cooling
Protection Level	P20 (Indoor) / IP54 (Outdoor)	P20 (Indoor) / IP54 (Outdoor)	P20 (Indoor) / IP54 (Outdoor)
Operating Temperature Range	-40°C - +55°C (Operation with derating above 40°C)	-40°C - +55°C (Operation with derating above 40°C)	-40°C - +55°C (Operation with derating above 40°C)
Storage Temperature Range	-40°C - +70°C	-40°C - +70°C	-40°C - +70°C
Operating Altitude ^①	≤5000m (Operation with derating above 4000m)	≤5000m (Operation with derating above 4000m)	≤5000m (Operation with derating above 4000m)
Relative Humidity	5 - 95%, no condensation	5 - 95%, no condensation	5 - 95%, no condensation
LVRT	Zero voltage ride through is satisfied	Zero voltage ride through is satisfied	Zero voltage ride through is satisfied
Communication	RS485, Ethernet	RS485, Ethernet	RS485, Ethernet
Dimensions (W*H*D) ^②	1000*2150*800mm / 1120*2300*870mm	1000*2150*800mm / 1120*2300*870mm	1000*2150*800mm / 1120*2300*870mm
Weight	≤1000kg	≤1000kg	≤1000kg

① Please contact HOPEWIND for application over 3000m altitude.
 ② Dimension excludes screws, locks, etc..
 ③ The Vdc output can be customized



FIMER

Bidirectional converter PVS980-58BC

FIMER bidirectional converter, PVS980-58BC, is aimed at large-scale grid connected energy storage applications. The converters are available from 727 kVA up to 1045 kVA. PVS980-58BC bidirectional converter is based on the world's leading converter platform used also in FIMER solar inverters ensuring high performance, reliability and availability of global service support.

From 727 to 1045 kVA

Bidirectional converter - PVS980-58BC

World's leading converter platform

Like FIMER central inverters, the PVS980-58BC bidirectional converter has been developed on the basis of decades of experience in the industry and proven technology platform. Unrivalled expertise from the world's market and technology leader in frequency converters is the hallmark of the PVS980-58BC series.

PVS980-58BC bidirectional converter from FIMER

FIMER PVS980-58BC bidirectional converters are ideal for multi-megawatt energy storage systems, providing maximum grid stability for power plants with intermittent energy sources. For power plants combining photovoltaics and energy storage, the common platform shared with PVS980-58BC bidirectional converter and PVS980-58BC central inverter brings synergies in both the availability of service and support personnel and the spare part logistics.

The high DC input voltage, high efficiency, proven components, compact and modular design and a host of life cycle services available ensure FIMER PVS980-58BC bidirectional converters provide a rapid return on investment.

Highlights

- High total performance
- Outstanding endurance for outdoor use
- Full four quadrant active power and reactive power support
- High DC input voltage up to 1500 V_{DC} for minimizing system cost
- Self-contained cooling system suitable for harsh environments
- Compact, modular product design
- Life cycle service and support through FIMER's extensive global service network

Technical data and type							
Product Type designation	PVS980-58BC -727KVA-E	PVS980-58BC -787KVA-F	PVS980-58BC -848KVA-G	PVS980-58BC -909KVA-I	PVS980-58BC -954KVA-J	PVS980-58BC -1000KVA-K	PVS980-58BC -1045KVA-L
Input (DC)							
Full power DC voltage range, (U _{DC}) a 50 °C ¹⁾	680 to 1100 V	737 to 1100 V	794 to 1100 V	850 to 1100 V	893 to 1100 V	935 to 1100 V	978 to 1100 V
DC voltage operating range, (U _{DC}) ¹⁾	680 to 1500 V	737 to 1500 V	794 to 1500 V	850 to 1500 V	893 to 1500 V	935 to 1500 V	978 to 1500 V
Maximum DC voltage (U _{max,DC})	1500 V	1500 V	1500 V	1500 V	1500 V	1500 V	1500 V
Maximum DC current (I _{max,DC}) at 35 °C	1200 A	1200 A	1200 A	1200 A	1200 A	1200 A	1200 A
Maximum DC current (I _{max,DC}) at 50 °C	1091 A	1091 A	1091 A	1091 A	1091 A	1091 A	1091 A
Number of DC inputs	6 inputs, as option 8, 12 inputs or 16 inputs (+/-) and DC input current measurement						
Max DC short circuit withstand	73 kApeak, 17 MA ² s, external aR fuses required between converter and BES						
DC grounding	Floating only						
DC surge arrester	Type 2 as standard. High Energy Type 1 as option						
DC disconnecter	as option						
Output (AC)							
Output power (S _{inv,AC}) at 50 °C	727 kVA	787 kVA	848 kVA	909 kVA	954 kVA	1000 kVA	1045 kVA
Nominal power (S _{N,AC}) at 35 °C	800 kVA	866 kVA	933 kVA	1000 kVA	1050 kVA	1100 kVA	1150 kVA
Maximum AC current (I _{max,AC}) at 50 °C	875 A	875 A	875 A	875 A	875 A	875 A	875 A
Maximum AC current (I _{max,AC}) at 35 °C	962 A	962 A	962 A	962 A	962 A	962 A	962 A
Nominal output voltage (U _{N,AC}) ³⁾	480 V	520 V	560 V	600 V	630 V	660 V	690 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ³⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Distribution network type	IT	IT	IT	IT	IT	IT	IT
Power factor	Four quadrant						
AC disconnecter / AC breaker	as option						
AC surge arrester	Type 2 as standard. High Energy Type 1 as option						
Efficiency							
Maximum ⁴⁾	98.6%	98.7%	98.7%	98.8%	98.8%	98.8%	98.8%
Auxiliary power consumption							
Max. own consumption in operation	≤ 1500 W	≤ 1500 W	≤ 1500 W	≤ 1500 W	≤ 1500 W	≤ 1500 W	≤ 1500 W
Standby operation consumption	≤ 235 W	≤ 235 W	≤ 235 W	≤ 235 W	≤ 235 W	≤ 235 W	≤ 235 W
Auxiliary voltage source	External, 1 phase auxiliary power input ⁵⁾						

1) Minimum DC (U_{DC,min}) for U_{inv,DC} and power factor=1. The minimum DC voltage depends on AC voltage and power factor. The AC dependency follows formula U_{DC,min} = U_{AC} * √2*1.002 with PF=1. Contact FIMER for more information.
2) ±10%

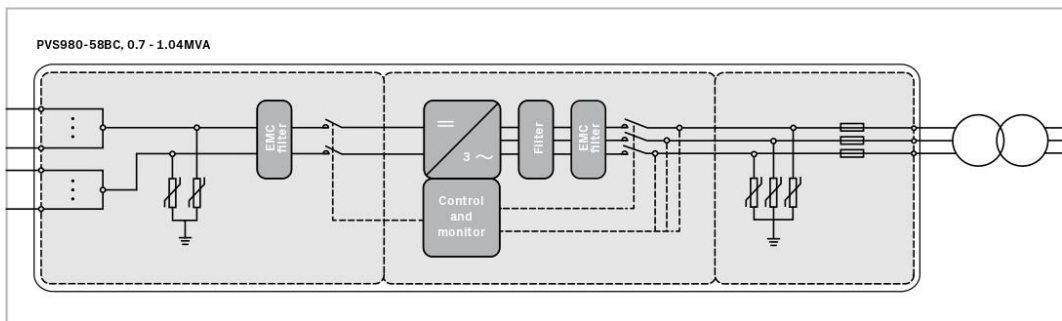
3) At nominal power
4) Without auxiliary power consumption at min U_{DC}
5) As option internal auxiliary power (internal transformer from inverter output)

Technical data and type							
Product Type designation	PVS980-58BC -727kVA-E	PVS980-58BC -787kVA-F	PVS980-58BC -848kVA-G	PVS980-58BC -909kVA-I	PVS980-58BC -954kVA-J	PVS980-58BC -1000kVA-K	PVS980-58BC -1045kVA-L
Dimensions and weight							
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	2181/2443/1522						
Weight appr.	2500 kg						
Environmental limits							
Degree of protection ⁶⁾	IP66/UL Type 3R						
Ambient temp. range (nom. ratings) ⁷⁾	-20 °C to +50 °C						
Maximum ambient temperature ⁸⁾	+60 °C						
Relative humidity	5% to 100%						
Maximum altitude (above sea level) ⁹⁾	4000 m						
Maximum noise level ¹⁰⁾	88 dBA						
Protection							
Ground fault monitoring	Yes						
Grid monitoring	Yes						
Anti-islanding	Yes						
DC reverse polarity	Yes						
AC/DC short circuit and overcurrent ¹¹⁾	Yes						
AC/DC overvoltage and temperature	Yes						
Energy Storage firmware							
PQ setpoints	Yes						
Start and stop sequence for battery energy storage system	Yes						
User Interface and communications							
Local user interface	Local control panel						
Analog inputs	2 as standard						
Digital inputs/relay outputs	7/1 as standard						
Fieldbus connectivity ¹²⁾	Modbus, Ethernet						
Product compliance ¹³⁾							
Safety and EMC	CE according to LV and EMC directives						
Certifications and approvals	IEC, CEA						
Grid support and grid functions	Reactive power compensation, Power reduction, LVRT, HVRT, FqRT, Anti-islanding						

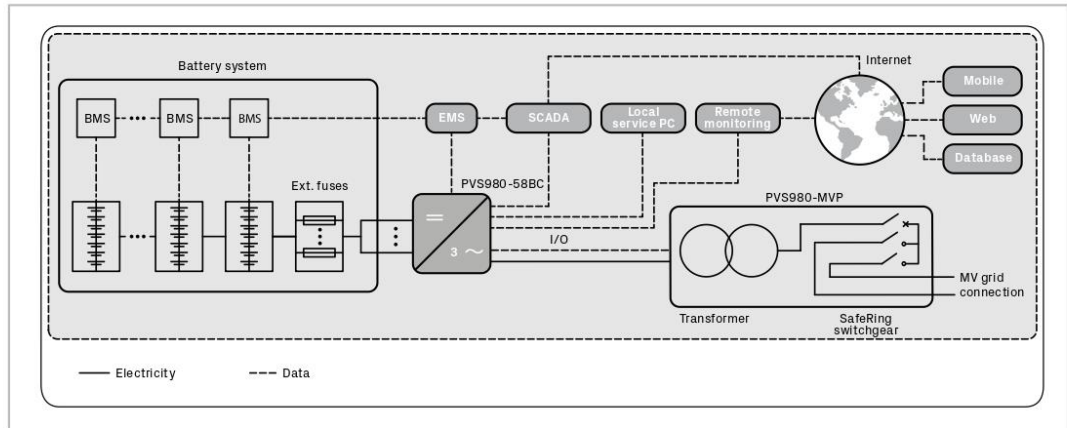
6) IP66 excluding under pressure testing, IP66 with under pressure
 7) -40 °C as option
 8) Power derating after 50 °C
 9) Derating above 1000 m, as option above 2000 m

10) At partial power typically < 75 dBA
 11) DC short circuit protection with external aR fuses
 12) More communication options as engineered option
 13) Approvals pending, contact FIMER for more information

PVS980-58BC bidirectional converter block diagram



Battery energy storage system example with FIMER PVS980-58BC bidirectional converter



Options

- AC breaker
- AC disconnecter switch
- DC disconnecter switch
- Heavy duty (Type 1) surge protection
- AC busbar interface
- Internal auxiliary power supply
- Fieldbus and Ethernet connections
- High altitude version
- Low temperature version
- Warranty extensions
- Converter care contracts

Related products

- Medium voltage station (transformer and switchgear) as outdoor or containerised solution
- Remote monitoring solutions

Support and service

FIMER supports its customers with a dedicated global service network and provides a complete range of life cycle services from installation and commissioning to preventative maintenance, spare parts, repairs and recycling.



For more information please contact your local FIMER representative or visit: fimer.com

We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. With regard to purchase orders, the agreed particulars shall prevail. FIMER does not accept any responsibility whatsoever for potential errors or possible lack of information in this document.

We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written consent of FIMER. Copyright © 2023 FIMER. All rights reserved.



PVS980-58BC bidirectional converter_EN REV. C 14-04.2020

Fonte: Fimer (2021). Inversores Centrais, PVS980-58 2MVA.
<https://www.fimer.com/pt/pvs980/pvs980-58-2mva>

www.jinkosolar.com



Tiger Pro 72HC

540-560 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



Longer Life-time Power Yield

0.55% annual power degradation and 25 year linear power warranty.



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.

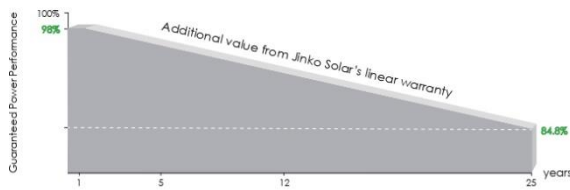


Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

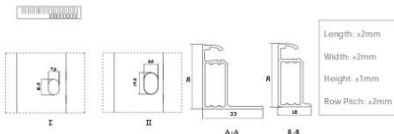
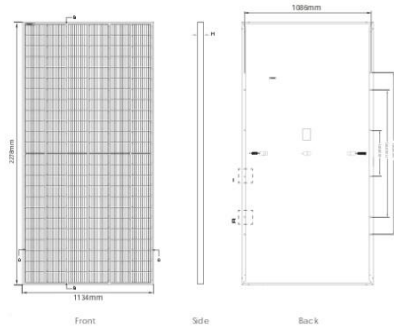


12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

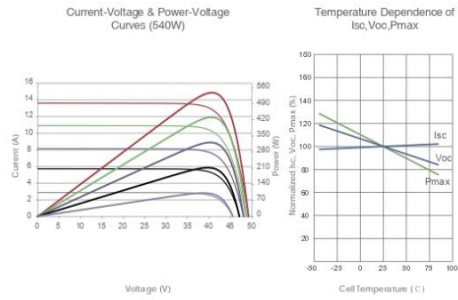
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM540M-72HL4		JKM545M-72HL4		JKM550M-72HL4		JKM555M-72HL4		JKM560M-72HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp	555Wp	413Wp	560Wp	417Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.70V	38.08V	40.80V	38.25V	40.90V	38.42V	40.99V	38.59V	41.09V	38.69V
Maximum Power Current (Imp)	13.27A	10.55A	13.36A	10.60A	13.45A	10.65A	13.54A	10.70A	13.63A	10.77A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.42V	46.65V	49.52V	46.74V	49.62V	46.84V	49.72V	46.93V	49.82V	47.02V
Short-circuit Current (Isc)	13.85A	11.19A	13.94A	11.26A	14.03A	11.33A	14.12A	11.40A	14.21A	11.48A
Module Efficiency STC (%)	20.90%		21.10%		21.29%		21.48%		21.68%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

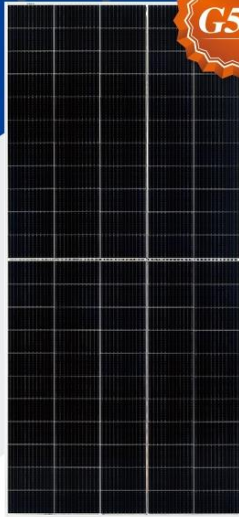
*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📏 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📏 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

©2022 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. JKM540-560M-72HL4-(V)-F3-EN

Fonte: Jinko Solar. (2020). Downloads, Datasheets, Tiger Pro Series. <https://www.jinkosolar.com/en/site/dwparameter>



**HIGH PERFORMANCE
MONOCRYSTALLINE PERC MODULE**



G5.6



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

RISEN ENERGY CO., LTD.

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



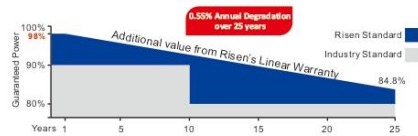
RSM110-8-530M-555M

110 CELL Mono PERC Module	530-555Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.2% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Industry leading lowest thermal co-efficient of power
- Industry leading 12 years product warranty
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive power tolerance of 0~+3%
- Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
- Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
- Comprehensive product and system certification
 - IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
 - ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY
12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty

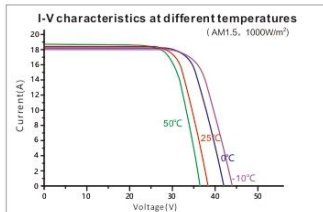
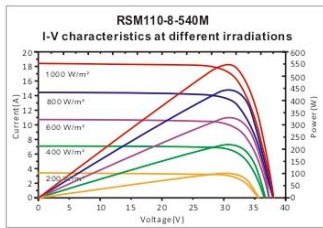
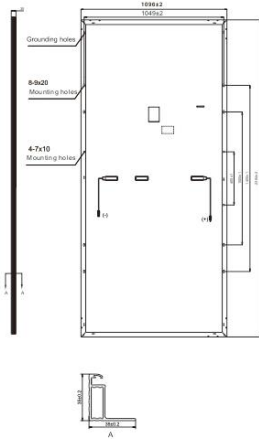


* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

THE POWER OF RISING VALUE



Dimensions of PV Module Unit: mm



Our Partners:

RSM110-M-12BB-EN-H1-2-2022

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM110-8-530M	RSM110-8-535M	RSM110-8-540M	RSM110-8-545M	RSM110-8-550M	RSM110-8-555M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	530	535	540	545	550	555
Open Circuit Voltage-Voc(V)	37.38	37.58	37.78	38.02	38.24	38.46
Short Circuit Current-Isc(A)	18.08	18.13	18.18	18.23	18.28	18.33
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	31.06	31.26	31.46	31.66	31.86	32.06
Maximum Power Current-Imp(A)	17.07	17.12	17.17	17.22	17.27	17.32
Module Efficiency (%) *	20.3	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM110-8-530M	RSM110-8-535M	RSM110-8-540M	RSM110-8-545M	RSM110-8-550M	RSM110-8-555M
Maximum Power-Pmax (Wp)	401.5	405.3	409.0	412.8	416.7	420.5
Open Circuit Voltage-Voc (V)	34.76	34.95	35.14	35.36	35.56	35.77
Short Circuit Current-Isc (A)	14.83	14.87	14.91	14.95	14.99	15.03
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	28.82	29.01	29.19	29.38	29.57	29.75
Maximum Power Current-Imp (A)	13.93	13.97	14.01	14.05	14.09	14.13

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

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	110 cells (5×11+5×11)
Module dimensions	2384×1096×35mm
Weight	29kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)/350mm, Negative(-)/230mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	620
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	20
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	2401×1115×1235
Box gross weight[kg]	950

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
 ©2022 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.
 No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

THE POWER OF RISING VALUE

Fonte: Risen Energy. *Module Series, PERC Titan Module.*

<https://en.risenenergy.com/assembly/perc>

Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Mono 550W MBB Bifacial Mono PERC Half-cell Double Glass Module
JAM72D30 525-550/MB Series

Introduction

Assembled with 11BB bifacial PERCUM cells and half-cell configuration, these double glass modules have the capability of converting the incident light from the rear side together with the front side into electricity, providing higher output power, lower temperature coefficient, less shading loss, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.

-  Higher output power
-  More reliable, more stable power generation
-  Less shading effect
-  Lower temperature coefficient

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 30-year linear power output warranty



Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval

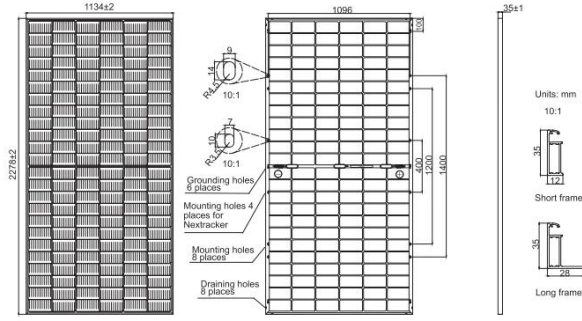


JA SOLAR

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



MECHANICAL DIAGRAMS



SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	31.6kg±3%
Dimensions	2278±2mm×1134±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	QC 4.10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1300mm(+)/1300mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 620pcs/40HQ Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D30 -525/MB	JAM72D30 -530/MB	JAM72D30 -535/MB	JAM72D30 -540/MB	JAM72D30 -545/MB	JAM72D30 -550/MB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Impp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_Isc)	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_Voc)	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(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 CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

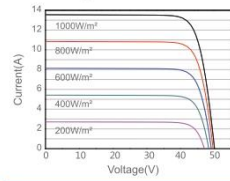
TYPE	JAM72D30 -525/MB	JAM72D30 -530/MB	JAM72D30 -535/MB	JAM72D30 -540/MB	JAM72D30 -545/MB	JAM72D30 -550/MB
Rated Max Power(Pmax) [W]	562	567	572	578	583	589
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.54	49.67	49.80	49.93	50.03	50.21
Max Power Voltage(Vmp) [V]	41.14	41.31	41.47	41.65	41.78	41.95
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.61	14.68	14.76	14.83	14.91	14.98
Max Power Current(Impp) [A]	13.65	13.73	13.80	13.88	13.95	14.03
Irradiation Ratio(rear/front)	10%					

OPERATING CONDITIONS

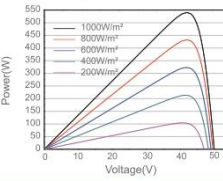
Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	70%±10%
Fire Performance	UL Type 29

CHARACTERISTICS

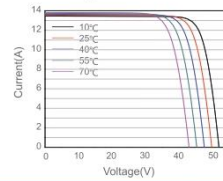
Current-Voltage Curve JAM72D30-540/MB




Power-Voltage Curve JAM72D30-540/MB



Current-Voltage Curve JAM72D30-540/MB



Fonte: JA Solar. Módulos fotovoltaicos, Série DeepBlue 3.0. <https://www.jasolar.com/>

		Technical Specifications		Doc No:	PF.13.04
				Publishing Date:	14.07.2014
				Revision:	0
				Date:	24.06.2022
1	Manufacturing Standards	IEC 60076-1			
2	Product Type	Hermetical Sealed Fully Filled Type			
3	Cooling Method	Corrugated Wall Type / ONAN			
4	Rated Power	kVA	2500 (1250 + 1250)		
5	Rated Voltages	HV / LV (kV)	15 / 0,66 - 0,66		
6	Tapping Range & No of Taps (HV, Off-Load Tap Changer)	5 taps	15,75 kV , 15,375 kV , 15 kV , 14,625 kV , 14,25 kV ,		
7	Number of phases	3			
8	Frequency	Hz	50		
9	Connection Group	Dyn11yn11			
10	No- Load Losses	W	1575		
11	Load Losses	W	18500		
12	Impedance Voltages (at 75 °C and nom. pos.)	%	5,5 ± 10%		
13	No- Load Current	%	2 ± %30		
14	Service Altitude	1000			
15	Max. Ambient Temperature	°C	40		
16	Temperature Rise				
	i)Windings	K	65		
	ii)Oil	K	60		
17	Core Type	Core - Cold Rolled Grain Oriented			
18	LV windings	Aluminium			
19	HV windings	Aluminium			
20	Tank cover	Bolted			
21	Transformer Dimensions				
	i)Width	mm	1180		
	ii)Length	mm	1840		
	iii)Height	mm	2260		
22	Transformer Weights				
	i) Total Weight	kg	5680		
	ii) Oil Weight	kg	1500		
	iii) Active Part Weight	kg	3190		
23	Short- Circuit Withstand Duration	s	2		
24	Insulation Levels				
	i)One Minute Power Frequency Withstand Voltage		HV 38 kV	LV 3 kV	
	ii)Lightning Impulse Withstand Voltage		95 kV	-	
25	Insulation Class	Class A			
26	Sound Level	dB	59		
Notes					
Losses are according to Tier-2					
Losses are according to Eco Norm tolerances (Po + 15%, Pk + 10%).					
Dimensions and weights are approximate.					
First filling of mineral oil as per IEC 60296.					
Painting is according to manufacturer standards. Without galvanizing end color:					
RAL 7035 Type of Painting C5-H					
HV Bushings are plug-in type. / LV Bushings are porcelain type.					
Accessories :					
Pressure Relief Device, Multifunctional Protection Relay, Thermometer Pocket, LV Cable Box, HV Cable Box, Electrostatic Shield, LV flags,					

Fonte: SEM TRANSFORMATOR. *Produtos, Transformador de Tipo Especial.*

<https://semtransformator.com.tr/>



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

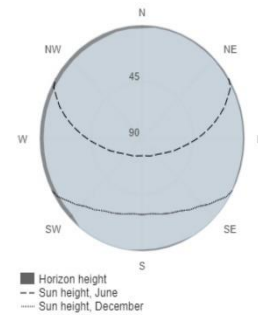
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 37.121,-8.318
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 7920 kWp
 System loss: 9.81 %

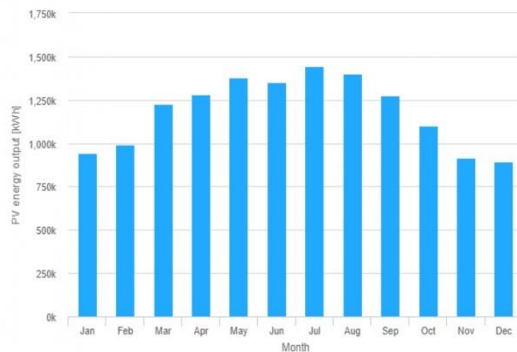
Simulation outputs

Slope angle: 30 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 14199107.66 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 2199.08 kWh/m²
 Year-to-year variability: 411910.47 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.66 %
 Spectral effects: 0.63 %
 Temperature and low irradiance: -7.72 %
 Total loss: -18.47 %

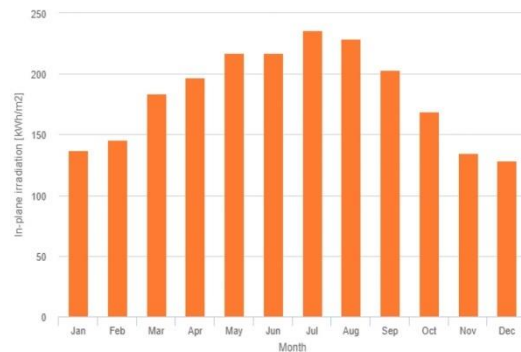
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	943624.037.1	151981.3	
February	991679.646.0	130000.5	
March	1226088.84.0	118102.1	
April	1280428.97.1	67233.2	
May	1378292.67.1	81153.5	
June	1349942.97.3	50425.4	
July	1444532.96.1	32888.1	
August	1403232.99.1	41048.4	
September	1275674.03.2	45930.4	
October	1099160.69.2	101259.7	
November	913262.234.8	102072.2	
December	893176.928.2	106561.6	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

PVGIS ©European Union, 2001-2024.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2024/09/22





PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

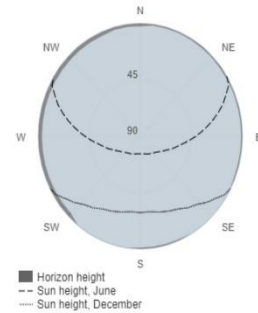
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 37.121,-8.318
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 5940 kWp
 System loss: 9.81 %

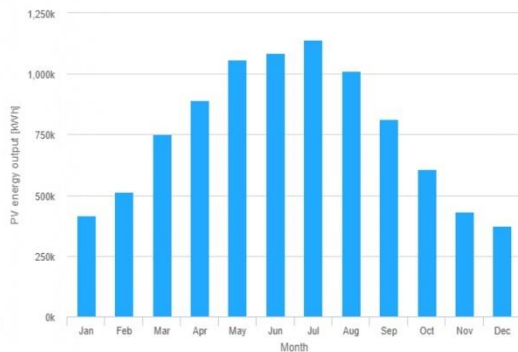
Simulation outputs

Slope angle: 10 °
 Azimuth angle: -90 °
 Yearly PV energy production: 9105187.8 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1894.81 kWh/m²
 Year-to-year variability: 207961.15 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.5 %
 Spectral effects: 0.47 %
 Temperature and low irradiance: -7.49 %
 Total loss: -19.1 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E _m	H(i) _m	SD _m
January	416730.83.9	51012.2	
February	515383.502.5	51971.2	
March	749881.249.8	65332.8	
April	893490.681.9	42908.0	
May	1060752.21.0	63090.6	
June	1088064.21.3	43025.1	
July	1142762.46.3	32235.2	
August	1014214.58.4	29957.0	
September	812509.571.4	27357.2	
October	606665.025.2	48712.3	
November	430433.97.4	36418.0	
December	374296.35.7	32358.5	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

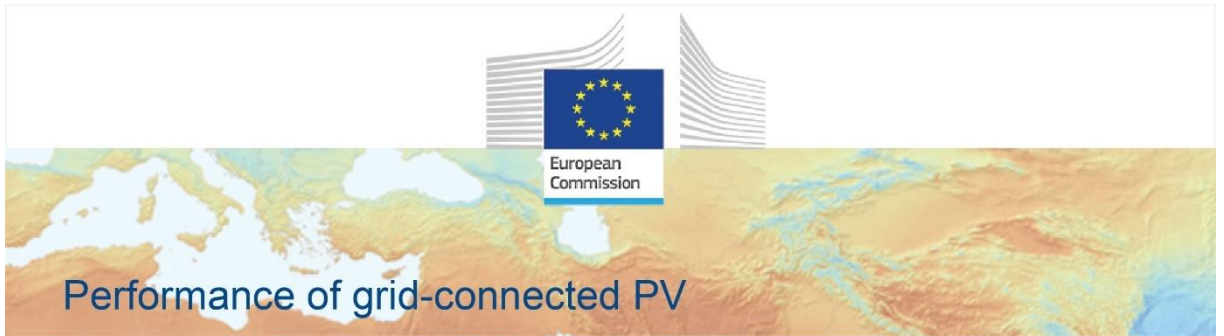
It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en



PVGIS ©European Union, 2001-2024.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2024/09/22



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

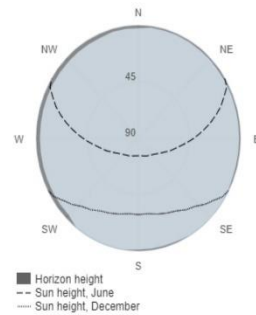
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 37.121,-8.318
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 5940 kWp
 System loss: 9.81 %

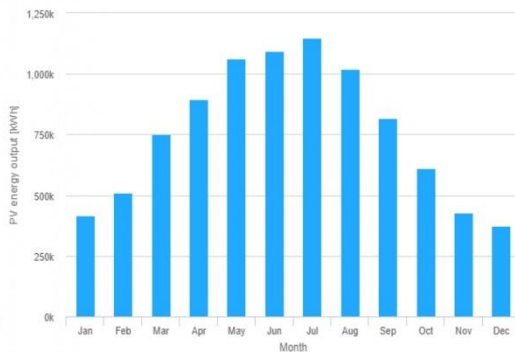
Simulation outputs

Slope angle: 10 °
 Azimuth angle: 90 °
 Yearly PV energy production: 9138451.21 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1906.2 kWh/m²
 Year-to-year variability: 195908.77 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.44 %
 Spectral effects: 0.47 %
 Temperature and low irradiance: -7.76 %
 Total loss: -19.29 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E _m	H(i) _m	SD _m
January	415644.84	4.0	52531.3
February	511774.90	2.0	53183.3
March	752278.25	0.7	57929.4
April	896915.38	2.9	44043.1
May	1064172.21	2.1	61057.8
June	1095892.53	3.3	42823.0
July	1150212.78	7.7	23191.8
August	1018442.20	1.1	29378.8
September	818797.87	3.0	24973.6
October	611810.32	6.6	42435.0
November	429268.87	3.3	35415.7
December	373224.25	6.6	31288.6

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
 It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.
 For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en



PVGIS ©European Union, 2001-2024.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2024/09/22



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

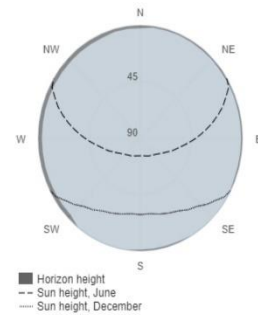
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 37.121,-8.318
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 11880 kWp
 System loss: 9.81 %

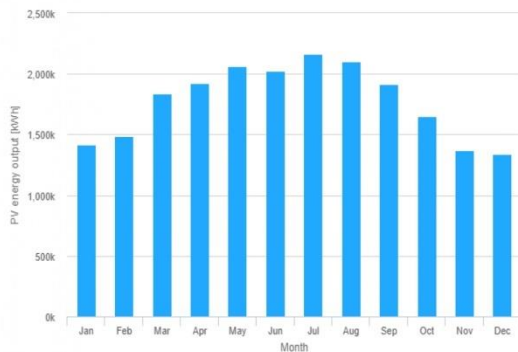
Simulation outputs

Slope angle: 30 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 21298661.5 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 2199.08 kWh/m²
 Year-to-year variability: 617865.70 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.66 %
 Spectral effects: 0.63 %
 Temperature and low irradiance: -7.72 %
 Total loss: -18.47 %

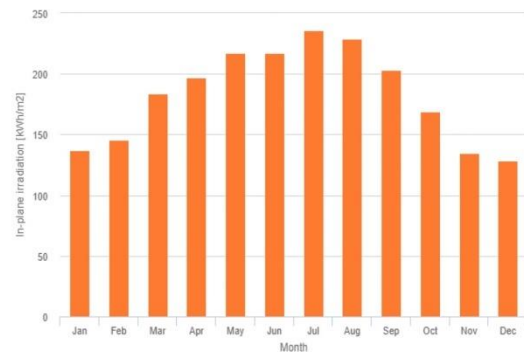
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	141543	137.1	227971.9
February	148751	146.0	195000.7
March	183913	184.0	177153.1
April	192063	197.1	100849.8
May	206743	217.1	121730.3
June	202492	217.3	75638.2
July	216680	236.1	49332.1
August	210485	229.1	61572.6
September	191351	203.2	68895.6
October	164874	189.2	151889.5
November	136989	144.8	153108.3
December	133976	128.2	159842.5

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
 It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.
 For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

PVGIS ©European Union, 2001-2024.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2024/09/22



Fonte: European Commission. (2022). *JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/