



Análise de Viabilidade de uma Instalação Fotovoltaica para Autoconsumo dos Serviços Auxiliares numa Subestação de um Parque Eólico

RÚBEN SANTOS FERNANDES

julho de 2024

POLITÉCNICO DO PORTO
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

**Análise de Viabilidade de uma
Instalação Fotovoltaica para
Autoconsumo dos Serviços Auxiliares
numa Subestação de um Parque Eólico**

Rúben Santos Fernandes

Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Área de Especialização em Sistemas e Planeamento Industrial



DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA
Instituto Superior de Engenharia do Porto

Julho, 2024

Esta dissertação satisfaz, parcialmente, os requisitos que constam da Ficha de Unidade Curricular de Tese/Dissertação, do 2º ano, do Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Área de Especialização em Sistemas e Planeamento Industrial.

Candidato: Rúben Santos Fernandes, N.º 1220211, 1220211@isep.ipp.pt

Orientação Científica: Américo Santos Neves, asn@isep.ipp.pt



DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA
Instituto Superior de Engenharia do Porto
Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200-072 Porto

Julho, 2024

"Não há limites para o que podemos alcançar quando a paixão e o conhecimento se encontram no caminho da inovação. . .

Agradecimentos

A realização desta dissertação culmina com o término deste mestrado que, ao longo destes dois anos, proporcionou um crescimento pessoal que de outra forma não teria sido possível. A ideia de escrever uma dissertação final de mestrado foi algo que em certos momentos pareceu inalcançável, no entanto, aqui estou.

É importante salientar que este percurso apenas foi possível devido ao apoio constante de várias pessoas que não posso deixar de mencionar.

Obrigado pai e mãe, por todo o apoio incondicional e por todo o sacrifício feito para o meu futuro ser o melhor possível.

Ao meu irmão, um obrigado por festejares todas as minhas vitórias como se fossem tuas. A tua boa disposição constante tornaram todos os momentos menos bons mais fáceis de ultrapassar.

À minha namorada, por ser um modelo de coragem, persistência e dedicação. Obrigado por em todos os momentos seres o pilar que faz com que todos os obstáculos se tornem em pequenas turbulências que rapidamente suavizam. Esta conquista é tão minha como tua.

Um obrigado em especial a ti Inês pelo incentivo a realizar este trabalho com rigor e por todo a ajuda que me proporcionaste. Obrigado também a ti Cardoso por todos os momentos passados e pela amizade incondicional que transmites.

A ti Paula, por sempre proporcionares as melhores condições possíveis para o meu futuro ser tão brilhante quanto possível. Obrigado pelo carinho, pelos conselhos valiosos e por todo o suporte.

Ao Eng.^o Nuno Ribeiro, colega, amigo e orientador de estágio, um grande obrigado por todos os conselhos práticos e suporte durante a escrita e desenvolvimento deste projeto. Ao Eng.^o Joel Teixeira, pelo apoio e sugestões cruciais, um grande obrigado também. Ao chefe de equipa, Eng.^o Nuno Fernandes, pela liderança inspiradora e pelas oportunidades de aprendizagem proporcionadas ao longo do percurso de estágio.

Não menos importante, o meu profundo agradecimento ao Professor Américo Santos Neves, cuja orientação e sabedoria foram essenciais para a conclusão deste trabalho.

Que este trabalho seja a prova que com determinação, apoio e perseverança, qualquer pessoa consegue alcançar até os objetivos que pareçam mais ambiciosos.

Resumo

O objetivo deste relatório é estudar a possibilidade de implementar um sistema de produção de energia fotovoltaica para suprir a dependência energética de fontes não renováveis dos serviços auxiliares de uma subestação de um parque eólico.

O estudo da solução terá como base o Parque Eólico de Douro Sul, nomeadamente o Subparque de Sernancelhe, onde se pretende apresentar o que poderá ser uma solução para tornar os serviços desta subestação sustentáveis. Considera-se também a possibilidade de escalar a implementação deste sistema em caso positivo de viabilidade nas restantes subestações implementadas em outros parques eólicos

A exposição do funcionamento da subestação, dos equipamentos e de todas as tecnologias que integram este sistema, bem como a compreensão dos conceitos associados à produção de energia e o *State of Art* da produção energética são essenciais para o objetivo da presente análise.

O investimento, o custo de implementação e o respetivo ROI (*Return on Investment*), irá depender do consumo dos serviços e da potência requerida. Estes montantes serão calculados de forma a que o retorno do investimento, a fim de ser viável, ocorra o mais rapidamente possível garantindo a eficiência e longevidade do projeto.

A legislação é analisada através dos regulamentos existentes onde é possível concluir o enquadramento legal para este tipo de instalação com objetivo de perceber se existe algum impedimento para a aplicação deste tipo de sistema e quais as regras a cumprir.

Neste sentido, e mediante todos os fatores que irão estudados, será possível concluir se a implementação de um sistema de produção de energia solar que forneça energia aos serviços auxiliares em subestações de parque eólicos será ou não viável.

Palavras-Chave: Serviços Auxiliares, Produção Fotovoltaica, Autoconsumo, Viabilidade, Return On Investment, Armazenamento.

Abstract

The aim of this report is to study the possibility of implementing a photovoltaic energy production system to offset the dependence on non-renewable energy sources of the auxiliary services of a wind farm substation.

Based on the Douro Sul Wind Farm, more precisely the Sernancelhe wind Farm, this study aims to present what could be a solution to make the services of this substation sustainable, with the possibility of scaling this method to other substations that meet all the necessary conditions.

The purpose of this analysis is to explain how the substation works, the equipment and all the technologies that make up this system, as well as to understand the concepts associated with energy production and the *State of Art* of this technology.

The investment, implementation cost and ROI (Return on Investment) will depend on the consumption of services and the power required. These amounts will be calculated so that the return on investment, in order to be viable, occurs as quickly as possible, guaranteeing the efficiency and longevity of the project.

Legislation is analyzed through existing regulations where it is possible to conclude the legal framework for this type of installation in order to understand if there are any impediments to the application of this type of system.

In this case, and with all the factors that will be studied, the possibility to conclude whether or not the implementation of a solar energy production system that supplies energy to auxiliary services in wind farm substations is feasible will be resolved.

Keywords: Auxiliary Services, Photovoltaic Production, Self-consumption, Feasibility, Return On Investment, Storage

Índice

Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xi
Lista de Acrónimos	xiii
Lista de Símbolos	xv
1 Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Definição do Problema e Objetivos	2
1.3 Organização do relatório	3
2 <i>State of Art</i> — Produção de Energia através de Painéis Fotovoltaicos	5
2.1 Energia Solar	5
2.1.1 Radiação	6
2.1.2 Inclinação	8
2.2 Energia Solar Térmica	9
2.2.1 Sistema Circulação Natural (Termofissão)	9
2.2.2 Sistema de Circulação Forçada	10
2.3 Energia Solar Fotovoltaica	11
2.3.1 Origem e evolução fotovoltaica	11
2.4 Tecnologias de Conversão	13
2.4.1 1. ^a Geração — Silício Cristalino	13
2.4.2 2. ^a Geração — <i>Thin Films</i>	14
2.4.3 3. ^a Geração — Células de alta eficiência, concentração solar	15
2.4.4 4. ^a Geração — Desenvolvimentos futuros	15
2.4.5 5. ^a Geração — Sustentabilidade	16
2.5 Fotovoltaico no Mundo	17
2.6 Fotovoltaico em Portugal	18
2.6.1 Objetivos	18
2.6.2 Evolução	19
2.7 Composição de um sistema fotovoltaico	20

2.7.1	Módulo	21
2.7.2	Célula	21
2.7.2.1	Células Monocristalinas	22
2.7.2.2	Células Policristalinas	23
2.7.2.3	Células Amorfas	23
2.7.3	Inversores	24
2.7.4	Armazenamento (Baterias)	24
2.7.4.1	Capacidade	25
2.7.4.2	Outros Parâmetros	25
2.8	Elaboração de um SPF	27
2.8.1	Integração das células	27
2.8.2	Capacidade de Produção	27
2.8.3	Potência a Instalar	27
2.8.4	Distância entre Painéis — Sombreamento	28
2.8.5	Escolha do Inversor	28
2.8.6	Dimensionamento das Baterias	29
2.8.7	Controladores de Carga	29
2.8.8	Suportes	29
2.9	Manutenção de um SPV	30
3	Enquadramento Legal	31
3.1	Enquadramento Legal da Produção Elétrica	31
3.2	Produção de Energia Elétrica	31
3.2.1	Produção Descentralizada (Autoconsumo)	32
3.3	Habilitações para instalação de UPAC	32
3.3.1	Procedimentos de licenciamento (controlo prévio)	33
3.4	Tarifas e Preços Regulados	33
4	Caso de Estudo	35
4.1	Local de Implementação	35
4.1.1	Arquitetura e Topografia	36
4.2	Necessidades Energéticas	37
4.3	Necessidades Energéticas Durante a Produção Solar	40
4.4	Sistemas de Simulação	42
4.5	Simulação em <i>Software</i>	42
4.5.1	Dados e tipos de sistemas	42
4.5.2	Introdução do consumo	43
4.6	Modelação	45
4.6.1	Definição geográfica	45
4.7	Equipamentos	47
4.7.1	Módulo escolhido	47

4.7.2	Implementação dos módulos	48
4.7.3	Inversor	49
4.8	Diagrama e Plantas	51
4.9	Parâmetros Financeiros	53
5	Análise de Resultados	55
5.1	Impacto Energético	55
5.1.1	Autoconsumo Direto	56
5.2	Balanço Financeiro	58
5.2.1	Índice de Rentabilidade	59
5.2.2	Valor Atualizado Líquido (VAL)	60
5.2.3	Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)	60
6	Conclusões	63
6.1	Trabalhos Futuros	64
	Referências	65
	Anexo A ANEXO 1	69
A.1	Esquema dos Serviços Auxiliares	69
	Anexo B ANEXO 2	71
B.1	Painel Solar	71
	Anexo C ANEXO 3	75
C.1	Inversor	75
	Anexo D ANEXO 4	79
D.1	Tarifas	79
	Anexo E ANEXO 5	81
E.1	Outros Dados do Relatório	81
	Anexo F ANEXO 6	85
F.1	Global Solar Atlas Report	85

Lista de Figuras

2.1	Contributo da Energia Renovável no Consumo de Energia Primária 2021, [5]	6
2.2	Piranómetro, [7]	7
2.3	Tipos de Radiação, [8]	7
2.4	Radiação Global (das 0 às 0 UTC) da rede de estações automáticas do IPMA no Continente, [9]	8
2.5	Inclinação verão VS inverno, [13]	9
2.6	Cobertura média solar de uma habitação [14]	9
2.7	Princípio de funcionamento de um sistema termossifão	10
2.8	Exemplo de dois sistemas de circulação forçada	11
2.9	Processo de Czochralski, [24]	13
2.10	Exemplos de Aplicação da Tecnologia de películas finas em diferentes contextos	14
2.11	Sistema de concentração fotovoltaica, [29]	15
2.12	Instalação <i>per capita</i> em 2022	17
2.13	Ranking da capacidade instalada do Mercado Mundial em 2022	18
2.14	Evolução da trajetória do uso de FER no consumo final vs Metas estabelecidas pela UE, [37]	19
2.15	Evolução da Potência Instalada em Portugal, [37]	19
2.16	Produção anual de energia elétrica com base em FER, em Portugal, [37]	20
2.17	Produção 2020 vs Produção 2021	20
2.18	Funcionamento do Sistema de Energia Solar Fotovoltaico, [40]	21
2.19	Exemplo de funcionamento de uma célula de silício [43]	22
2.20	Exemplo de célula monocristalina [43]	23
2.21	Exemplo de uma célula policristalina [43]	23
2.22	Evolução do DOD em função do número de ciclos da bateria [45]	26
2.23	Evolução do SOC [46]	26
2.24	Parâmetros a ter em conta entre painéis [48]	28
2.25	Acumulação de poeira num painel solar [51]	30
3.1	Exemplo de unidade de produção para autoconsumo	32

4.1	Localização da subestação do Subarque Eólico de Sernancelhe	36
4.2	Área da vertente voltada a nordeste	36
4.3	Área da vertente voltada a sudoeste	37
4.4	Distribuição do Consumo Diário	39
4.5	Distribuição do Consumo Anual	39
4.6	Distribuição do Consumo Mensal	40
4.7	Horas de exposição e elevação solar 4.7	41
4.8	Menu de tipo de sistema, clima e rede	43
4.9	Entrada de consumo anual	44
4.10	Distribuição de Consumo	44
4.11	Consumo anual	45
4.12	Implementação de cenário	45
4.13	Menu de simulação fotovoltaica	46
4.14	Definição da área útil	46
4.15	Caraterísticas do telhado	47
4.16	Risen RSM132-8-BDMG 655 W	48
4.17	Alçado sudoeste	49
4.18	Alçado nordeste	49
4.19	Inversor	50
4.20	Inversor presente na bolsa de equipamentos certificados	50
4.21	Inversor	50
4.22	Distribuição de <i>strings</i> por PMP	51
4.23	Diagrama de circuito	51
4.24	Planta da vertente nordeste	52
4.25	Planta da vertente sudoeste	52
4.26	Lista de equipamentos	52
4.27	Inserção de custos	54
5.1	Balanço de produção energética.	55
5.2	Cobertura do consumo.	56
5.3	Gráfico do fluxo energético	56
5.4	Utilização da energia.	57
5.5	Valor médio aritmético dos últimos 6 meses do ano de 2024 [55] . . .	57
5.6	Tabela do fluxo de caixa em 15 anos	58
5.7	Tabela do fluxo de caixa em 15 anos	59
5.8	Conclusões da análise financeira	59

Lista de Tabelas

2.1	Marcos históricos na evolução dos sistemas fotovoltaicos	12
2.2	Rendimentos das várias tecnologias de células	22
2.3	Capacidade de uma bateria vs Tempo de descarga [22]	25
2.4	Tipos de estruturas de suporte	30
3.1	Tarifa contratada BTE [54]	34
4.1	Lista de equipamentos	38
4.2	Previsão de fatura anual	40
4.3	Custo dos Equipamentos utilizados	53
5.1	Taxa Interna de Rentabilidade	61

Lista de Acrónimos

AIE	Agência Internacional de Energia
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DOD	<i>Depth of Discharge</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fontes de Energia Renovável
GEE	Gases com efeito de estufa
IPMA	Instituto Português do Mar e da Atmosfera
ISEP	Instituto Superior de Engenharia do Porto
MEEC	Mestrado em Engenharia Electrotécnica e Computadores
MIT	<i>Massachusetts Institute of Technology</i>
PNEC	Plano Nacional Integrado de Energia e Clima
PNEC 2030	Plano Nacional Integrado de Energia e Clima para o horizonte 2030
REA	Relatório do Estado do Ambiente
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
ROI	<i>Return on Investment</i>
RS	Radiação Solar
SA	Serviços Auxiliares
SCF	Sistema de Circulação Forçada
SCN	Sistema de Circulação Natural
SE	Sistemas Eléctricos

SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SNCA	Sistema nacional de áreas classificadas
SOC	<i>State of Charge</i>
SOH	<i>State of Health</i>
SPF	Sistema de Painéis Fotovoltaicos
SPI	Sistemas e Planeamento Industrial
UE	União Europeia
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo

Lista de Símbolos

Símbolo	Descrição	Unidades
C_n	Capacidade Nominal	A
f	Força	N
I_n	Intensidade de corrente de descarga constante	A
i	Corrente	A
M	Massa	kg
P	Potência	W
t_n	Tempo de descarga	A
x	Deslocamento	m
θ	Deslocamento angular	rad
ω	Velocidade angular	rad s ⁻¹

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

A crescente procura por energia renovável, bem com as preocupações ambientais, impulsionam a transição do consumo energético de combustíveis fósseis para Fontes de Energia Renovável (FER), mais ecológicas e autossustentáveis. Assim, as centrais de energia eólica são fundamentais na ramificação da produção energética e na diminuição de carbono na atmosfera.

Segundo o Relatório do Estado do Ambiente (REA), no ano de 2021, Portugal produziu 61% da energia elétrica por FER. Esta produção está repartida pelas componentes hídrica, eólica, fotovoltaica, geotérmica e biomassa, sendo 24.4% responsável pelo setor eólico.

A energia eólica é produzida através da conversão cinética do movimento das pás pelo vento. A conversão energética começa com as turbinas compostas pelas pás, rotor, *nacelle* com o gerador e a torre. Com a energia do vento, as pás movem-se fazendo girar o rotor que, à semelhança de um dínamo, faz com que esta energia cinética seja convertida pelo gerador em energia elétrica.

A energia gerada é conduzida para ser transformada em alta tensão, tornando o transporte mais eficaz. Esta transformação ocorre nas subestações presentes nos parques eólicos.

As subestações são elementos fundamentais na transmissão e distribuição de energia elétrica, uma vez que são responsáveis pela receção da energia, distribuição, controlo das turbinas e pela monitorização da produção dos parques eólicos.

Como tal, estas precisam de garantir o fornecimento contínuo de energia elétrica aos equipamentos de controlo e monitorização, mesmo em situações de falhas ou interrupções na rede.

Assim surgem os Serviços Auxiliares (SA) que são responsáveis por garantir o funcionamento contínuo do sistema. Os SA abrangem sistemas de controlo e proteção, equipamentos de supervisão e controlo de dados, sistemas de iluminação, deteção de fogo ou intrusos e de outras emergências.

Atualmente a alimentação dos SA é feita através da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). No entanto, a dependência da rede tem um custo elevado no fornecimento de energia elétrica aos SA

Como solução, a alternativa é estudar a possibilidade de implementar um sistema sustentável que irá gerar e fornecer a energia necessária e suprimir os problemas existentes.

Esta dissertação, realizada no âmbito do Mestrado em Engenharia Electrotécnica e Computadores (MEEC) — Sistemas e Planeamento Industrial (SPI), do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), visa estudar a viabilidade dos SA em locais de produção de energia elétrica, nomeadamente parques eólicos, bem como a possibilidade de se tornarem autossuficientes com recurso a Sistema de Painéis Fotovoltaicos (SPF).

Este estudo terá como referência a subestação do Subparque Eólico de Sernancelhe, tendo em conta as suas necessidades energéticas, o recurso solar (localização) e a capacidade financeira.

Obtendo-se um resultado pretendido, esta solução torna-se essencial na operação de sistemas de energia renovável, onde se produzirá energia de forma sustentável e todos os subsistemas integrantes conseguirem operar de forma independente e *clean*.

O estudo é crucial para determinar se a instalação destes sistemas de produção de energia solar desempenham um papel benéfico na promoção da sustentabilidade energética global e na consequente transformação energética.

1.2 Definição do Problema e Objetivos

Este estudo pretende averiguar a viabilidade da implementação de um SPF como fonte de produção energética para fornecer os SA de uma subestação de uma central eólica.

É importante também averiguar a possibilidade de assegurar a estabilidade dos Sistemas Elétricos (SE) e equipamentos, de modo a reduzir o impacto ambiental do recurso a outras fontes. Estes são também objetivos que motivam a pesquisa pela possibilidade desta abordagem.

Neste estudo, a subestação que servirá de base terá também importância para se verificar uma possível escalabilidade em caso de ser verificada viável.

O estudo de consumos e necessidades dos SA da subestação, a comparação com a simulação da produção energética e dimensionamento da infraestrutura a instalar irão ditar a viabilidade deste sistema a nível energético, económico e do impacto ambiental a longo prazo.

1.3 Organização do relatório

Excluindo o presente capítulo, esta dissertação é composta da seguinte forma:

- Capítulo 2 - Análise do *State of Art* da produção energética através de radiação solar, de métodos de conversão, equipamentos e diferentes tecnologias.
- Capítulo 3 - Introdução do enquadramento legal da produção da energia eléctrica.
- Capítulo 4 - Apresentação do caso de estudo escolhido para o desenvolvimento do projeto e a respetiva simulação.
- Capítulo 5 - Estudo da viabilidade.
- Capítulo 6 - Conclusões obtidas com a dissertação, breve crítica dos resultados e perspectivas futuras.

Capítulo 2

State of Art — Produção de Energia através de Painéis Fotovoltaicos

2.1 Energia Solar

A energia solar está relacionada com a capacidade do Sol provocar alterações físicas e químicas na atmosfera através da radiação que este emite. Com a produção de calor resultante desta energia realizam-se processos químicos como a fotossíntese ou a possibilidade de gerar eletricidade.

O Sol consegue exceder energeticamente as necessidades que o planeta exige atualmente e sendo otimizada é possível satisfazer também necessidades energéticas futuras.

É expectável que este espectro de energia se torne cada vez mais utilizado, não só por ser infindável, mas também pela sua componente não poluente em comparação a outros métodos de produção energética com recursos a combustíveis fósseis e poluentes.

Desta forma, a energia que o sol emite, por via da radiação, é convertida em energia solar térmica ou energia solar fotovoltaica, recorrendo a tecnologias de concentração solar (painéis solares)[1, 2, 3].

Este método de produção energética, totalizou 206 GW na Europa no ano de 2020. Em Portugal, segundo a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), a produção energética recorrendo à energia solar aumentou 1,28 GWh, com um total 3,52 GWh no ano de 2022. No ano de 2021, foi responsável por 32% da eletricidade consumida no país.

Na figura 2.1 é possível verificar a distribuição da energia através das diversas fontes renováveis que contribuem para o consumo energético. Nesta figura, na legenda, outros renováveis corresponde à tecnologia de energia solar. [4, 5].

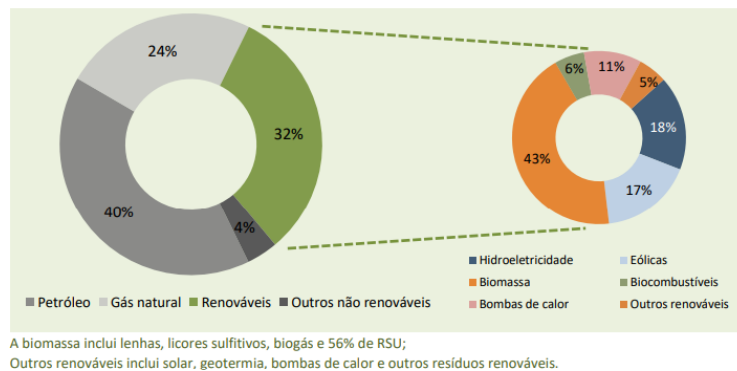


Figura 2.1: Contributo da Energia Renovável no Consumo de Energia Primária 2021, [5]

2.1.1 Radiação

A energia elétrica é obtida pela conversão direta da Radiação Solar (RS). Esta conversão é feita utilizando sistemas de painéis fotovoltaicos compostos por células que captam essa mesma radiação e, por isso, é importante compreender de que modo a radiação incidente nos painéis é essencial para a produção da energia.

A RS é a energia emitida pelo Sol que se propaga em todas as direções por meio de ondas eletromagnéticas. Esta é emitida pela superfície solar e determina a dinâmica dos processos atmosféricos e climatológicos. Também é responsável por determinadas circunstâncias quotidianas, como a fotossíntese, a manutenção de uma temperatura compatível com a vida e a formação do vento.

Esta radiação sofre um processo de enfraquecimento na atmosfera devido à presença de nuvens e à absorção por moléculas de gases ou de partículas em suspensão. Após passar pela atmosfera, a RS alcança a superfície terrestre oceânica e continental, sendo refletida ou absorvida.

A RS é medida por um sensor de radiação ou piranómetro [2.2], sendo a unidade de medida o W/m^2 [2, 6, 1].

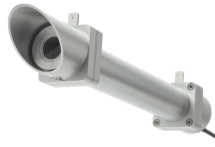


Figura 2.2: Piranómetro, [7]

Existem três tipos de radiação [1] [2.3]:

- Radiação Direta: não sofre nenhum tipo de alteração até chegar à superfície terrestre;
- Radiação Difusa: recebida indiretamente, resultando da difração que ocorre nas nuvens, ou poeiras em suspensão na atmosfera;
- Radiação Refletida: resta da reflexão na superfície terrestre.

Na figura 2.3 está figurado de que modo atuam estes tipos de radiação.

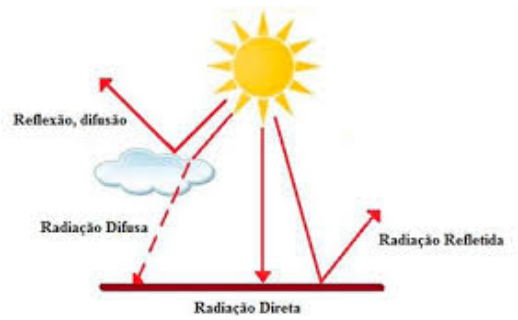


Figura 2.3: Tipos de Radiação, [8]

Felizmente, Portugal encontra-se privilegiado pela exposição solar, e segundo o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA) conta com a seguinte distribuição de radiação solar, como podemos verificar na figura 2.4, que demonstra a média anual de radiação entre os anos de 2004 e 2010 [9]:

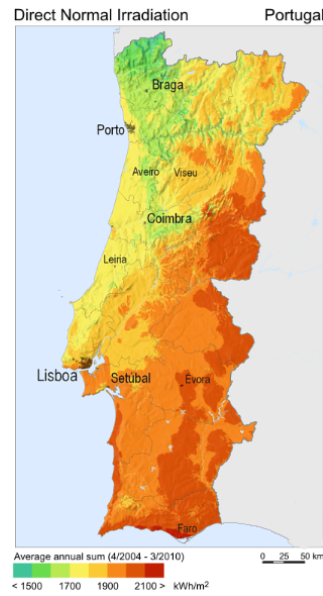


Figura 2.4: Radiação Global (das 0 às 0 UTC) da rede de estações automáticas do IPMA no Continente, [9]

2.1.2 Inclinação

A orientação dos painéis solares deve garantir o máximo de exposição solar possível. De uma forma geral, mas não obrigatória, a melhor exposição será obtida caso o SPF esteja voltado para sul quando presente no equador norte. Também é possível que se verifique o inverso, ou seja, quando o SPF está implementado no equador sul, este deve estar voltado para norte de modo a obter o máximo de exposição solar possível.

Relativamente ao grau de inclinação favorável, recorre-se a cálculos para o determinar. O cálculo da inclinação(β) baseia-se na latitude (ϕ) e no declive (δ) do local onde o painel é colocado e com estes dados obtemos a fórmula 2.1 [10, 11]:

$$\beta = \phi - \delta \quad (2.1)$$

Outro método menos exigente consiste em regular a inclinação do painel com base na latitude(ϕ) do local em questão. Desta forma, para se obter a inclinação ideal, altera-se o grau de declive da seguinte forma (relativamente à latitude) como se verifica na figura 2.5 [11, 12] :

- Inclinação ideal no verão: $\phi - 15^\circ$
- Inclinação ideal no inverno: $\phi + 15^\circ$

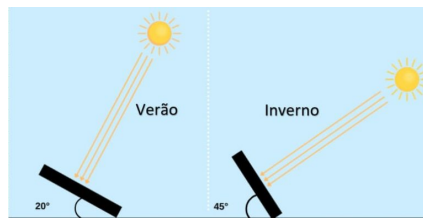


Figura 2.5: Inclinação verão VS inverno, [13]

2.2 Energia Solar Térmica

A energia solar térmica é uma tecnologia de concentração solar que não só reduz emissões de gases poluentes, mas também é responsável pela produção de energia elétrica. Este tipo de tecnologia atua eficazmente no arrefecimento e aquecimento de vários setores industriais e ambientes domésticos.

Os sistemas solares térmicos atuam no aquecimento, bem como no fornecimento de água quente, cuja utilização representa cerca de 46% do consumo energético doméstico na Europa. Atualmente, em Portugal, o aquecimento de água e climatização são responsáveis por 66% da energia consumida nas habitações. Os sistemas de climatização e aquecimento de água eficientes são essenciais para a estabilidade económica de uma habitação onde, ao substituir sistemas antigos por este tipo de tecnologia, se pode conseguir uma poupança de cerca de 25% face a métodos que utilizam outro tipo de recursos [14, 3].

Desta forma, e graças à boa exposição solar média das habitações em Portugal, é possível produzir energia renovável utilizada para estes fins, contribuindo para uma melhor gestão climatérica [3]. Na figura 2.6 podemos verificar a percentagem de cobertura média de uma habitação em Portugal.

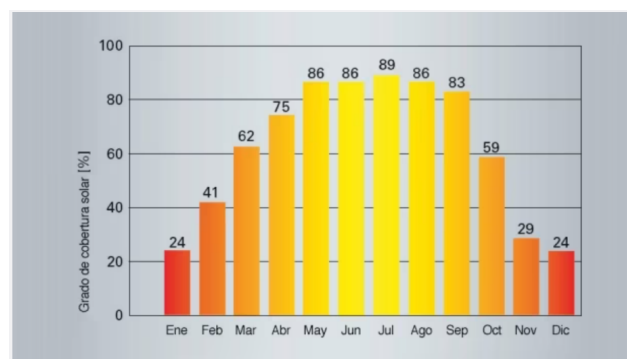


Figura 2.6: Cobertura média solar de uma habitação [14]

2.2.1 Sistema Circulação Natural (Termofissão)

O Sistema de Circulação Natural (SCN), também conhecido por termofissão, é usado para o aquecimento de águas sanitárias em instalações menos complexas, uma vez

que possui limitações na capacidade de armazenamento e a nível da produtividade solar[15].

Ao incidir no painel, a radiação faz com que um fluido presente no mesmo percorra a serpentina primária, aumentando a temperatura. Por sua vez, este líquido fica menos denso, favorecendo a sua deslocação de forma mais natural (circulação natural). Ao diminuir a densidade, o fluido desloca-se para o acumulador, fazendo com que o líquido presente mais frio se desloque novamente para o painel[16].

O fluido que ascende ao atingir o permutador do acumulador, aquece a água que está no interior do mesmo. Esta deslocação de fluido é tanto maior quanto a radiação solar captada pelo painel, isto é, se houver mais radiação, a circulação do fluido ocorre com maior frequência. Quando não existe radiação, não se dá esta movimentação [16]. Na figura 2.7 podemos verificar um exemplo de funcionamento desta tecnologia.

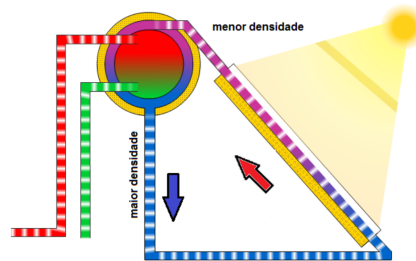


Figura 2.7: Princípio de funcionamento de um sistema termossifão

2.2.2 Sistema de Circulação Forçada

À semelhança do SCN, no Sistema de Circulação Forçada (SCF) a energia circula via fluido térmico entre o coletor e o acumulador, porém, ao contrário de sistemas de termofissão, esta circulação é feita recorrendo a uma bomba circuladora. Deste modo, é possível aquecer um maior volume de água [16].

O SCF é mais exigente pelo facto de envolver mais materiais e componentes. Neste caso, o acumulador pode estar situado no interior da habitação numa posição abaixo dos painéis, ao contrário do SCN, onde os acumuladores necessitam de estar superiores aos coletores de energia. É mais exigente também pelo facto de serem necessários cálculos para dimensionar a bomba circuladora, tendo em conta a tubagem de instalação e sistemas hidráulicos [16].

A existência de diferenças térmicas entre o fluido e a água presente na parte inferior do acumulador faz com que o controlador do sistema forneça energia à bomba e a circulação do fluido aconteça de forma semelhante ao sistema de circulação natural [16]. Na figura 2.8 podemos verificar, também, o método de funcionamento desta tecnologia.

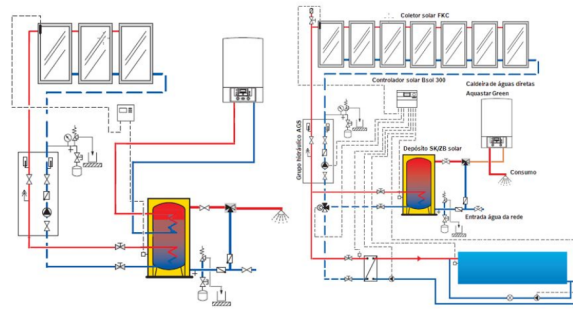


Figura 2.8: Exemplo de dois sistemas de circulação forçada

2.3 Energia Solar Fotovoltaica

No atual contexto ambiental, o aumento da preocupação pelo estado ecológico do planeta, faz com que os SPF ganhem cada vez mais notoriedade, sendo fundamentais para gerar energia limpa.

A descoberta da conversão de radiação solar em energia é uma inovação cada vez mais importante para a diminuição do consumo energético proveniente de fontes fósseis, ajudando a mitigar os problemas de emissões de gases poluentes das mesmas [17, 2].

A constante adaptação e inovação dos SPF através de estudos, testes e pesquisas garante que estes se tornem cada vez mais eficientes e economicamente viáveis. Como exemplo desse estudo constante, surge o projeto desenvolvido no *Massachusetts Institute of Technology* (MIT), onde uma equipa da universidade norte-americana trabalha num projeto para transformar a energia solar em calor e transformar novamente o calor em luz. [18].

A versatilidade da instalação garante que os SPF possam ser implementados na maioria das instalações, quer sejam residências, fábricas ou parques solares.

No centro desta revolução energética surge a constante descoberta por materiais, *design* dos SPF e métodos de conversão, aumentando a fiabilidade e viabilidade económica, e tornando esta opção cada vez mais monetariamente cativante [2].

2.3.1 Origem e evolução fotovoltaica

Em 1839, Alexander Edmond Becquerel (1820 – 1891), um físico francês, descobriu o efeito fotovoltaico ao fazer experiências com um eletrodo sólido numa solução eletrolítica. Como tal, o efeito fotovoltaico é por vezes designado Efeito Becquerel [19].

O americano Charles Edgar Fritts, em 1883, constrói o primeiro módulo solar. Ao revestir com selénio uma placa de cobre, colocando por cima uma camada fina de folha de ouro, Fritts relata uma produção de corrente contínua que era sensível à

luz do dia e também à luz das velas. O primeiro “real” módulo solar foi construído em 1883. Fritts relatou que o módulo produzia uma corrente constante e de força considerável.

Um dos painéis de Fritts foi enviado para Werner von Siemens, que ao ficar impressionado pelo seu trabalho, apresentou a sua inovação à *Royal Academy of Prussia*.

A primeira célula solar efetivamente prática foi desenvolvida por Gerald L. Pearson, Daryl M. Chapin e Calvin S. Fuller, trabalhadores da empresa *Bell Telephone Laboratories*. Estes conseguiram fazer a conversão energética com uma célula de selênio revestida de ouro, com uma eficiência de 6% que, em 1954, era a mesma que um motor a gasolina.

No ano de 1956, foram introduzidos no mercado os primeiros módulos solares. Estes módulos tinham um custo muito alto para as possibilidades da época, chegando a custar cerca de 300 dólares por *watt*. Na década de 70 este custo diminuiu para o valor de 20 dólares por *watt* graças a Dr. Elliot Berman, fundador da *Solar Power Corporation*. Este desenhou um módulo que, ao usar materiais menos dispendiosos, conseguiu trazer o preço para um patamar mais acessível [7, 20].

A tabela 2.1 refere os marcos mais importantes da história da inovação dos painéis solares [10, 21]:

Tabela 2.1: Marcos históricos na evolução dos sistemas fotovoltaicos

Ano	Marcos históricos
1839	E. Becquerel descobriu o efeito foto—galvânico em eletrólitos líquidos;
1883	C. Fritts construiu a primeira célula solar, utilizando películas de Se;
1905	A. Einstein publicou um artigo acerca do efeito fotoelétrico;
1954	Bell Labs criou as primeiras células FV com 6% de eficiência;
1966	NASA lança um observatório espacial com geração FV de 1 kW;
1970	E. Berman desenha células FV com custo consideravelmente mais reduzido;
1982	Na Califórnia é criada a primeira central FV de 1MW;
1985	As células de Si ultrapassam a marca dos 20% de eficiência;
1992	As células FV de película fina atingem os 15.9% de eficiência;
1999	A potência FV mundial acumulada atinge os 1000MW;
2002	A potência FV mundial acumulada atinge os 2000MW.

2.4 Tecnologias de Conversão

De uma forma geral, os SPF são constituídos pelos seguintes componentes: painel, cabos, inversores, suportes, reguladores e baterias se for o caso.

A conversão usual de energia tem por base o efeito fotovoltaico descoberto por Becquerel, porém, existem mais tecnologias que conseguem transformar energia solar em energia elétrica [22, 23].

2.4.1 1.^a Geração — Silício Cristalino

Atualmente, 90% do mercado energético fotovoltaico utiliza módulos de silício cristalino. Este é obtido pelo processo de Czochralski, onde um cristal cilíndrico é extraído muito lentamente a partir de um recipiente refratário que contém silício policristalino fundido.

O processo inicia-se com a colocação de uma semente do cristal na superfície do silício derretido, girada e gradualmente puxada para poder solidificar num único cristal contínuo, como é possível observar através da figura 2.9. Esta tecnologia encontra-se num estado de estabilidade de eficiência que torna a sua utilização muito frequente.

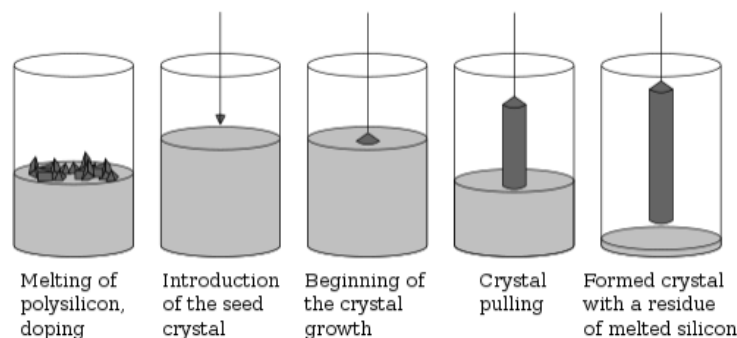


Figura 2.9: Processo de Czochralski, [24]

Depois do cristal ser cortado em fatias quadradas de 0,75 mm e ser contaminado com fósforo ou boro, surge a “bolacha” de silício resultante do processo de Czochralski. Quando contaminada com fósforo, esta “bolacha” torna-se numa placa tipo n. Por outro lado quando contaminada com boro, esta torna-se uma placa pertencente à camada do tipo p e, deste modo, com as duas placas obtemos a junção p-n fundamental para a polarização.

Para terminar o fabrico da célula é ainda necessário adicionar os seus terminais, um contacto metálico superior e outro inferior.

As células policristalinas são constituídas por um lingote de vários cristais. A produção deste tipo é menos dispendiosa, pois não requer um cristal de silício puro.

Outro processo para obter células de silício cristalino são as *Ribbon Sheets*, feitas de silício. Estas são produzidas a partir do material fundido, passando de policristalino para monocristalino ao ser transformado em fita. Este processo é vantajoso pela diminuição de desperdício, porém a qualidade do cristal não tem o mesmo nível de pureza, sendo então uma opção menos utilizada.

Alguns avanços nesta tecnologia são feitos a nível da colocação dos contactos das células:

- Contactos enterrados — Os contactos da célula são enterrados no silício, diminuindo perdas por sombreamento.
- Contactos em costas — Os contactos são colocados nas “costas” da célula, melhorando a exposição pelo aumento da área de superfície da célula.

2.4.2 2.^a Geração — *Thin Films*

Esta tecnologia surgiu no sentido de diminuir custos na produção. Na construção das células é utilizada uma camada fina semicondutora que é depositada num substrato, seja plástico, aço ou vidro.

A espessura deste tipo de tecnologia, face às tradicionais células, é reduzida para valores na ordem dos 0,6 mm. Como tal, verifica-se uma diminuição do custo de produção, uma vez que a célula de películas finas necessita apenas de uma temperatura de 200°C a 500°C versus os 1500°C requeridos para células de silício cristalino.

A principal desvantagem desta tecnologia é a baixa eficiência quando comparada com outras, sendo que a eficiência das *thin films* se encontra numa gama entre 4% a 11% [25, 26].

A baixa espessura é mais vantajosa em componentes eletrónicos de baixo consumo, como relógios, calculadoras ou pequenos aparelhos eletrónicos. No entanto, é também utilizada em coberturas de parques de estacionamento ou no topo de edifícios, como demonstrado na figura 2.10 [25, 26].



(a) Aplicação em coberturas [27]



(b) Aplicação em edifícios [27]

Figura 2.10: Exemplos de Aplicação da Tecnologia de películas finas em diferentes contextos

2.4.3 3.^a Geração — Células de alta eficiência, concentração solar

As células de alta eficiência, inicialmente desenvolvidas para motivos de utilização espacial, têm hoje aplicações mais tradicionais ligadas a sistemas de concentração fotovoltaica onde se utilizam semicondutores embebidos em elementos relacionados com absorção de radiação tais como arsénio, gálio, índio e fósforo.

Apesar de uma eficiência bastante alta, cerca de 35%, o custo da construção leva ao uso pouco frequente das mesmas.

A concentração fotovoltaica, ou *CPV — Concentration Photovoltaics*, é realizada através de uma lente cuja função é concentrar a radiação solar diretamente na célula. Registando uma eficiência média de 25%, o valor máximo atingido foi de 42,1%.

Na figura 2.11 é possível observar um sistema de concentração fotovoltaica [28, 25].



Figura 2.11: Sistema de concentração fotovoltaica, [29]

2.4.4 4.^a Geração — Desenvolvimentos futuros

A procura atual centra-se no desenvolvimento de conceitos de células mais eficientes e com menor custo de produção.

Como tal, surgem novas tecnologias como o conceito termofotovoltaico, onde a célula é adaptada para captar infravermelhos e converter o calor gerado em eletricidade, ou rectennas, nano antenas sintonizadas com os comprimentos de onda da radiação visível. Ambas permitem a conversão energética de radiação em eletricidade mais eficaz e estão cada vez mais perto de se tornarem realidade.

Seguem-se abaixo alguns exemplos de tipos de tecnologia em desenvolvimento:

- Células orgânicas — São constituídas por moléculas orgânicas e podem consistir em uma ou mais camadas. Apesar de já estarem em desenvolvimento há

algum tempo, os avanços demonstrados ainda não lhes permitiram maximizar a sua eficiência e alargar a sua gama de utilizações [30, 25].

- Células inorgânicas ou Pontos Quânticos (*Quantum Dots*) — Estas suscitaram interesse significativo como material potencial para uso em células solares, principalmente devido às suas propriedades óticas que dependem do tamanho das nanopartículas [31, 32, 25].
- Células de CZTS (Cobre, Zinco, Estanho e Enxofre) — Poderá entrar no mercado uma vez que são constituídas por um grupo de materiais não tóxicos, nomeadamente o cobre, zinco, estanho e enxofre. Estes materiais são adquiridos a baixo custo e o gasto energético de obtenção dos mesmos é reduzido [25, 33].

2.4.5 5.^a Geração — Sustentabilidade

O impacto sustentável causado pela criação de projetos solares não chega por si só. É necessário ter em conta fatores como as implicações sociais e ambientais causadas pelos mesmos. Assim, é essencial a implementação de regras, técnicas ou métodos que sustentem o fundamento de total sustentabilidade destes sistemas de produção energética.

Estes métodos devem estar alinhados com os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas para o desenvolvimento sustentável, desencadeando inovação, crescimento económico, desenvolvimento e garantindo a sustentabilidade máxima de cada projeto.

A gestão responsável do fim da vida útil de cada SPF é um exemplo relevante da reutilização ou reaproveitamento dos materiais de forma a contribuir para uma economia circular e sustentável. Também o uso de materiais biológicos e/ou reciclados, ou a utilização de matérias-prima menos valiosas ajudam a reduzir o desperdício [25, 34].

2.5 Fotovoltaico no Mundo

A energia solar fotovoltaica emergiu como uma das fontes de energia renovável de mais rápido crescimento em todo o mundo, tendo sido impulsionada pela conscientização ambiental, avanços tecnológicos e incentivos governamentais.

Segundo a Agência Internacional de Energia (AIE), através do relatório *TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS 2023*, é possível analisar a crescente evolução de instalações de PV desde 2012.

Esta evolução pode também ser analisada pelo *Watt per capita* que satisfaz a necessidade de eletricidade do País. Segundo a figura, 2.12 a Austrália encontra-se em primeiro lugar com 1.169 W/cap seguido pelos Países-Baixos e a Alemanha, ocupando o segundo e terceiro lugar respetivamente.

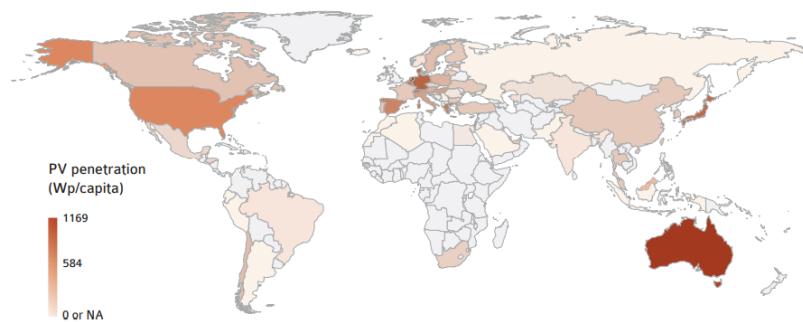


Figura 2.12: Instalação *per capita* em 2022

Globalmente, a China continua a ser pioneira no topo do mercado, mantendo-se em primeiro lugar desde 2012 com uma capacidade instalada de 414 GW. Os EUA ocupam o segundo lugar com 21,1 GW e a Índia, com 18,1 GW instalados, ocupa o terceiro lugar. Alguns Países Europeus aparecem na quarta, quinta e sexta posição, nomeadamente Espanha, Alemanha e Polónia, com 8,5 GW, 7,2 GW e 3,9 GW respetivamente. Na figura 2.13, observa-se a evolução dos países no topo do mercado.

RANKING	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	GERMANY	CHINA	CHINA	CHINA	CHINA	CHINA	CHINA	CHINA	CHINA	CHINA	CHINA
2	ITALY	JAPAN	JAPAN	JAPAN	USA	INDIA	INDIA	USA	USA	USA	USA
3	CHINA	USA	USA	USA	JAPAN	USA	USA	INDIA	VIETNAM	INDIA	INDIA
4	USA	GERMANY	UK	UK	INDIA	JAPAN	JAPAN	JAPAN	JAPAN	JAPAN	BRAZIL
5	JAPAN	ITALY	GERMANY	INDIA	UK	TÜRKIYE	AUSTRALIA	VIETNAM	GERMANY	GERMANY	SPAIN
6	FRANCE	UK	SOUTH AFRICA	GERMANY	GERMANY	GERMANY	TÜRKIYE	AUSTRALIA	AUSTRALIA	BRAZIL	GERMANY
7	AUSTRALIA	ROMANIA	FRANCE	SOUTH KOREA	THAILAND	SOUTH KOREA	GERMANY	SPAIN	SOUTH KOREA	AUSTRALIA	JAPAN
8	INDIA	INDIA	SOUTH KOREA	AUSTRALIA	KOREA	AUSTRALIA	MEXICO	GERMANY	INDIA	SPAIN	POLAND
9	GREECE	GREECE	AUSTRALIA	FRANCE	AUSTRALIA	BRAZIL	SOUTH KOREA	UKRAINE	SPAIN	SOUTH KOREA	AUSTRALIA
10	BULGARIA	AUSTRALIA	INDIA	CANADA	TÜRKIYE	UK	NETHERLANDS	SOUTH KOREA	NETHERLANDS	POLAND	NETHERLANDS
RANKING EU	1	2	3	3	4	5	4	2	2	2	2
MARKET LEVEL TO ACCESS THE TOP 10											
	843 MW	792 MW	779 MW	675 MW	818 MW	944 MW	1 621 MW	3 130 MW	3 492 MW	3 710 MW	3 900 MW

Figura 2.13: Ranking da capacidade instalada do Mercado Mundial em 2022

2.6 Fotovoltaico em Portugal

Portugal apresenta grandes alterações a nível energético nos últimos anos. Como referido ao longo do relatório, estas alterações são essencialmente impulsionadas pelo surgimento das energias renováveis e pelo *boost* dado à redução das emissões carbono.

Atualmente, Portugal é totalmente dependente de outros países para a energia fóssil. Desde 1995, ano em que findou a extração de Carvão, Portugal importa todo o tipo de energia proveniente de combustíveis fósseis. Desde então a aposta por produzir energia tem aumentado ao longo dos anos [35].

2.6.1 Objetivos

Tendo como objetivo alcançar, até 2020, uma percentagem de 31,0% de energia proveniente de fontes renováveis, a União Europeia (UE) implementou a Diretiva 2009/28/CE, que promove ao uso de energias renováveis. Esta foi reformulada pela Diretiva 2018/2001, para assegurar que os Estados-membros da UE tenham uma quota de consumo de energia renovável de no mínimo 32% até 2030.

A diretiva estabeleceu que a partir de 1 de janeiro de 2021, a quota de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia de cada Estado-membro não pode ser inferior a uma quota de referência, que, no caso de Portugal, é de 31% (definida para 2020).

O tema “Energia Limpa para todos os europeus” possibilita a transição energética na década 2021 – 2030, tendo sido aprovadas, no Regulamento UE 2018/1999, metas que tem o principal objetivo de alcançar 40% de redução das emissões de Gases com efeito de estufa (GEE) relativamente aos níveis de 1990.

Neste seguimento, Portugal formulou o Plano Nacional Integrado de Energia e Clima para o horizonte 2030 (PNEC 2030). Na figura 2.14 é possível verificar que o contributo das FER ultrapassou as metas estabelecidas pelo plano europeu [36] [37]:

- reduzir entre 45% e 55% as emissões de GEE com base nas emissões de 2005;
- incorporar 47% de energia FER no consumo final;
- reduzir 35% do consumo de energia primária;
- atingir 15% de interligações de eletricidade.

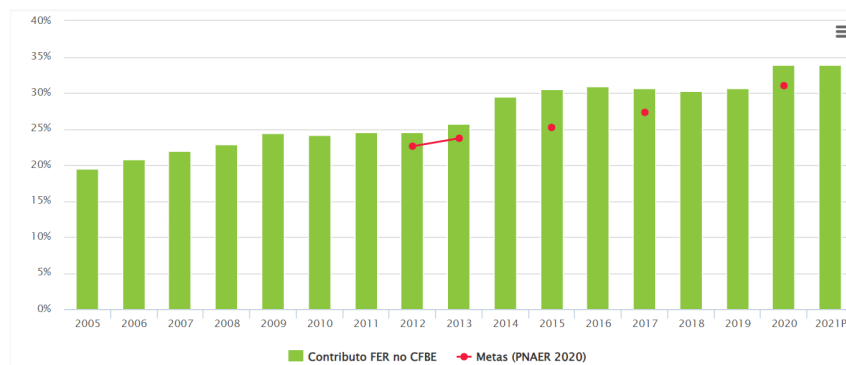


Figura 2.14: Evolução da trajetória do uso de FER no consumo final vs Metas estabelecidas pela UE, [37]

2.6.2 Evolução

Como se verifica na figura 2.15, desde o início do milénio que existe um aumento na potência instalada. A partir do ano de 2005 verificou-se um acréscimo gradual da potência renovável instalada, sendo que Portugal conta hoje com mais 52% da potência instalada que a verificada nesse ano. Por sua vez, desde 2011 a potência fóssil instalada apresenta uma redução acentuada em 2021 com a desativação das centrais a carvão de Sines e do Pego [38].

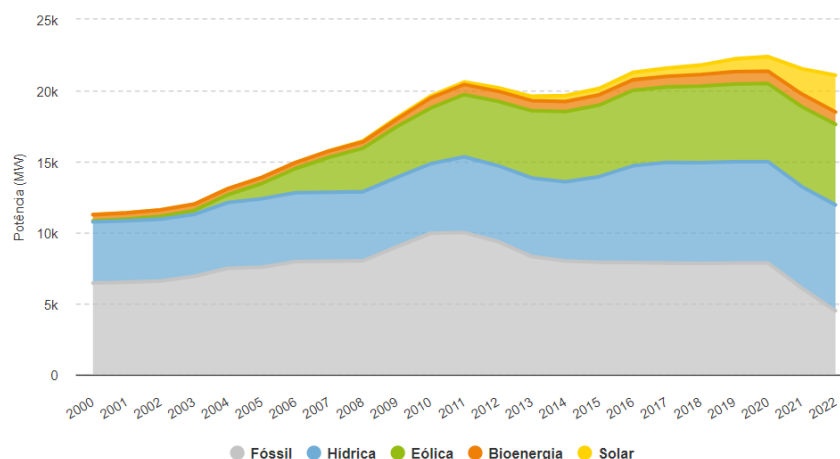


Figura 2.15: Evolução da Potência Instalada em Portugal, [37]

A participação das energias renováveis no consumo total de energia final (CFBE) foi de 33,9% em 2020, 3,3% superior ao ano anterior, o que significa que Portugal

ultrapassou amplamente a sua meta para 2020. Este crescimento significativo foi fortemente influenciado pela redução do consumo final de energia no contexto da pandemia COVID-19.

Relativamente à eletricidade produzida com base em FER, registou-se um aumento em 2021, tendo o valor de energia renovável gerada retrocedido aos níveis registados em 2016.

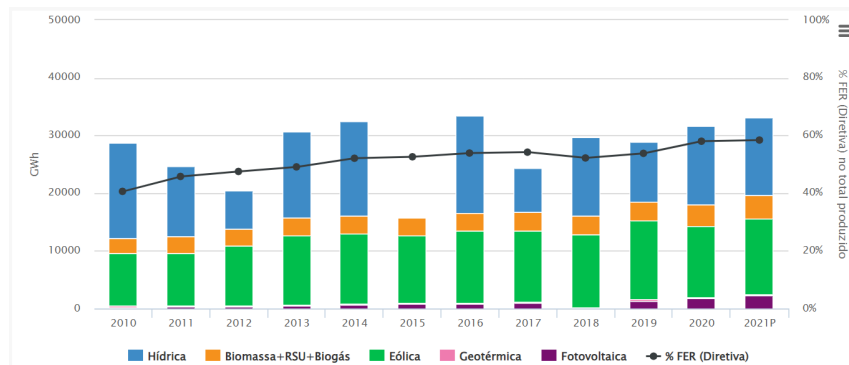


Figura 2.16: Produção anual de energia elétrica com base em FER, em Portugal, [37]

Nos gráficos apresentados na figura 2.17 e segundo a DGEG é possível comparar as fontes de produção da energia elétrica entre 2020 e 2021. É possível verificar o aumento das fontes de energia eólica e fotovoltaica, em cerca de 0.9%.

Em ambos os anos a maior fonte responsável pela produção é a componente hídrica.

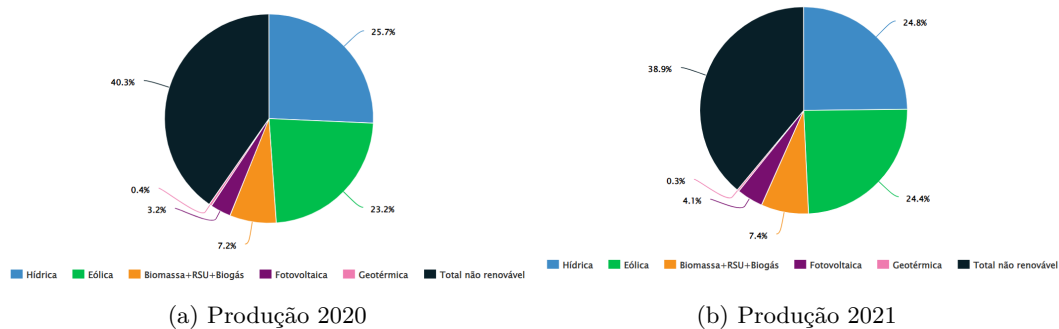


Figura 2.17: Produção 2020 vs Produção 2021

2.7 Composição de um sistema fotovoltaico

Os SPF são sistemas capazes de gerar energia renovável e são geralmente compostos por painéis fotovoltaicos, reguladores de carga, bateria (caso a tenha) e o inversor [39, 40].

Através da figura 2.18, é possível verificar de um modo simples de que forma estes componentes estão interligados.

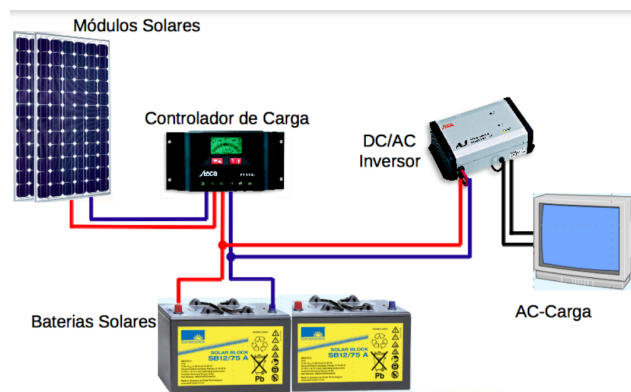


Figura 2.18: Funcionamento do Sistema de Energia Solar Fotovoltaico, [40]

2.7.1 Módulo

Tradicionalmente apelidado painel solar, o módulo solar é responsável pela conversão da radiação em energia elétrica, através de um conjunto de células presentes no mesmo.

As células possuem individualmente uma baixa potência, por isso, a produção energética é diretamente proporcional ao número de células.

A maioria dos módulos são compostos por 130 a 170 células geralmente feitas de silício e quando conectados em série, a corrente disponível aumenta proporcionalmente ao seu tamanho.

Isto significa que quanto maior o módulo, mais potência e/ou corrente podem ser aproveitadas [41, 42].

2.7.2 Célula

A célula fotovoltaica permite a transformação da energia e, o seu funcionamento, baseia-se num díodo foto-sensível.

A célula é composta por materiais semicondutores como silício. Este é extraído a partir de areia sílica e, como 33% da crosta da terra, é composta por este tipo de areia, o material é encontrado em praticamente todos os painéis devido ao baixo custo de obtenção.

A célula é composta por duas camadas de material semicondutor:

- Camada N (negativa), onde existe um excesso de elétrons.
- Camada P (Positiva), onde existe um déficit de elétrons.

Os elétrons presentes na camada N, ao serem atingidos por fótons existentes na radiação solar, saltam a barreira de potencial existente entre as duas camadas, criando assim uma corrente contínua e a condução da corrente é gerada por existirem dois elétrodos nas camadas do semicondutor.

Tabela 2.2: Rendimentos das várias tecnologias de células

Tecnologia	Rendimento Habitual[%]	Rendimento Teórico[%]
Monocristalina	12 – 16	24
Policristalina	11 – 13	16,6
Amorfa	5-10	12,7

O elétrico superior é em forma de grelha para ser possível que a radiação atravesse, já o elétrico inferior é revestido por uma camada refletora para aumentar a produtividade da célula [2, 43].

A figura 2.21 demonstra o esquema do funcionamento da célula.

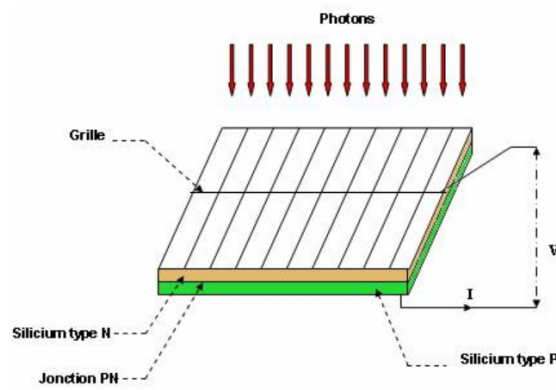


Figura 2.19: Exemplo de funcionamento de uma célula de silício [43]

Existem diferentes tipos de células, associadas a diferentes composições, rendimentos e custos.

O quadro 2.2 apresenta o rendimento teórico para cada um destes tipos de tecnologia de célula.

2.7.2.1 Células Monocristalinas

As células monocristalinas foram as primeiras a serem utilizadas para esta função. São produzidas através de um bloco de silício puro e apresentam-se em forma de placas quadradas com os cantos arredondado, conforme demonstrado na figura 2.20.

Quando se trata de células fotovoltaicas que dependem do silício como material fundamental, normalmente as células monocristalinas atingem os mais altos níveis de eficiência, sendo o seu rendimento habitual de 12 a 16% [44, 43].

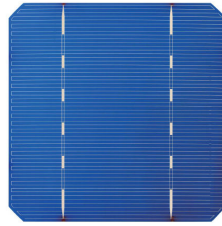


Figura 2.20: Exemplo de célula monocristalina [43]

2.7.2.2 Células Policristalinas

Embora a eficiência das células de silício policristalino seja ligeiramente inferior à das células de silício monocristalino, estas são mais acessíveis devido ao custo inferior do processo de preparação das células.

Na produção de células de silício policristalino, o processo de pureza do silício é comparável ao do processo de monocristalino, porém com menos precisão e pureza.

A aplicação de diferentes técnicas na sua construção resulta no desenvolvimento de cristais que possuem atributos distintos. Esses atributos incluem o tamanho, a forma do cristal e a quantidade de impurezas presentes nele.

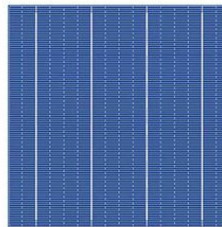


Figura 2.21: Exemplo de uma célula policristalina [43]

2.7.2.3 Células Amorfas

Em comparação com outras estruturas cristalinas, uma célula de silício amorfo é caracterizada por um elevado grau de desordem atômica na sua estrutura.

A implementação do silício amorfo na produção das células tem demonstrado benefícios significativos, tanto em termos de atributos elétricos quanto no processo de fabricação.

Devido à sua capacidade de capturar a radiação solar no espectro visível e à sua versatilidade em ser produzido a partir de diversos substratos, o silício amorfo

tornou-se uma tecnologia formidável para o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos económicos.

A sua principal desvantagem é eficiência relativamente inferior, embora estes sejam economicamente mais favoráveis.

2.7.3 Inversores

Os inversores são componentes essenciais em sistemas fotovoltaicos, uma vez que são necessários para ocorrer a ligação entre o SPF e a carga de Corrente alternada (CA) dos equipamentos, que estão ligados a um sistema ou à rede. O inversor converte o sinal elétrico de Corrente contínua (CC) gerado pelo painel solar num sinal de CA. A seguir o sinal é ajustado ao nível de tensão e frequência da ligação.

Os inversores são utilizados em vários tipos de configurações, como, por exemplo:

- Inversores de ligação à rede;
- Inversores autónomos.

Os inversores ligados à rede (*ON GRID*) são aqueles que devem conseguir responder às características da rede elétrica e às características do SPF.

Uma vez que toda a corrente dos painéis circula pelo inversor, as suas características afetam o comportamento e resultados operacionais do sistema.

Os autónomos (*OFF GRID*) consegue garantir o funcionamento do sistema que não está conectado à rede com a responsabilidade de alimentar vários equipamentos simultaneamente.

Para possibilitar esse funcionamento, a eficiência deste tipo de inversor deve ser de pelo menos 90%, sendo necessário que estes inversores consigam suportar curto-circuito, consigam proteger contra sobreintensidades, tenham baixo consumo em stand-by e uma elevada tolerância às correntes de arranque [40, 2].

2.7.4 Armazenamento (Baterias)

O armazenamento da energia elétrica é um assunto de extrema importância quando se fala no aproveitamento da energia, pois o consumo e a produção podem não coexistir simultaneamente ao longo do dia e variar ao longo do ano.

Uma tarefa poderá realizar-se em diferentes alturas do dia, sendo por isso necessário que quando esta não ocorre simultaneamente à produção, a energia continue a ser de origem renovável. É daí que surge a possibilidade de armazenar a energia e utilizá-la quando necessário.

O tamanho da instalação do SPF pode ser influenciado pela escolha das baterias e, por isso, é essencial analisar o mercado das mesmas de forma a adequá-las às características do funcionamento.

2.7.4.1 Capacidade

A capacidade da bateria refere-se à quantidade de energia que esta consegue fornecer até se esgotar. Esta análise é elaborada segundo condições de funcionamento normais.

A capacidade nominal da bateria é definida pela fórmula 2.2, onde C_n representa a capacidade nominal, I_n representa a amperagem da bateria e t_n o tempo até esta se esgotar:

$$C_n = I_n \cdot t_n \quad (2.2)$$

Segundo a fórmula compreende-se que esta capacidade depende da intensidade com que a energia é descarregada e do tempo de utilização.

Outros fatores como a temperatura e condições de utilização são também cruciais para o bom funcionamento da bateria e manutenção da sua capacidade nominal. Com o aumento da temperatura a tensão aplicada nos terminais diminui, tornando o processo de recarregar mais longo e menos eficiente.

Segundo a tabela 2.3 é possível verificar que o tempo de descarga de uma bateria será maior quanto maior for a capacidade da mesma [22, 2, 40].

Tabela 2.3: Capacidade de uma bateria vs Tempo de descarga [22]

Capacidade (Ah)	146	185	207	225	245	250
Descarga (h)	2	5	10	48	72	100

2.7.4.2 Outros Parâmetros

O parâmetro da profundidade de descarga, *Depth of Discharge* (DOD), indica a percentagem da capacidade nominal da bateria disponível para armazenar energia. O indicador DOD é fornecido pelo fabricante, relacionando-se com o número de ciclos que a bateria consegue carregar e descarregar mantendo-se nas condições ideais de utilização referindo-se, por outras palavras, ao tempo de vida útil da mesma.

Esta perda de capacidade da bateria é maior quanto maior for a profundidade de descarga [22, 45, 40].

Na figura 2.22 é possível visualizar o comportamento de uma bateria composta por níquel relativamente à profundidade de descarga. Verifica-se que este parâmetro afeta o número de ciclos disponíveis na bateria e exemplifica-se o DOD da mesma.

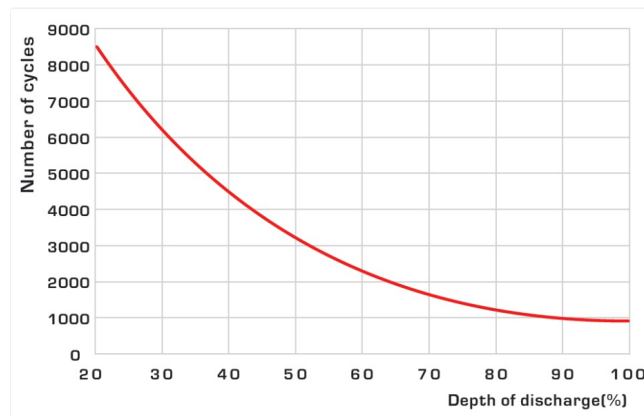


Figura 2.22: Evolução do DOD em função do número de ciclos da bateria [45]

O Estado de Carga, *State of Charge* (SOC), refere-se à quantidade de energia armazenada numa bateria num determinado momento. É expresso como uma percentagem, em que 0% indica uma bateria completamente descarregada e 100% representa uma totalmente carregada.

Este parâmetro define-se pela razão entre a capacidade disponível e capacidade nominal da bateria. Em sistemas de produção de energia intermitente é fundamental conhecer a quantidade de energia que fica armazenada na bateria.

À medida que uma bateria carrega ou descarrega, a sua voltagem oscila. Ao medir a voltagem e compará-la a uma faixa de voltagem predeterminada, é possível estimar o SOC [46, 40, 22].

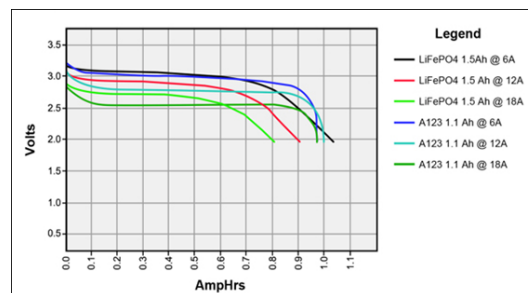


Figura 2.23: Evolução do SOC [46]

O estado da saúde, *State of Health* (SOH), é a capacidade energética da bateria relativamente ao estado nominal original. Utiliza-se para medir a degradação da mesma, isto é, uma bateria com 30 kWh de capacidade original e 10% de degradação terá um SOH de 90% que se traduzirá numa capacidade real de 27 kWh.

Existem várias abordagens para determinar o estado de saúde (SOH) de um sistema: capacidade de carga total e valor de impedância interna.

Este último pode ser determinado utilizando as fórmulas fornecidas 2.3 e 2.4:

$$SOC_t = \frac{N_{CiclosRestantes}}{N_{CiclosTotais}} \quad (2.3)$$

$$SOC_{Inicial} = \frac{N_{CiclosAcumulados}}{N_{CiclosTotais}} \quad (2.4)$$

2.8 Elaboração de um SPF

2.8.1 Integração das células

A construção do painel é feita através da integração das células no mesmo. As células encontram-se ligadas em paralelo e em série entre si. Após a escolha das células a utilizar e a sua integração no módulo é possível calcular a potência nominal do mesmo através da fórmula 2.5 [47, 2]:

$$P_n = V_n \cdot I_n \quad (2.5)$$

O resultado é expresso em *watt*(W) e deste modo obtém-se a potência nominal do painel solar.

2.8.2 Capacidade de Produção

As perdas na produção são um fator crucial a ter em conta. É importante contabilizar a produção do SPF para garantir a funcionalidade do mesmo. Assim é essencial adquirir três fatores: consumo necessário diário (W_d), rendimento do inversor e da cablagem (K_1) e irradiação no plano ótimo durante 1000 horas (K_2).

O rendimento é calculado pelo produto do rendimento entre inversor e a cablagem, através da fórmula 2.6:

$$K_1 = K_i \cdot K_c; \quad (2.6)$$

Sendo K_i o rendimento do inversor e K_c o rendimento da cablagem do SPV.

Para o cálculo do fator de irradiação, tem-se em conta a irradiação recebida no mês de dezembro, uma vez que se trata do mês em que tipicamente há menor horas de luz solar. Assim, garante-se que o SPV consegue produzir energia no pior cenário possível. A fórmula 2.7 mostra a relação entre a irradiação ótima (H_o) e as horas de irradiação. Este fator é expresso em horas (h) [23, 47, 2].

$$K_2(h) = \frac{H_o}{1000}; \quad (2.7)$$

2.8.3 Potência a Instalar

Após a determinação dos fatores anteriores é então possível calcular a potência recomendada a instalar (P_s) para o SPV. A fórmula 2.8 refere divisão entre o consumo

diário (W_d) e o produto entre os dois fatores anteriormente calculados k_1 e K_2 [23]:

$$P_s(w) = \frac{W_d}{k_1 \cdot k_2}; \quad (2.8)$$

2.8.4 Distância entre Painéis — Sombreamento

O efeito do sombreamento tem impacto negativo na produção potencial de energia. Embora um sistema fotovoltaico possa gerar energia limpa e renovável, certos fatores podem comprometer o funcionamento ideal do SPV.

Existem riscos que podem não só impedir o bom funcionamento de um sistema fotovoltaico, como também comprometer o sucesso da sua implementação.

Ao desenvolver um SPV é imprescindível considerar a localização do sistema, logo é importante que a instalação dos módulos fotovoltaicos seja realizada de forma a reduzir qualquer potencial sombreamento que possa ocorrer entre painéis. Para alcançar o equilíbrio ideal entre produção e garantir que não ocorra sombreamento entre os mesmos, é importante definir uma distância específica entre os módulos que facilite uma interação eficaz entre eles.

Uma forma de otimizar o aproveitamento da área de instalação e evitar sombreamento entre os painéis é explorar o potencial de espaçamento entre eles. Isto possibilita que toda a área de instalação seja utilizada no seu potencial máximo e não ocorra sombreamento [48, 23].

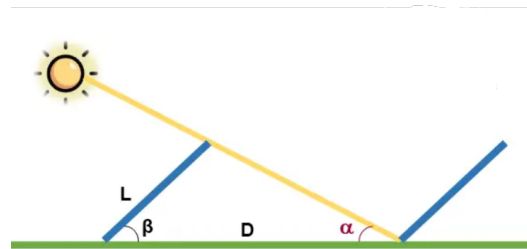


Figura 2.24: Parâmetros a ter em conta entre painéis [48]

Com o conhecimento dos parâmetros explícitos na figura 2.24, é possível calcular a distância ótima entre os painéis através da fórmula 2.9:

$$d = \frac{b \cdot \sin(180 - \beta - \gamma)}{\sin \gamma}; \quad (2.9)$$

O valor d representa a distância entre os painéis, b a altura do painel, β inclinação do painel e γ ângulo mínimo que causa sombra [48, 49].

2.8.5 Escolha do Inversor

A escolha de um inversor específico depende dos atributos do SPV e do nível de fiabilidade do mesmo.

Para aumentar a sua fiabilidade, em certos SPV, por vezes, escolhe-se um inversor de menor potência. Estes conseguem ultrapassar em 20% a capacidade fornecida pelo construtor e aumentar a longevidade do mesmo.

A potência do inversor deve ter em conta a potência do sistema de painéis e deve estar compreendida entre os seguintes parâmetros:

$$0,7 \cdot P_s \leq P_i \leq 1,2 \cdot P_s \quad (2.10)$$

2.8.6 Dimensionamento das Baterias

A elaboração do dimensionamento das baterias requer o conhecimento de todos os parâmetros referidos no capítulo 2.5.4.1. Deste modo, através da fórmula 2.11, é possível calcular a capacidade da bateria a instalar no SPV:

$$C_n(Ah) = \frac{W_d \cdot N_d}{K_d \cdot K_b}; \quad (2.11)$$

, onde W_d é o consumo diário, N_d o número de dias que a carga da bateria se mantêm, K_d a descarga máxima e K_b a eficiência da bateria [48, 22, 2].

2.8.7 Controladores de Carga

Estes controladores de carga são utilizados para otimizar o processo de carregamento dos sistemas de armazenamento de energia, protegendo assim as baterias contra sobrecargas ou descargas excessivas.

Os reguladores de carga, para além de otimizarem o carregamento do acumulador e o protegerem contra efeitos que coloquem em causa o seu bom funcionamento, permitem ainda observar o nível de carga disponível e detetar problemas que este possa ter.

O dimensionamento destes equipamentos é feito com base no número de *strings* em paralelo, número de módulos por cada uma delas e a corrente nominal do módulo.

$$I_m(A) = I_n \cdot N_m \cdot N_s \quad (2.12)$$

, sendo I_m a corrente máxima DC do SPV, I_n a corrente nominal do painel, N_m o número de módulos por *strings* e N_s o número de strings [2].

2.8.8 Suportes

Existem vários tipos de suportes projetados para atender a diferentes necessidades e condições ambientais.

A instalação adequada dos suportes de painéis solares é essencial para garantir o funcionamento seguro e eficiente do sistema. Como tal, existem vários tipos de

suportes para ser feita a instalação de um SPV como é possível observar na tabela 2.4:

Tabela 2.4: Tipos de estruturas de suporte

Tipos de Estruturas	Descrição	Vantagens
Estruturas Fixas	As estruturas fixas são a forma mais comum de suporte, adequado para painéis solares com uma inclinação fixa ou ajustável.	Simple e económica
Estruturas c/ Movimento — 1 Eixo	As estruturas com movimento de um eixo movem os painéis horizontalmente para acompanhar o movimento do sol	Aumento de produção até 25%.
Estruturas c/ Movimento — 2 Eixos	As estruturas com movimento de dois eixos movem os painéis horizontal e verticalmente para acompanhar o movimento do sol.	Aumento de produção até 40%

2.9 Manutenção de um SPV

É importante que o funcionamento dos painéis seja constantemente monitorizado para garantir que estes se encontram na máxima eficiência possível. Assim, a manutenção é uma atividade essencial para o desempenho ótimo do SPV e da sua longevidade.

A eficácia da produção pode ser significativamente afetada por poeiras ou sujidades presentes no ar, criando obstrução da radiação ou *hot-spots*, sobretudo em meses climaticamente mais instáveis.

Alguns métodos de manutenção como a limpeza regular, monitorização ou inspeções visuais são cruciais para o sistema funcionar corretamente [50].

Na figura 2.25 é possível verificar a acumulação de sujidade, que pode ocorrer quando a devida manutenção não é realizada, *versus* um painel devidamente limpo [51, 47].



Figura 2.25: Acumulação de poeira num painel solar [51]

Capítulo 3

Enquadramento Legal

3.1 Enquadramento Legal da Produção Elétrica

Portugal, como muitos outros países, enfrenta desafios na produção energética. No que diz respeito à transição para fontes mais sustentáveis e à promoção da produção de energia para consumo próprio, existem vários regimes legais que devem ser consultados previamente [52].

O enquadramento legal desempenha um papel crucial nesse processo, delineando as regras e regulamentações que orientam a produção de energia descentralizada e permitem implementar um sistema de produção energética que esteja em consonância com a legislação em vigor [52].

O seguimento de um guia legislativo possibilita a melhor compreensão dos fatores a ter em conta para a atividade de produção descentralizada de energia elétrica, bem como um acompanhamento formalizado pelas entidades que estabelecem o bom funcionamento das instalações [52].

3.2 Produção de Energia Elétrica

As atividades de produção, armazenamento e consumo são estabelecidas através do Sistema Elétrico Nacional (SEN) mediante o decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que surge como incentivo a estratégias de descarbonização tal como o Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (PNEC).

Desta forma a DGEG é a entidade que licencia e controla todas as atividades do SEN onde está incluído a comunicação, registo e a licença de operabilidade.

3.2.1 Produção Descentralizada (Autoconsumo)

O autoconsumo, refere-se ao consumo energético assegurado por uma ou mais Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), através de equipamentos capazes de gerar energia de forma sustentável [52].

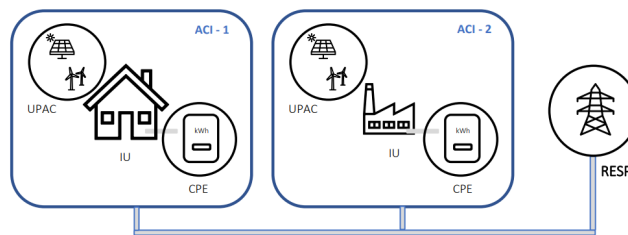


Figura 3.1: Exemplo de unidade de produção para autoconsumo

A produção de eletricidade por intermédio de UPAC é regulada pelo Decreto-lei n.º 15/2022. A sua redação atual estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo numa instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis [52].

O decreto-lei n.º 15/2022 é responsável pelo regulamento da produção elétrica por UPAC, onde na sua mais recente atualização, é estabelecido o regime jurídico aplicável à então produção e o seu autoconsumo.

Este decreto vai de encontro também com a diretiva europeia 2018/2001 que promove o uso de fontes sustentáveis para o consumo próprio de energia e a criação de soluções inovadoras para a implementação destes sistemas [52].

Nesta legislação surge também o despacho n.º 46/2019, de 30 de dezembro e Despacho n.º 4/2020, de 3 de fevereiro, responsáveis pelas seguintes normas, respetivamente [52]:

- Despacho n.º 46/2019, de 30 de dezembro, é responsável por definir o procedimento necessário para obter o título de controlo da produção energética.
- Despacho n.º 4/2020, de 3 de fevereiro, aprova o Regulamento de Inspeção e Certificação e o Regulamento Técnico e de Qualidade [52].

3.3 Habilitações para instalação de UPAC

Para a instalação de UPAC são necessários requisitos técnicos de habilitação que variam consoante a potência do sistema a instalar. A instalação de UPAC com

potência instalada superior a 700 W é obrigatoriamente executada por uma entidade de serviço particular ou técnicos responsáveis pela execução de instalações elétricas, nos termos da Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro, e do Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto, ambos na sua redação atual [52].

3.3.1 Procedimentos de licenciamento (controle prévio)

Para a instalação de uma ou mais UPAC para autoconsumo, é necessário efetuar um procedimento de licenciamento. Este procedimento é o primeiro passo a realizar para o exercício das atividades de AC e armazenamento de eletricidade e está sujeito a diferentes regras que dependem da potência do sistema a instalar [52]:

- Isenção de controle prévio — Autoconsumo inferior a 700 W, caso não ocorra injeção de excedente na RESP.
- Comunicação prévia — Autoconsumo com potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW.
- Registo prévio e certificado de exploração — Autoconsumo com potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW.
- Licenças — Autoconsumo com potência instalada superior a 1 MW.

Dependendo do tipo de instalação, é emitido um título com comprovativo ou certificado que permite à UPAC o seu funcionamento e o início da sua produção [52].

3.4 Tarifas e Preços Regulados

Anualmente, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), é responsável pela divulgação e fixação das tarifas e preços para cada ano civil. As tarifas refletem os custos das atividades reguladas, como o acesso à rede, onde nas faturas de todos os consumidores estão inseridos estes valores. O preço regulado é associado a serviços obrigatórios como o restabelecimento de energia em caso de falha ou leituras dos consumos em situações extraordinárias solicitadas pelos consumidores [53].

Estes montantes são calculados com base numa metodologia específica e estrutura definida pelo regulamento tarifário elaborado pela ERSE. Estes são aprovados por uma série de diretivas que, no ano de 2024, foram homologados através da diretiva n.º10/2024, de 7 de fevereiro [53].

Na tabela 3.1 encontra-se disponível a tarifa de acesso aplicada para este tipo de instalação. Neste caso será de baixa tensão especial ou BTE, uma vez que o transformador dos serviços auxiliares terá uma potência superior a 41,4 kVA.

Tabela 3.1: Tarifa contratada BTE [54]

Tarifa de Acesso às redes em BTE	Preços
Potência (Energia Ativa)	EUR/kWh
Horas de Ponta	0,0211
Horas Cheias	0,0190
Horas de Vazio Normal	0,0151
Horas de Super Vazio	0,0123

Com esta tarifa e com o valor dos consumos é possível estimar a fatura anual dos SA da subestação em estudo. Neste estudo não foi contabilizada os preços da energia reativa nem da potência do sistema, pois estes tem influência da instalação total da subestação em causa e não apenas dos SA.

Capítulo 4

Caso de Estudo

4.1 Local de Implementação

Referido anteriormente, o local de implementação deste sistema será a subestação do Subparque Eólico de Sernancelhe. Este pertence ao Parque Eólico do Douro Sul, constituído por seis aerogeradores com 4,97 MW de potência.

O Parque Eólico do Douro Sul está distribuído em duas regiões ou subparques, uma situada nas serras de Leomil e Nave, no concelho de Moimenta da Beira, e outra na serra da Lapa, no concelho de Sernancelhe. A região pertencente à serra da Lapa é denominada como Subparque de Sernancelhe.

Geograficamente, situa-se na região Centro, entre a união de freguesias de Sernancelhe e Sarzeda e a freguesia de Arnas, pertencentes ao distrito de Viseu. A localização deste Subparque não sobrepõe nenhuma área integrada no Sistema nacional de áreas classificadas (SNCA).

Este, insere-se numa região montanhosa de topo plano com relevos que atinge os 1000 metros de altitude, tendo diferença de altitude entre cotas de 105 metros.

A subestação encontra-se nas coordenadas 40,882333, -7,460351, a uma elevação de 927 metros de altitude, como é possível verificar através das imagens do *Google Earth Pro* na figura 4.1.

A implementação do sistema será feita no edifício de comando que faz parte da subestação deste parque.



Figura 4.1: Localização da subestação do Subarque Eólico de Ser-nancelhe

4.1.1 Arquitetura e Topografia

Este edifício é constituído por paredes de betão não revestidas, exceto o alçado frontal principal que, no caso, é revestido com chapas *sandwich* lisas.

A área de implementação será o telhado do edifício composto por duas águas com inclinação de 30° , no entanto, estes não são simétricos como ilustrado nas figuras 4.2 e 4.3. Através do *Google Earth*, é então possível estimar as suas áreas.

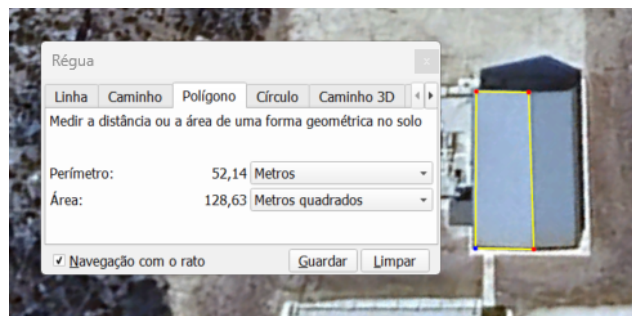


Figura 4.2: Área da vertente voltada a nordeste

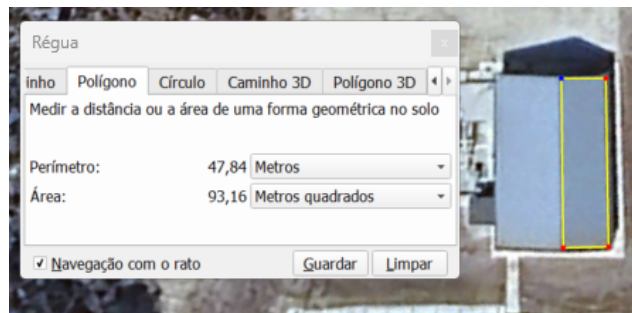


Figura 4.3: Área da vertente voltada a sudoeste

Assim, e estimando que possa haver erro devido ao posicionamento do rato, podemos verificar que a vertente do telhado voltada a nordeste terá aproximadamente 128 m^2 de área útil disponível e a voltada a sudoeste terá cerca de 93 m^2 .

Esta localização beneficia do facto de não haver edifícios altos ou árvores de grandes dimensões nas proximidades, pelo que não haverá impacto devido ao sombreamento, fator que diminuiria a eficiência da instalação.

4.2 Necessidades Energéticas

O consumo das instalações dos SA poderia ser obtida através do fornecimento da fatura mensal. Porém, uma vez que essa fatura inclui também o consumo de outras partes da instalação, torna-se inviável a sua análise para o fim em vista.

Assim, através do esquema dos serviços auxiliares elaborado por uma empresa de instalações elétricas presente no anexo A, verificaram-se as ligações e os respectivos equipamentos instalados que, através das suas potências e sabendo que estes trabalham 24 horas 365 dias por ano, é possível saber o consumo diário, mensal e anual.

Mediante uma breve pesquisa é possível determinar a potência de cada um dos equipamentos, bem como a potência total necessária para a instalação dos SA.

Construiu-se a tabela 4.1 onde está presente a lista de equipamentos, a potência nominal de cada um e a potência total de 21.977 W.

Tabela 4.1: Lista de equipamentos

Equipamentos	Potência (W)
Cx do regulador de Tensão do transformador e Qd Edf de Comando	9
Cx Tomadas Trifásico/Monofásica	3000
Ar Condicionado	12500
Quadro Tecnólogo SCADA	800
Quadro de Contagem	5.4
Central de Intrusão e detecção de incêndio	300
Iluminação Edf de Comando e Parque Exterior	260
Tomadas Monofásicas (x2)	600
Comando de Iluminação	300
Retificador de 48 Vcc	3000
Retificador 24 Vcc	148
Ilum. Tomadas e Aquecimento (x2) e Aquecimento Celas	600
Iluminação Quadro + Tomada Mono + Resist Anti Condensação + Blocos Autónomos	20
Iluminação e Aquecimento caixa Reg. De Tensão	20
Iluminação e Aquecimento caixa com Disj. 60kV	20
Iluminação e Aquecimento Caixa REA. Correntes e Tensões	40
Iluminação e Aquecimento Caixa Com Seccionador (x2)	40
TOTAL	21977

Através da fórmula 4.1 chega-se ao consumo diário, que se estima ser 527.448 kWh/dia.

$$ConsumoDiário = 21.977 * 24 = 527.448kWh \quad (4.1)$$

As figuras 4.4 e 4.5 indicam a distribuição da energia ativa do consumo da instalação, repartido pelos regimes de energia em hora de ponta, cheias, vazio normal e de super vazio baseado na respetiva tarifa de acesso.

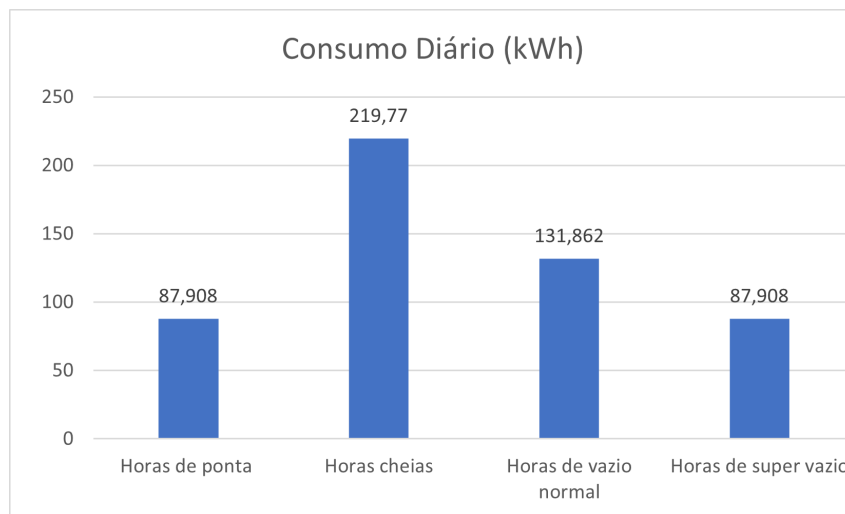


Figura 4.4: Distribuição do Consumo Diário

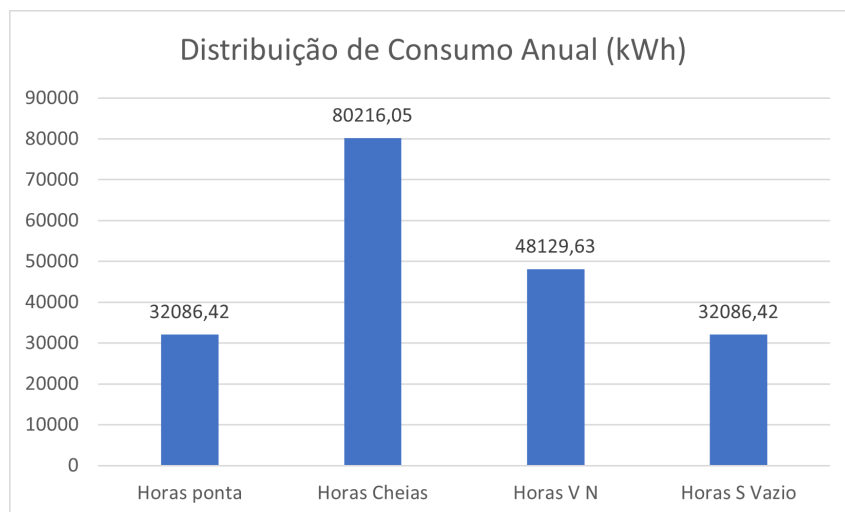


Figura 4.5: Distribuição do Consumo Anual

Admitindo o número de meses e os dias de cada mês podemos concluir o consumo anual de energia ativa através da figura 4.6

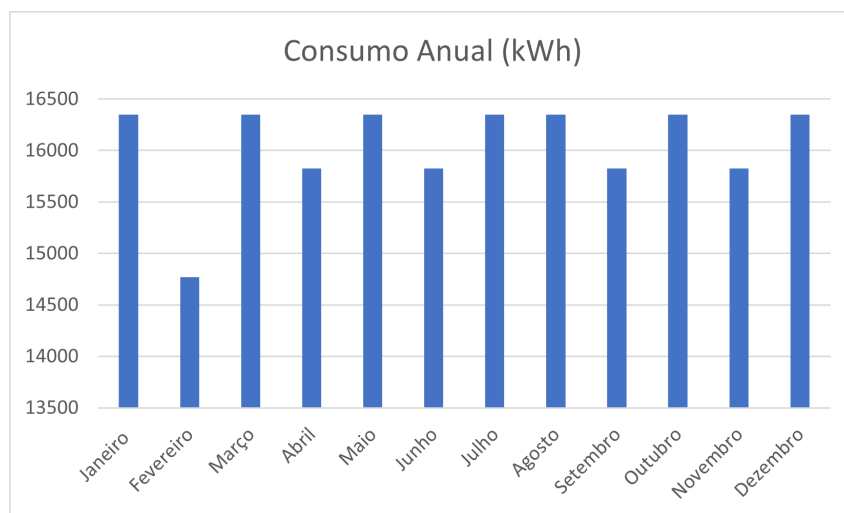


Figura 4.6: Distribuição do Consumo Mensal

Assim, somando estes consumos, pode concluir-se que o consumo será de 192.518,52 kWh/ano ou 192,518 MWh/ano.

Após adquirir esta informação também é possível estimar a fatura anual prevista com base na tarifa aplicada e mencionada no capítulo 3. Na tabela 4.2 verificamos que o fator anual da fatura é conseguido a partir da multiplicação do consumo nas diferentes fases do regime com o valor da respetiva tarifa.

Tabela 4.2: Previsão de fatura anual

Equipamentos		
Regime	kWh	EUR
Horas de Ponta	32086,42	677,02
Horas Cheias	80216,05	1524,10
Horas de Vazio Normal	48129,63	726,76
Horas de Super Vazio	32086,42	392,66
TOTAL		3322,55 €

4.3 Necessidades Energéticas Durante a Produção Solar

O principal objetivo é otimizar o desempenho do sistema, logo, é essencial considerar as necessidades energéticas ao longo das 24 horas, mesmo que a produção energética e possível injeção na rede ocorram no espaço de tempo onde os painéis são efetivamente produtivos.

Através da integração de *softwares* como *Meteonorm*, nos *softwares* de simulação, estes utilizam os seus dados para calcular com precisão a energia gerada durante as

diferentes alturas do ano. Com essas informações o *software* prevê a quantidade disponível para o autoconsumo do sistema e se possível injetar o excedente na rede.

No entanto, as necessidades energéticas não se restringem apenas ao período de exposição solar, uma vez que, durante a noite ou em dias nublados, a produção terá de ser substituída por outras fontes, sendo neste caso assegurado o consumo pela rede elétrica.

Apesar da produção poder ser intermitente, o planeamento deve ter em conta o consumo global diário de maneira a determinar corretamente as necessidades energéticas.

À semelhança da utilização de uma fatura elétrica como referência, onde o valor do consumo diário reflete as necessidades energéticas ao longo do dia e não apenas do período de produção das mesmas, podemos perceber a relação de economia entre a possibilidade de ter um sistema fotovoltaico instalado ou não.

Em todo o caso, através da figura 4.7, obtida através do programa *GLOBAL SOLAR ATLAS*, obtém-se o ângulo de elevação solar, o eixo vertical, relativamente ao azimute solar, o eixo horizontal. A área amarela representa a zona ativa de produção solar. As horas solares estão marcadas a azul, indicando a posição do sol em horas ao longo do dia, conforme o horário solar médio na localização especificada.

Desta forma é possível estimar que a produção ocorre num período entre as 9:00 da manhã e as 18:00 da tarde, mantendo em vista que estes valores diferirão em período de inverno ou verão.

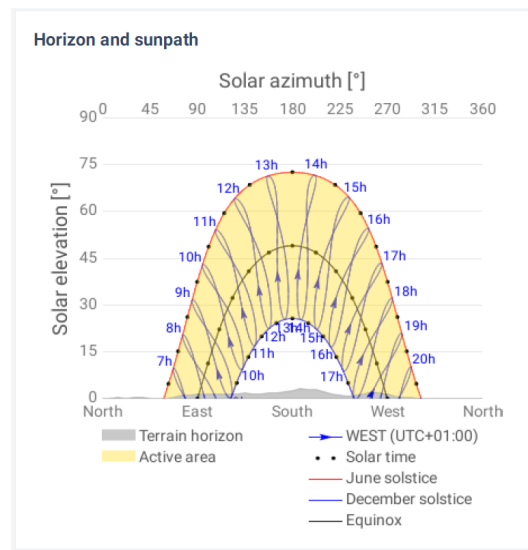


Figura 4.7: Horas de exposição e elevação solar 4.7

Está presente também no anexo F o relatório completo fornecido pelo *GLOBAL SOLAR ATLAS*.

4.4 Sistemas de Simulação

O dimensionamento e projeção de sistemas fotovoltaicos é essencial para a compreensão e avaliação da viabilidade do projeto em si.

Assim, existem vários programas de simulação e dimensionamento destes sistemas essenciais para ajudar engenheiros e projetistas a concretizar o projeto ideal. Alguns dos *softwares* utilizados são:

- PVsyst: Muito utilizado para a simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Este permite simular o desempenho dos sistemas fotovoltaicos considerando vários fatores como sombreamento, inclinação, orientação, entre outros. O PVsyst disponibiliza ferramentas que possibilitam a avaliação financeira do sistema de uma forma mais simplificada.
- HOMER: É um *software* de simulação de otimização de sistemas de energia renovável. Consegue simular qual a combinação mais economicamente viável, combinando várias fontes de energia, armazenamento e configurações específicas do projeto.
- PV*SOL: Este é o *software* de simulação utilizado por empresas como LG, Geoclima, BP e Sain-Gobain. Tal como os *softwares* acima referidos, este serve para o planeamento e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, no entanto, a principal vantagem é a de possuir uma interface mais intuitiva que os anteriores sem diminuir o número de configurações e análises possíveis.

4.5 Simulação em *Software*

Para a simulação e dimensionamento realizado nesta dissertação, a escolha do PV*SOL é acima de tudo uma escolha estratégica.

Este *software* apresenta confiabilidade, precisão e funcionalidades avançadas. A capacidade de simulação, tendo em conta fatores como sombreamento e orientação dos painéis, permite previsões mais precisas.

Além disto, o PV*SOL é constantemente atualizado, garantindo o acesso às mais recentes ferramentas, estando na versão atual 7(2024).

4.5.1 Dados e tipos de sistemas

Ao iniciar o *software* é necessário inserir dados e escolher o tipo de sistema. Para o desenvolvimento deste estudo utilizou-se um tipo de sistema com modelação em 3D e um sistema voltaico conectado à rede com consumo. Neste menu também são introduzidos os dados climáticos do local de implementação do sistema, onde, através do programa *Meteonorm* é conhecida a informação de radiação. Na figura 4.8 é possível verificar a introdução destas funcionalidades.

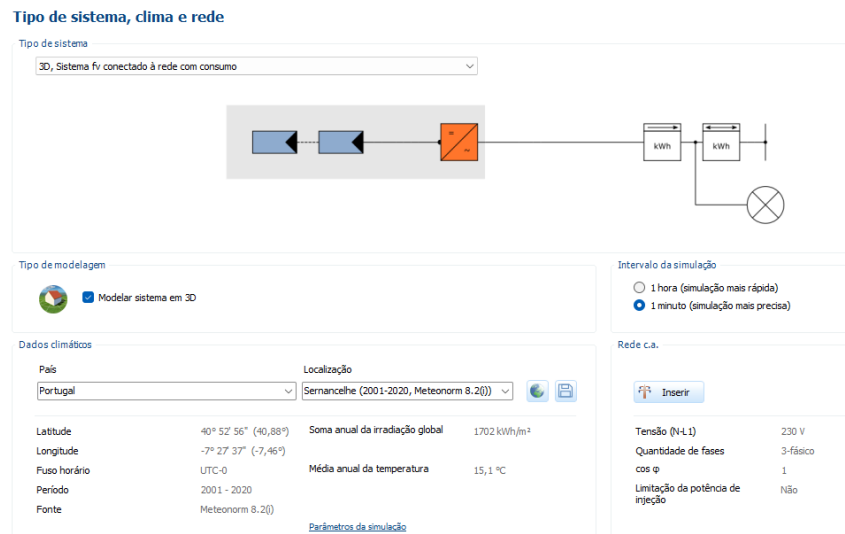


Figura 4.8: Menu de tipo de sistema, clima e rede

Nesta simulação utiliza-se o sistema conectado à rede para ser possível concluir a possibilidade de autossustentação energética.

4.5.2 Introdução do consumo

No menu seguinte é introduzido o valor do consumo dos SA da subestação. Como referido no capítulo 4.2, obtemos os valores para o consumo anual de horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, sendo que a seguir se introduz estes valores no menu de entrada de consumo mensal/anual, como evidenciado na figura 4.9

Entrada consumo mensal/anual

Nome:

4 períodos de tarifa: ⓘ Essa curva de carga será criada com base nos períodos da tarifa. Se houver mais que um período de tarifa, então defina primeiro a tarifa na tela Análise Financeira.

Valor anual
 Valores mensais

	Horas Cheias [kWh]	Horas de Ponta [kWh]	Horas de Vazio Normal [kWh]	Hora Vazie
Valor anual	80216,05	32086,42	48129,63	

Buttons: ? OK Cancelar

Figura 4.9: Entrada de consumo anual

Na figura 4.10 é possível verificar que os equipamentos dos SA estão permanentemente em funcionamento todos os dias do ano.

Nome:

Tipo:

Potência em W:

Potência em modo de espera em W:

Consumo anual em kWh:

Períodos de funcionamento

Consumidor permanente
 Intervalo de ligação: Horas

Em funcionamento Fora de serviço

Dias	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Jan	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Fev	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Mar	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Abr	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Mai	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Jun	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Jul	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Ago	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Set	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Out	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Nov	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Dez	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	

Figura 4.10: Distribuição de Consumo

Após a introdução dos valores do consumo e de observar a distribuição ao longo do ano, obtém-se o gráfico da figura 4.11.

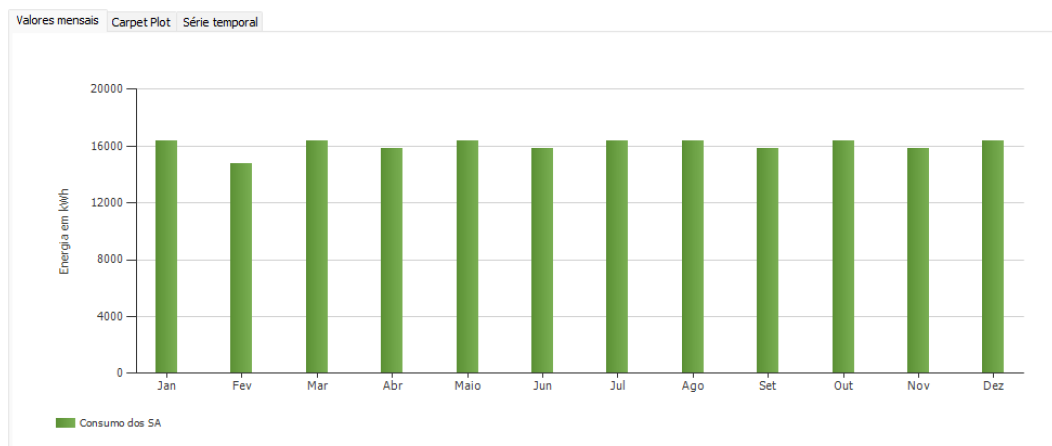


Figura 4.11: Consumo anual

4.6 Modelação

4.6.1 Definição geográfica

Após a introdução dos consumos, prossegue-se para a modelação do sistema. É necessário introduzir o cenário com recurso ao *Google Earth* como se pode verificar na figura 4.12, resultando no menu de simulação da figura 4.13.

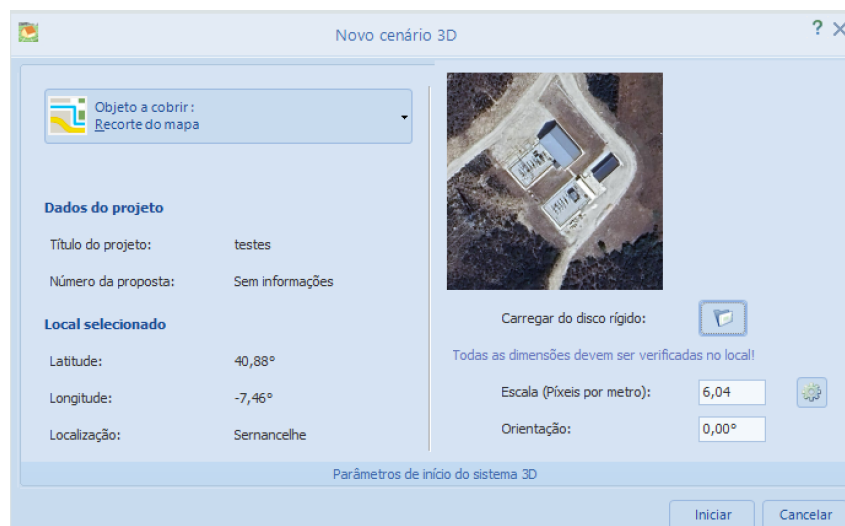


Figura 4.12: Implementação de cenário

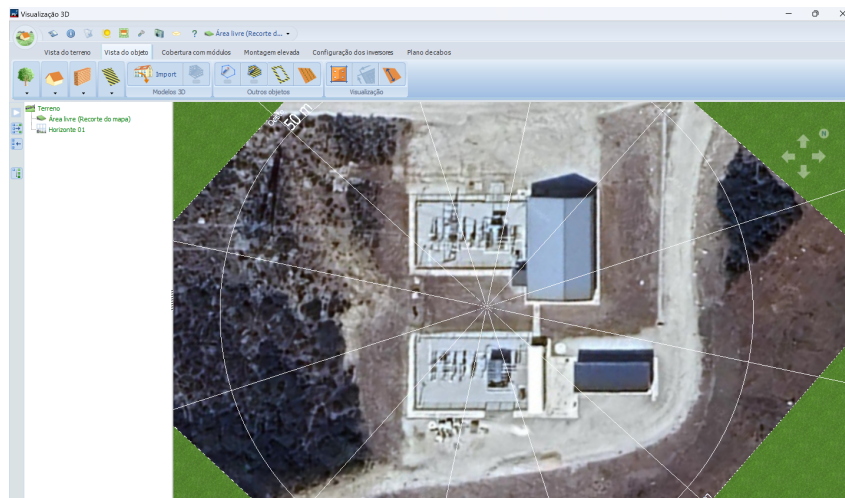


Figura 4.13: Menu de simulação fotovoltaica

Posteriormente, é necessário definir a área de implementação, bem como a estrutura do telhado. Com a seleção da definição de polígono é possível delinear a área do telhado bem como a estrutura da mesma que, no caso, e como referido anteriormente, é um edifício com telhado de duas águas.

Na figura 4.14 é possível verificar a delimitação da área e na figura 4.15 a atribuição das características do telhado como a sua estrutura, a inclinação do telhado e a altura do beiral.

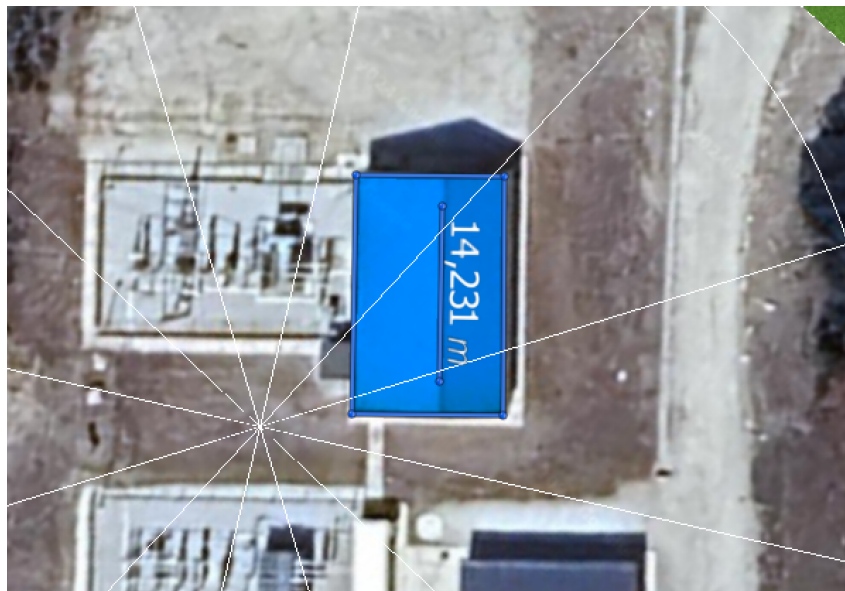


Figura 4.14: Definição da área útil

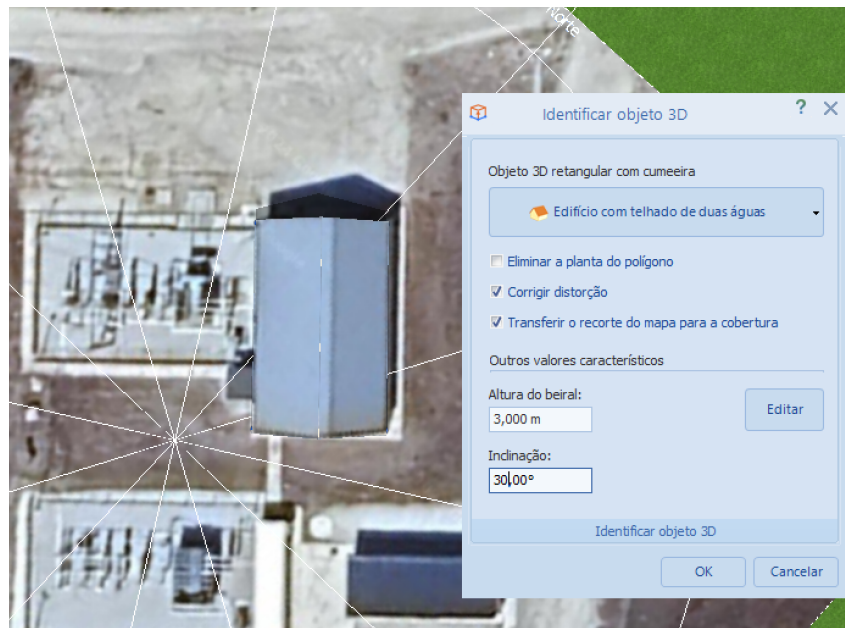


Figura 4.15: Caraterísticas do telhado

Uma vez definida a estrutura, é necessário fazer a escolha dos equipamentos a utilizar e proceder à sua implementação.

4.7 Equipamentos

4.7.1 Módulo escolhido

O painel fotovoltaico escolhido para esta simulação foi o Risen RSM132-8 665BDMG evidenciado na 4.16. A sua escolha resultou do facto deste ser um dos painéis mais eficientes e avançados da Risen Energy, destacando-se a potência de 655 watt-pico, as suas 132 células monocristalinas e a sua alta eficiência graças à tecnologia bifacial, atingindo uma eficiência de 21,6%.

O Risen RSM132-8-BDMG 665 W é projetado para minimizar a degradação induzida pela luz (LID) e a degradação potencial induzida (PID), assegurando uma maior confiabilidade e longevidade do desempenho do painel. Este também possui uma excelente carga de vento, apresentando valores de até 2400 Pa, e uma carga de neve de 5400 Pa, o que o torna favorável para a implementação nesta localidade.



Figura 4.16: Risen RSM132-8-BDMG 655 W

No anexo B, está presente a ficha técnica deste módulo solar.

4.7.2 Implementação dos módulos

No menu de seleção dos módulos é possível escolher o painel acima mencionado e, definindo um espaçamento de 0,025 metros horizontal e verticalmente entre eles, é possível implementar 42 módulos no alçado virado a sudoeste e 28 no voltado a nordeste.

Na figura 4.17 e 4.19 é possível visualizar a implementação destes módulos. A sua implementação é feita numa estrutura paralela ao telhado benéfica para a ventilação ótima dos mesmos e sem comprometer a produção.



Figura 4.17: Alçado sudoeste

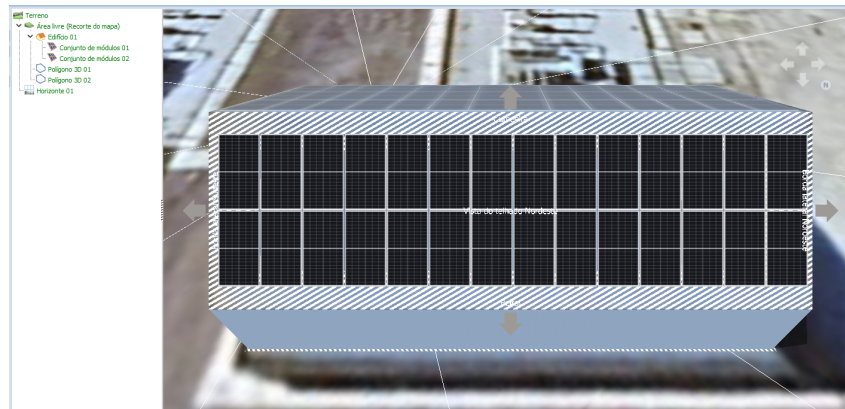


Figura 4.18: Alçado nordeste

4.7.3 Inversor

Existem inúmeros inversores cujas características se adaptam à capacidade necessária destes 70 módulos, porém, segundo o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelecido no artigo 96.º, a DGEG formula uma bolsa de equipamentos certificados possíveis de utilizar bem como as respetivas características.

Uma vez que a capacidade instalada dos módulos é cerca de 47.000 W escolheu-se o inversor Huawei SUN2000-36KTL (figura 4.19) que, sendo de menor potência, permite uma manutenção mais fácil e barata. Além disto, verifica-se uma maior longevidade do equipamento. Este inversor é altamente eficiente e robusto, possui proteção contra sobretensões, alto rendimento e fácil comunicação através de *Wi-Fi*, *ethernet* ou 4G para visualização de consumos e outras características.

Este é também equipado com integração de MPPT, isto é, possui a capacidade de integrar diferentes algoritmos de captura de energia solar em várias condições de iluminação e sombreamento.

O SUN2000-36KTL possui até quatro rastreadores MPPT independentes, permitindo uma flexibilidade maior na instalação dos painéis e melhor desempenho em configurações complexas, como no caso deste sistema.



Figura 4.19: Inversor

Este encontra-se também regulado pela bolsa de equipamentos certificados pela DGEG (figura 4.20).

Listagem de inversores para a UPP / UPAC - Atualização a 17-06-2019							
Fabricante	Modelo	Pot. Nominal [VA/W]	Certificado de conformidade			Normalização	Regime de funcionamento relativo à RESP (sincronizado/ilha)
			Número	Validade	Hiperligação para a Certificado/declaração de conformidade		
Huawei Technologies	SUN2000-33KTL	30 000	R 50298624 (IEC6210 9-1:2010) ; I15-0338 (EN50438:2013)	Não aplicável	https://www.huawei.com/en/products/Solar/Downloads/Product%20Certificates/20160224113800 http://www-file.huawei.com/en/all-products/Solar/Downloads/Product%20Certificates/20160224114424	EN50438:2007 DIN VDE 0126-1-1:2006-02	Sincronizado
Huawei Technologies	SUN2000-36KTL	36 000	R50341078 (IEC62109-1:2010); CE-02378823	Não aplicável	https://www.wattkraft.com/huawei-datasheet-download-center	DIN VDE 0126-1-1:213; VDE-AR-N-4105:2011	Sincronizado
IMEON ENERGY	IMEON 3.6	3000 VA/W	Z2M21403-0015	Não aplicável	http://gkisol.com/soporte-imeon/certificados-3-6/	IEC 62109-1: 2009 DIN VDE 0126-1-1:2006 VDE-AR-N-4105:2011	Sincronizado

Figura 4.20: Inversor presente na bolsa de equipamentos certificados

Através do *software* é possível obter a distribuição dos módulos. Assim, é garantida a eficiência do inversor sem comprometer a produção dos painéis.



Figura 4.21: Inversor

Através da figura 4.22 verifica-se a distribuição das *strings* bem como distribuição de cada PMP.

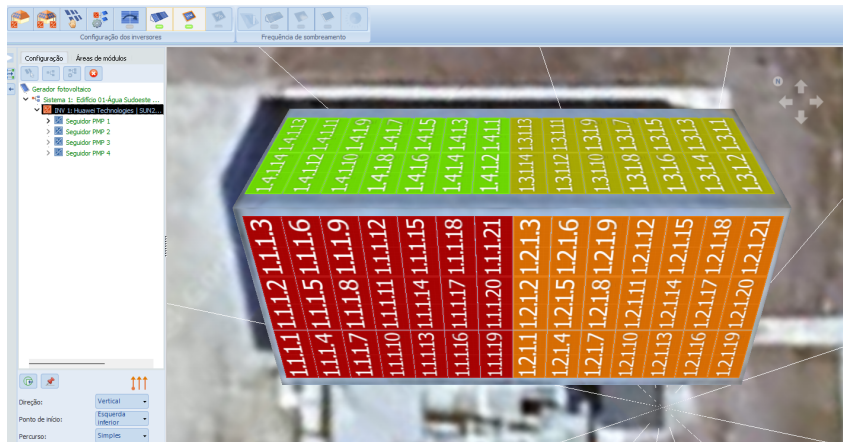


Figura 4.22: Distribuição de *strings* por PMP

A ficha técnica deste inversor encontra-se presente no anexo C.

4.8 Diagrama e Plantas

Concluída a escolha e o processo de implementação dos equipamentos passou-se à fase dos diagramas e das plantas do sistema.

A figura 4.23 mostra o diagrama de circuito onde estão presentes também todos os equipamentos extra como disjuntores, aterramentos e seccionadores, bem como as distâncias e secções dos cabos.

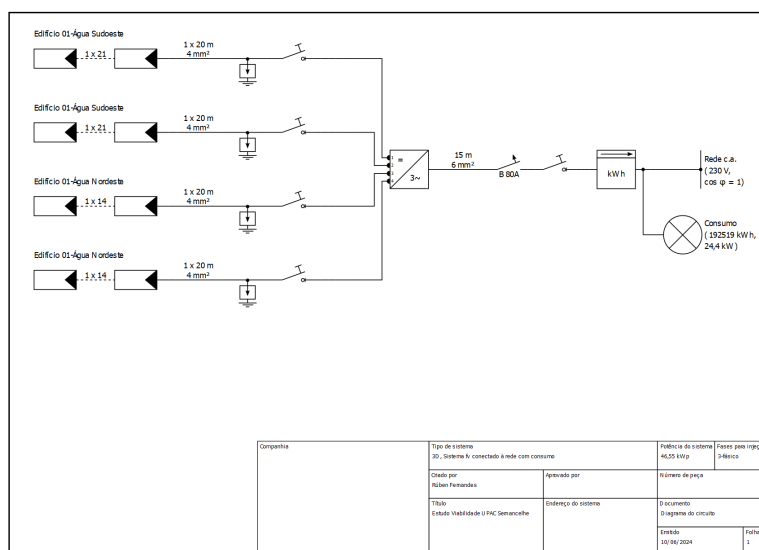


Figura 4.23: Diagrama de circuito

É possível também visualizar nas figuras 4.24 e 4.25, a planta da vertente do telhado voltada a nordeste e a sudoeste e as respectivas medidas de cada água.

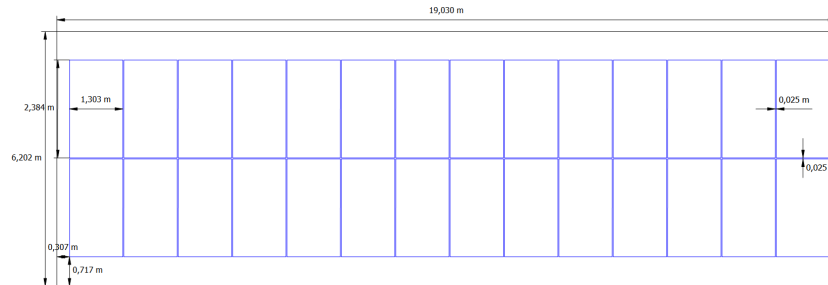


Figura 4.24: Planta da vertente nordeste

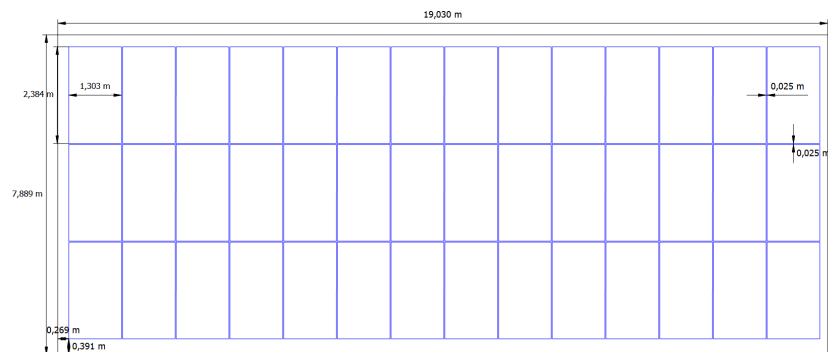


Figura 4.25: Planta da vertente sudoeste

Por fim, este menu apresenta também a lista de equipamentos necessários. Na figura 4.26 é possível observar os equipamentos que serão necessários para o funcionamento desta instalação.

Exportar		Copiar							
Nº da posição	Tipo	Nº do artigo	Fabricante	Nome	Quantidade	Unidade	Visível	Fixar	
1	Módulo fotovoltaico	Editar	Risen Energy	RSM132-8-665BMDG	70	Peça	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
2	Inversor	Editar	Huawei Technologies	SUN2000-36KTL-M3(480Vac)	1	Peça	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
3	Cabo	Editar		Cabo do string 4 mm² Cobre	80	m	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
4	Cabo	Editar		Cabos a.c. 3-fásico 6 mm² Cobre	15	m	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
5	Componentes	Editar		Medidor de injeção	1	Peça	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
6	Componentes	Editar		Disjuntor B 80A	1	Peça	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
7	Componentes	Editar		Seccionadora	5	Peça	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
8	Componentes	Editar		DPS com aterramento	4	Peça	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Figura 4.26: Lista de equipamentos

4.9 Parâmetros Financeiros

De modo a proceder com a análise financeira, torna-se necessário considerar diversos fatores. É necessário recolher parâmetros como o prazo de vida útil do projeto, a taxa rendimento do capital, custos de investimentos (amortizáveis e não amortizáveis), custos de manutenção, financiamento e impostos.

Assim, começando pelo investimento, é necessário contabilizar os equipamentos utilizados e os seus custos. Na tabela 4.3 conclui-se que o custo total em equipamentos, admitindo um erro de 5% na pesquisa dos mesmos, é de cerca de 21 754,93 €.

Estima-se que o valor de mão de obra na instalação destes equipamentos ronda valores de 5000 €. O quadro presente na figura 4.27 é preenchido com estes valores e também se inclui o valor de 1000 € em manutenção, com um aumento de 2% de inflação anual com base nas previsões e objetivos do banco central europeu.

Tabela 4.3: Custo dos Equipamentos utilizados

Equipamentos	Quantidades	Un	Custo Unitário	Custo Total
Huawei SUN2000-36KTL	1	un	3666,33 €	3666,33 €
RISEN RSM132-8-665BMDG	70	un	145,67 €	10196,9 €
Cabo de String AC 4mm ²	80	m	1,23 €	98,40 €
Cabo Trifásico AC 6mm ²	15	m	9,47 €	141,99 €
Medidor de injeção	1	un	152,66 €	152,66
Disjuntor 80 A	1	un	403,99 €	403,99 €
Seccionador	1	un	35,99 €	35,99 €
DPS c/ aterramento	1	un	81,27 €	81,27 €
Rack de montagem	70	un	83,82 €	5688,90 €
Outro material elétrico	1	un	250 €	250 €
Subtotal				21754,93 €
Instalação				5000 €
Total				26754,93 €

Custos e subsídios

Investimentos amortizáveis	21754,93	€	<input type="checkbox"/>	Entrada detalhada
Pagamentos únicos (não amortizáveis)	5000,00	€	<input type="checkbox"/>	Entrada detalhada
Subsídios	0,00	€	<input type="checkbox"/>	Entrada detalhada
Custos operacionais por ano	1000,00	€/a	Inflação	2,00 [%] <input type="checkbox"/> Entrada detalhada
Custos de consumo anual	0,00	€/a	Inflação	0,00 [%] <input type="checkbox"/> Entrada detalhada
Outros custos por ano	0,00	€/a	Inflação	0,00 [%] <input type="checkbox"/> Entrada detalhada
Outros lucros / economia por ano	0,00	€/a	Inflação	0,00 [%] <input type="checkbox"/> Entrada detalhada

Figura 4.27: Inserção de custos

Nesta simulação é desprezado o valor dos impostos, na medida de tornar a avaliação do estudo mais simplificada e fazer do foco principal o fluxo de caixa e a economia gerada pelo sistema. Deste modo é possível compreender melhor como o projeto se comporta em termos de gerar valor e a sua viabilidade.

Assumir um retorno do capital utilizado (ROCE) de 0% torna esta simulação mais realista, uma vez que o principal objetivo do projeto é alcançar a autonomia energética, em vez de gerar um lucro adicional sobre o capital investido.

É necessário também definir o proposto da produção de energia, ou seja, predefinir se haverá ou não injeção de excedente na rede.

Uma vez que a produção só é possível quando há exposição solar, o excedente da produção que não é consumido será introduzido na rede.

Capítulo 5

Análise de Resultados

5.1 Impacto Energético

Os gráficos presentes nas figuras 5.1 e 5.2 mostram o balanço de produção de energia e a cobertura do consumo deste sistema, onde em primeira instância se verifica que a produção não é constante ao longo do ano, notando que nos meses de verão há mais produção do que nos meses de inverno, como seria expectável.

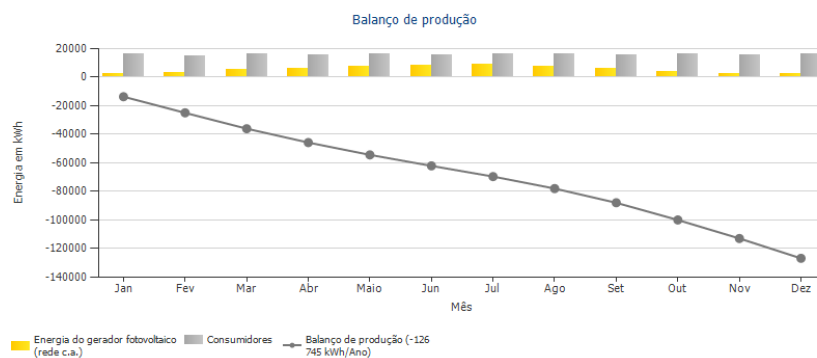


Figura 5.1: Balanço de produção energética.

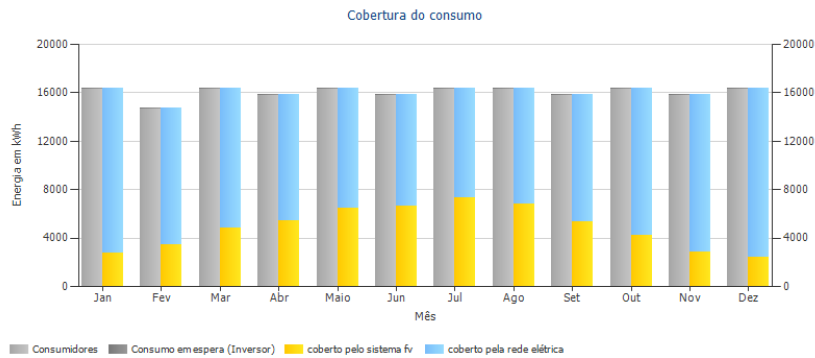


Figura 5.2: Cobertura do consumo.

A inclinação descendente da linha do balanço de produção indica um défice acumulado de energia, o que significa que a quantidade de energia consumida é maior do que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

Desta forma, a rede elétrica terá de compensar a produção num valor de 134.022 kWh/Ano, como se observa no gráfico do fluxo de energia necessário da figura 5.3.

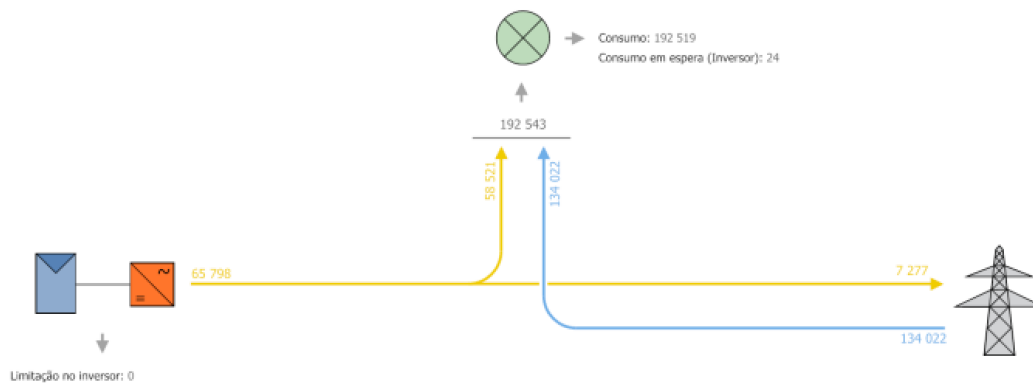


Figura 5.3: Gráfico do fluxo energético

5.1.1 Autoconsumo Direto

O gráfico da figura 5.4 mostra a produção de energia solar ao longo dos meses do ano, bem como a respetiva utilização, autoconsumo ou injeção na rede.

Novamente, é possível observar que a produção de energia solar é maior durante os meses de verão, com picos em junho e julho, enquanto a produção é menor nos meses de inverno, como dezembro e janeiro.

Nesta análise percebe-se que o sistema consegue gerar mais energia do que o necessitado para o consumo imediato durante as horas de produção solar, o que resulta numa injeção do excedente na rede totalizando 7277 kWh/ano.

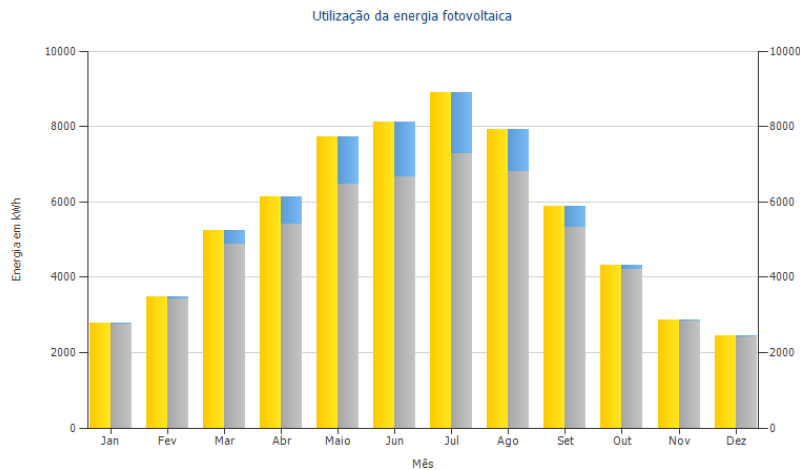


Figura 5.4: Utilização da energia.

Assim, é necessário estimar a tarifa de injeção de energia. Segundo a OMIE, entidade reguladora de preços da energia da península ibérica, esta apresenta nos últimos 6 meses de 2024 um valor médio aritmético de 0,03074 €/kWh (figura 5.5) [55].

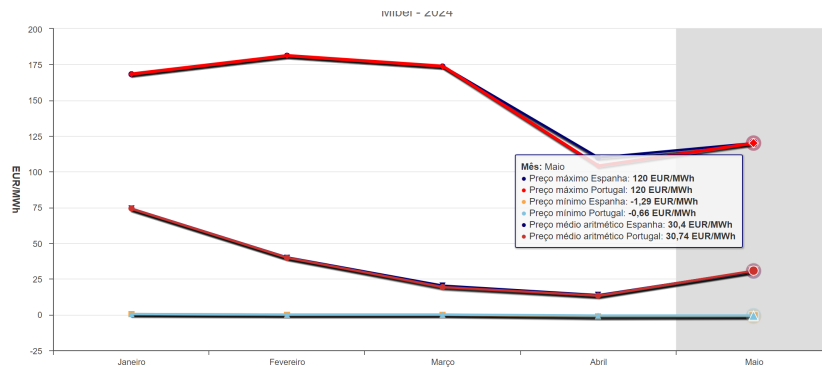


Figura 5.5: Valor médio aritmético dos últimos 6 meses do ano de 2024 [55]

É importante ressaltar que a avaliação correta das necessidades energéticas não deve ser baseada apenas no consumo durante as horas de produção solar, uma vez que o consumo ocorre durante todas as horas do dia e que se deve considerar o consumo nas 24 horas independentemente da produção solar.

5.2 Balanço Financeiro

O balanço financeiro inclui a dinâmica entre os custos e receitas ao longo do período de vida útil dos painéis, que no caso é de 15 anos.

Na tabela 5.6 observa-se que, no primeiro ano, o fluxo de caixa é negativo. Essencialmente, o valor do investimento inicial onde, apesar de ser amenizado pela economia na utilização da energia e pelo valor injetado na rede, faz com se obtenha um fluxo anual de -26.417,33 €.

A partir do segundo ano obtém-se um fluxo anual positivo, maioritariamente devido à ausência de novos investimentos. As receitas provenientes da injeção de energia na rede e as economias geradas pela autossuficiência energética aumentam ano após ano devido à inflação verificada no preço da energia.

Por fim, no último ano, o balanço financeiro continua a apresentar um fluxo anual positivo, um incremento na economia de energia e nos lucros relativos à injeção.

Apesar de se verificar tendencialmente uma recuperação do valor do fluxo anual acumulado, este fluxo no tempo de vida útil do projeto mantém-se negativo, indicando assim a impossibilidade de recuperação do investimento e por sua vez a inviabilidade do projeto.

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-21 754,93 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Custos operacionais	-1 000,00 €	-1 020,00 €	-1 040,40 €	-1 061,21 €	-1 082,43 €
Pagamentos únicos	-5 000,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Tarifa de injeção	219,40 €	229,85 €	234,49 €	239,22 €	244,05 €
Economia de energia	1 118,20 €	1 153,42 €	1 182,26 €	1 211,82 €	1 242,11 €
Fluxo de caixa anual	-26 417,33 €	363,27 €	376,35 €	389,83 €	403,73 €
Fluxo de caixa acumulado	-26 417,33 €	-26 054,06 €	-25 677,71 €	-25 287,89 €	-24 884,16 €

	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Custos operacionais	-1 104,08 €	-1 126,16 €	-1 148,69 €	-1 171,66 €	-1 195,09 €
Pagamentos únicos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Tarifa de injeção	248,97 €	254,00 €	259,13 €	264,36 €	269,69 €
Economia de energia	1 273,16 €	1 304,99 €	1 337,62 €	1 371,06 €	1 405,33 €
Fluxo de caixa anual	418,06 €	432,83 €	448,06 €	463,75 €	479,93 €
Fluxo de caixa acumulado	-24 466,10 €	-24 033,27 €	-23 585,22 €	-23 121,46 €	-22 641,53 €

	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Custos operacionais	-1 218,99 €	-1 243,37 €	-1 268,24 €	-1 293,61 €	-1 319,48 €
Pagamentos únicos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Tarifa de injeção	275,14 €	280,69 €	286,36 €	292,14 €	298,03 €
Economia de energia	1 440,47 €	1 476,48 €	1 513,39 €	1 551,23 €	1 590,01 €
Fluxo de caixa anual	496,61 €	513,79 €	531,50 €	549,75 €	568,56 €
Fluxo de caixa acumulado	-22 144,92 €	-21 631,12 €	-21 099,62 €	-20 549,86 €	-19 981,30 €

Figura 5.6: Tabela do fluxo de caixa em 15 anos

O *software* também disponibiliza o gráfico de fluxo de caixa acumulado, evidenciado através da figura 5.7, verificando-se que, no prazo de 15 anos, não é possível recuperar o capital investido inicialmente.

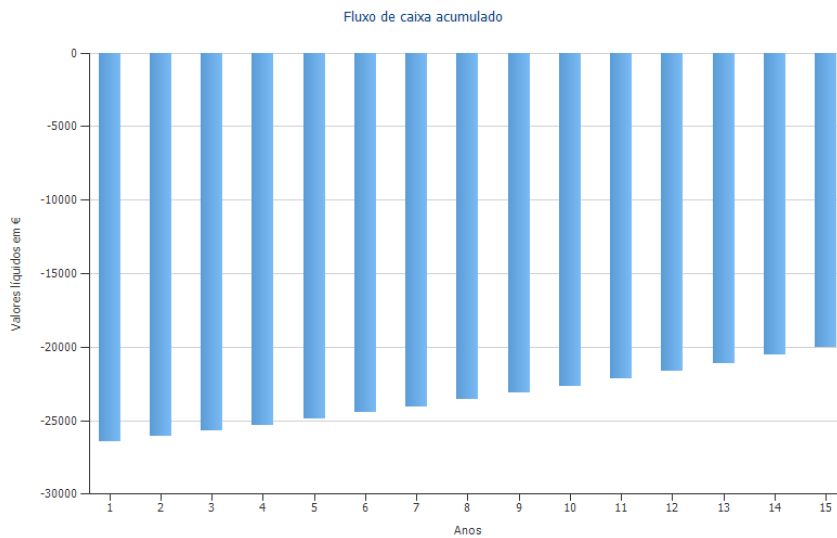


Figura 5.7: Tabela do fluxo de caixa em 15 anos

Desta forma, conclui-se que, apesar do sistema gerar uma economia em média de 1.350,6 € anualmente, o fluxo de caixa acumulado ao fim dos 15 anos é de -19.981,30 € segundo a figura 5.8.

Lucros e Economia	1350,6 €/Ano
Fluxo de caixa acumulado	-19 981,30 €

Figura 5.8: Conclusões da análise financeira

5.2.1 Índice de Rentabilidade

O índice de rentabilidade ou *Return on Investment* é utilizado como marcador de viabilidade de negócios, sendo um dos parâmetros mais importantes para verificar o tempo necessário para se obter retorno do valor inicialmente investido. Para muitos investidores é o fator crucial de entrada em projetos diversos. Através da fórmula 5.1, e dados apresentados no gráfico do balanço financeiro é possível descobrir o período de retorno do investimento.

$$ROI = \frac{\sum CFE}{\sum CFI}; \quad (5.1)$$

- CFE — somatório do fluxo de caixa de exploração
- CFI — somatório do fluxo de caixa investido

Assim, tendo em consideração que $CFI = 26.754,93 \text{ €}$ e $CFE = 6773,62 \text{ €}$, obtém-se o resultado presente na equação 5.3.

$$ROI = \frac{6773,62}{26754,93} = 0,25 \quad (5.2)$$

Portanto, um índice de rentabilidade de 0,25 revela que, apesar de haver algum retorno, o projeto não é financeiramente autossuficiente e que não se recupera integralmente o investimento inicial durante os 15 anos de duração do projeto.

5.2.2 Valor Atualizado Líquido (VAL)

Outro parâmetro para analisar a viabilidade de um projeto é a análise do valor atual líquido, ou VAL. Na análise do VAL são tidas em conta as seguintes informações:

- CFE - Fluxo de caixa da exploração;
- n - O período em análise;
- I - Investimento inicial;
- j - Taxa de atualização do projeto.

O VAL traduz o fluxo de caixa esperado ao longo do tempo, descontando esses valores para o presente e subtraindo o investimento inicial necessário.

$$VAL = \sum \left(\frac{CFE}{(1+j)^n} \right) - I \quad (5.3)$$

Se o VAL for positivo, indica que o investimento é viável, pois trará retornos superiores ao custo de capital.

Se for negativo, indica que o investimento provavelmente resultará em prejuízo.

Aplicando os valores em análise e considerando a taxa de atualização de 0% obtêm-se os seguintes resultados presentes na equação 5.5.

$$VAL = \sum \left(\frac{6773,62}{(1+0)^{15}} \right) - 26.754,93 \quad (5.4)$$

$$VAL = -19.981,28 \quad (5.5)$$

Assim, para uma taxa de atualização constante e verificando-se que o VAL < 0, confirma-se a não viabilidade do projeto, o que se traduz em prejuízo.

5.2.3 Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

Por último, mas não menos importante, verifica-se a taxa interna de rentabilidade. O TIR representa a taxa de desconto que assegura que os ganhos e as perdas sejam iguais, complementando o parâmetro do VAL.

Através da fórmula 5.7 é possível verificar a % de retorno interno. Aplicando a fórmula verifica-se que este valor é de -14,22% segundo a tabela 5.1, elaborada no *Excel*. Como referido anteriormente, sabemos que a taxa de rendimento do capital é inferior a 0 logo conclui-se a não rentabilidade do projeto.

$$TIR = \left(\frac{\sum CFG}{(1 + TIR)^n} \right) = -0.19 = 0 \quad (5.6)$$

$$TIR = -14,22\% \quad (5.7)$$

Tabela 5.1: Taxa Interna de Rentabilidade

ANO	CFG
1	-26417,3
2	363,27
3	376,35
4	389,83
5	403,73
6	418,06
7	432,83
8	448,06
9	463,75
10	479,93
11	496,61
12	513,79
13	531,5
14	549,75
15	568,56
TIR	-14,22%

Capítulo 6

Conclusões

A proposta inicial deste estudo era estimar se o potencial de produção energético da implementação de um sistema fotovoltaico teria o poder de suportar o consumo dos serviços auxiliares de uma subestação presente num parque eólico.

Esta implementação traria uma independência face à rede elétrica e um aumento da sustentabilidade deste tipo de operações, através da diminuição do consumo de eletricidade proveniente de fontes não renováveis.

Apesar da viabilidade técnica da implementação deste sistema no telhado da subestação, após uma análise detalhada de fatores como a orientação dos módulos, o rendimento dos mesmos, a localização da subestação e principalmente a área de instalação, conclui-se que estes impactam, diretamente, a eficiência de produção do sistema.

Estes fatores *versus* o custo do investimento tornam esta opção de produção energética, financeiramente inviável, não conseguindo suportar o consumo esperado anualmente, nem atingindo um retorno financeiro no tempo de vida do projeto (15 anos).

Embora o consumo não pudesse ser suprimido, há uma redução no valor da fatura anual. Verifica-se, portanto, a redução do custo médio de 1.350,60 € devido à poupança do consumo e à venda do excedente à tarifa de mercado atual.

Este valor, segundo a OMIEL, é relativamente baixo por vários fatores. O investimento significativo em fontes de energia renovável como eólica, solar e hídrica contribui para a diversificação da matriz energética, o que por consequência contribui para a diminuição do preço de venda do kWh. As condições climáticas para a

produção deste tipo também é especialmente favorável em Portugal o que por ocorrer um aumento da oferta da energia se traduz na redução dos preços de venda da energia.

Estes baixos preços representam um desafio para os sistemas desenvolvidos por promotores de energia renovável que, quando não implementados nas melhores condições, resultam numa penalização do investimento requerido.

Embora ocorram variações mensais de consumo e produção, a tendência é o aumento do preço da eletricidade que, no caso de injeção na rede, se traduz num aumento do rendimento desta proposta. Porém, apesar desse aumento, não é possível o retorno do investimento inicial acrescido do aumento de custos de manutenção.

No anexo E estão presentes dados como o rendimento do inversor e a irradiação pela área de cada módulo, onde é possível perceber que o motivo da inviabilidade deste sistema passa também pela impossibilidade do perfeito rendimento dos mesmos.

6.1 Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros é crucial a consideração da melhoria das condições de instalação como a localização e posição, de modo que o rendimento dos módulos fotovoltaicos seja o máximo possível. É necessário também estudar uma possível otimização da orientação e inclinação, bem como a exploração de novas tecnologias mais eficientes disponíveis no mercado.

É ainda crucial analisar métodos de monitorização e manutenção menos dispendiosos de modo a pode-se verificar uma diminuição dos custos operacionais.

Por fim, será importante detalhar de forma profunda uma análise dos preços de mercado com vista a entender as tendências dos preços da energia e criar um modelo financeiro tipo que crie vantagens quer para os produtores, quer para os consumidores.

Conclui-se que a possibilidade de sinergia entre métodos de produção energética, aliando diferentes tecnologias, poderá levar ao *self-supply* total, onde se criará um equilíbrio de produção que seja totalmente independente e contributivo para a diminuição eficaz da pegada ambiental.

Referências

- [1] G. Iberdrola, “Radiação solar: Qual seu impacto no planeta e no ser humano?,” Apr 2021. [Citado nas páginas 5, 6 e 7]
- [2] C. J. A. Nunes, “Análise de viabilidade de uma instalação fotovoltaica para alimentação dos serviços auxiliares numa central de cogeração,” Jul 2016. [Citado nas páginas 5, 6, 11, 22, 24, 25, 27 e 29]
- [3] D.-G. de Energia e Geologia, “Energias renováveis e sustentabilidade,” 2024. [Citado nas páginas 5 e 9]
- [4] M. Prado, “Energia solar cobre pela primeira vez 10 [Citado na página 6]
- [5] D. . G. de Energia e Geologia, “Balanço energético sintético 2022,” 2022. [Citado nas páginas ix e 6]
- [6] K. Engineering, “Chp1 pyrhelimeter: Solar data acquisition: Kintech engineering.” [Citado na página 6]
- [7] A. M. Botteon, “Qual É a história dos painéis solares e quando eles foram inventados?,” 2017. [Citado nas páginas ix, 7 e 12]
- [8] S. D. A. E. ODIVELAS, “Radiação solar,” Jun 2019. [Citado nas páginas ix e 7]
- [9] IPMA, “Mapa mensal de radiação,” 2023. [Citado nas páginas ix, 7 e 8]
- [10] L. I. A. Pestana, “Estudo do recurso solar fotovoltaico: Previsão e dimensionamento de um parque fotovoltaico de média potência,” Feb 2017. [Citado nas páginas 8 e 12]
- [11] L. Petillon, C. Saudemont, J.-C. Herant, and A. Davigny, “Energia solar recuperável,” 2020. [Citado na página 8]
- [12] W. EcoVOLts, “Inclinação de painéis solares.” [Citado na página 8]
- [13] I. Solar, “Painéis apontando para leste ou oeste,” Jul 2023. [Citado nas páginas ix e 9]
- [14] S. Viessmann, “Como funcionam os painéis solares térmicos?,” Nov 2016. [Citado nas páginas ix e 9]

- [15] Sunenergy, “Painéis solares térmicos: Aquecimento,” Jul 2023. [Citado na página 10]
- [16] I. Grupo InterEmpresas, “Solar térmico: Sistemas e sua constituição,” 2022. [Citado na página 10]
- [17] T. Figueira, “Energia solar em portugal: Mapeamento do potencial fotovoltaico com recurso a sistemas de informação geográfica,” 2019. [Citado na página 11]
- [18] E. EnergyCon, “Inovações na indústria da energia solar,” Feb 2022. [Citado na página 11]
- [19] “Photovoltaic cells based on conducting polymers and anthocyanins,” 2008. [Citado na página 11]
- [20] F. P. Technologies, “The history of solar - energy,” 2017. [Citado na página 12]
- [21] S. Cell, “early solar history,” 2022. [Citado na página 12]
- [22] F. André, “Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com baterias ligados à rede.” [Citado nas páginas xi, 13, 25, 26 e 29]
- [23] V. João Miguel Rodrigues, “Dimensionamento de um sistema fotovoltaico caso de estudo edifício azevedo gomes.” [Citado nas páginas 13, 27 e 28]
- [24] A. World, “Czochralski process.” [Citado nas páginas ix e 13]
- [25] A. Joyce, “As tecnologias fotovoltaicas,” Sep 2015. [Citado nas páginas 14, 15 e 16]
- [26] J. Pereira, “Instalações solares fotovoltaicas para autoconsumo: Análise e perspectivas de aplicação,” Sep 2016. [Citado na página 14]
- [27] “Xunlight xrd36 300w flexible thin film solar panel rollable amorphous,” 2023. [Citado na página 14]
- [28] P. Reis, “Nova célula solar fotovoltaica consegue converter 41 [Citado na página 15]
- [29] J. R. L. S. CORREIA, “Estudo e aplicação de um sistema de concentração fotovoltaica (cpv) com utilização de células multijunção,” Out 2018. [Citado nas páginas ix e 15]
- [30] A. M. Botteon, “O que são células solares orgânicas?,” Jul 2020. [Citado na página 16]
- [31] A. B. F. Vitoreti, “Células solares sensibilizadas por pontos quânticos,” 2016. [Citado na página 16]

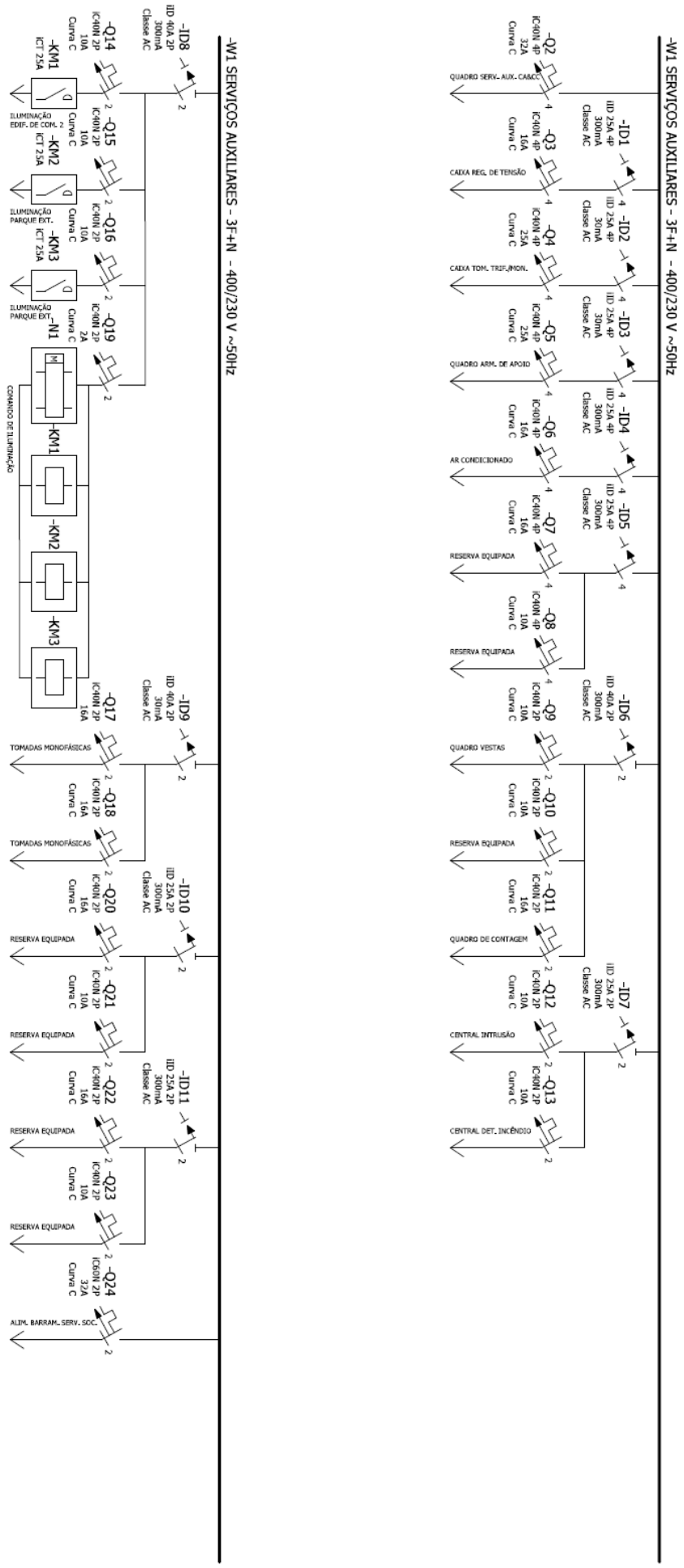
- [32] M. Martinez, “La100 equity strategies identify pathways for underserved los angeles communities to reap benefits of transition to 100 [Citado na página 16]
- [33] Y. F. Tay, H. Kaneko, S. Y. Chiam, S. Lie, Q. Zheng, B. Wu, S. S. Hadke, Z. Su, P. S. Bassi, D. M. Bishop, and et al., “Solution-processed cd-substituted czts photocathode for efficient solar hydrogen evolution from neutral water for joule: Ibm research,” Mar 2018. [Citado na página 16]
- [34] E. Green Power, “Painéis solares sustentáveis: Uma nova fronteira industrial,” 2021. [Citado na página 16]
- [35] F. Tralhão, “Implementação de sistemas fotovoltaicos em portugal versus nos estados unidos da américa,” 2012. [Citado na página 18]
- [36] A. Programa do Ambiente, “Energias renováveis,” May 2023. [Citado na página 18]
- [37] DGEG, “Números em destaque,” 2022. [Citado nas páginas ix, 18, 19 e 20]
- [38] “Potência das energias renováveis,” 2022. [Citado na página 19]
- [39] I. de Telecomunicações, “Photovoltaic cells based on conducting polymers and anthocyanins conducting polymers.” [Citado na página 20]
- [40] E. Melo, “Funcionamento do sistema off grid “energia solar fotovoltaica”,” 2018. [Citado nas páginas ix, 20, 21, 24, 25 e 26]
- [41] M. Ferreira Carvalho, “Dimensionamento de um parque solar fotovoltaico: Análise técnico-económica das diferentes tecnologias,” 2022. [Citado na página 21]
- [42] A. M. Naia, “Dimensionamento de sistema solar híbrido caso de estudo unidade de alojamento de hotelaria dos serviços de ação social do instituto politécnico de coimbra,” Jan 2023. [Citado na página 21]
- [43] T. Leroy, L. Petillon, and J.-C. Herant, “Tecnologia das células,” 2019. [Citado nas páginas ix, 22 e 23]
- [44] J. Sarmiento, “Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares.” [Citado na página 22]
- [45] E. MAG, “Depth of discharge.” [Citado nas páginas ix, 25 e 26]
- [46] Batteryuniversity, “Bu-903: How to measure state-of-charge.” [Citado nas páginas ix e 26]
- [47] O. Rui Miguel Rocha Val de, “Projeto, dimensionamento e instalação de solução fotovoltaica numa moradia offgrid.” [Citado nas páginas 27 e 30]

- [48] E. Ednamendes, “Desempenho dos painéis fotovoltaicos: Fatores a avaliar,” Feb 2023. [Citado nas páginas ix, 28 e 29]
- [49] R. J. C. Lopes, “Efeito do sombreamento nos painéis fotovoltaicos,” Sep 2013. [Citado na página 28]
- [50] Ecoa, “Como o clima influencia a produção de energia solar?,” Feb 2023. [Citado na página 30]
- [51] M. Mani, R. Pillai, and A. Rao, “Influence of dust deposition on photovoltaic panel performance,” Aug 2014. [Citado nas páginas ix e 30]
- [52] DGEG, “Autoconsumo e comunidade de energia renovável,” 2024. [Citado nas páginas 31, 32 e 33]
- [53] E. reguladora dos Serviços de Eletricidade, “Tarifas e preços - eletricidade.” <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/tarifas-e-precos-regulados>, 01 2024. [Citado na página 33]
- [54] “Tarifas e preços - eletricidade - erse.” <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/>, 2024. Accessed: 2024-06-27. [Citado nas páginas xi e 34]
- [55] “Preço horário do mercado diário | omie.” <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>, 2024. Accessed: 2024-06-30. [Citado nas páginas x e 57]

Anexo A

ANEXO 1

A.1 Esquema dos Serviços Auxiliares



Anexo B

ANEXO 2

B.1 Painel Solar



**HIGH PERFORMANCE
BIFACIAL PERC MONOCRYSTALLINE MODULE**



RSM132-8-640BMDG-665BMDG

132 CELL Mono PERC Module	640-665Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.4% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 30%)
- 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



* 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.

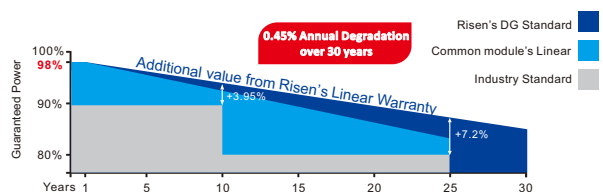
Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen 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



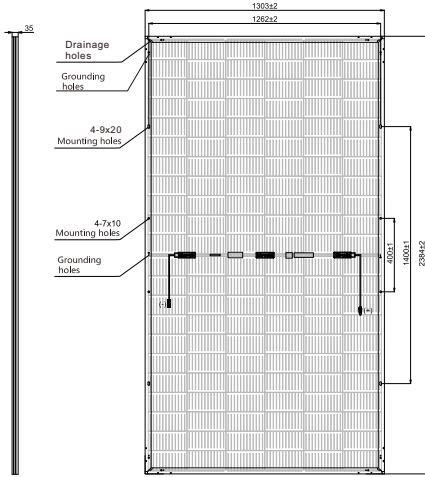
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 30 year Linear Power Warranty



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

Dimensions of PV Module Unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-640BMDG	RSM132-8-645BMDG	RSM132-8-650BMDG	RSM132-8-655BMDG	RSM132-8-660BMDG	RSM132-8-665BMDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	640	645	650	655	660	665
Open Circuit Voltage-Voc(V)	45.09	45.29	45.49	45.69	45.89	46.09
Short Circuit Current-Isc(A)	18.08	18.13	18.18	18.23	18.28	18.33
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.51	37.69	37.87	38.05	38.23	38.41
Maximum Power Current-Impp(A)	17.07	17.12	17.17	17.22	17.27	17.32
Module Efficiency (%) *	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
Bifacial factor: 70%±5 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

	704	710	715	721	726	732
Total Equivalent power -Pmax (Wp)	704	710	715	721	726	732
Open Circuit Voltage-Voc(V)	45.09	45.29	45.49	45.69	45.89	46.09
Short Circuit Current-Isc(A)	19.89	19.94	20.00	20.05	20.11	20.16
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.51	37.69	37.87	38.05	38.23	38.41
Maximum Power Current-Impp(A)	18.78	18.83	18.89	18.94	19.00	19.05

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-8-640BMDG	RSM132-8-645BMDG	RSM132-8-650BMDG	RSM132-8-655BMDG	RSM132-8-660BMDG	RSM132-8-665BMDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	484.9	488.6	492.4	496.2	500.0	503.8
Open Circuit Voltage-Voc (V)	41.93	42.12	42.31	42.49	42.68	42.86
Short Circuit Current-Isc (A)	14.83	14.87	14.91	14.95	14.99	15.03
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	34.81	34.98	35.14	35.31	35.48	35.64
Maximum Power Current-Impp (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	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×35mm
Weight	41kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	High strength alloy steel
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

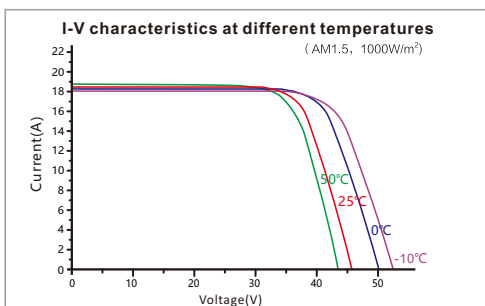
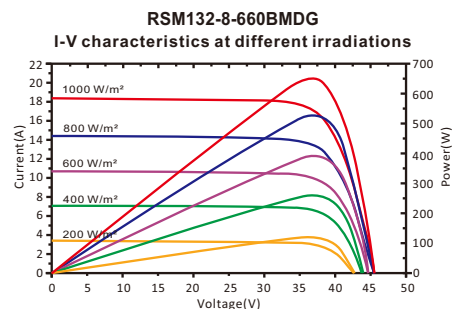
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

PACKAGING CONFIGURATION

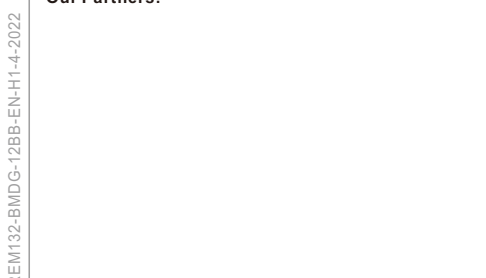
	40ft(HQ)
Number of modules per container	558
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1120×2520
Box gross weight[kg]	1315

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.



Our Partners:



Anexo C

ANEXO 3

C.1 Inversor

SUN2000-36KTL Smart PV Controller



Smart

8 strings intelligent monitoring



Efficient

Max. efficiency 98.6%



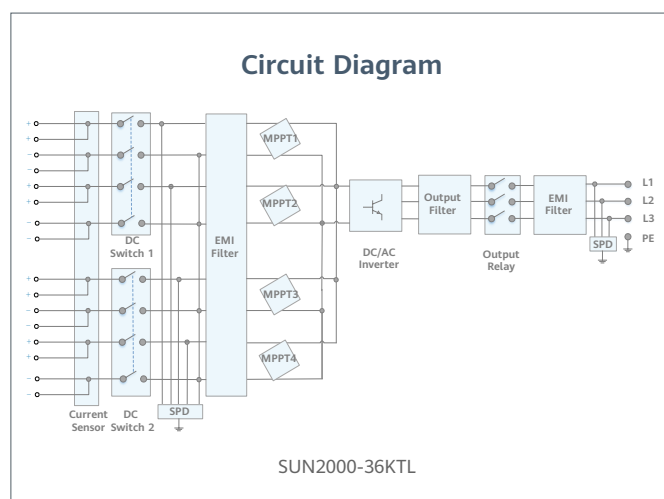
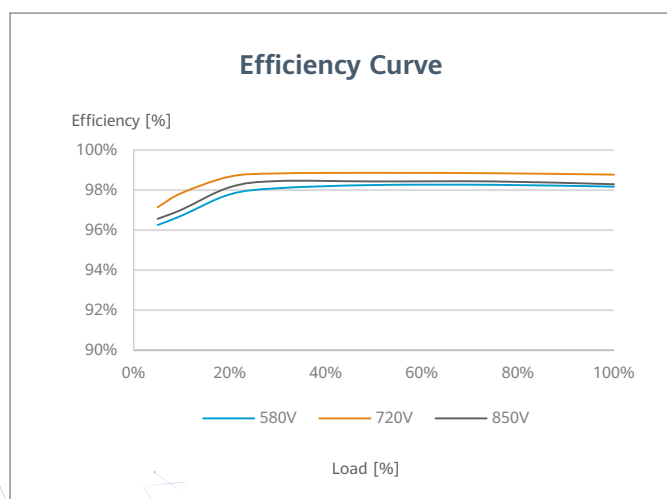
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



SUN2000-36KTL
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-36KTL
-------------------------	---------------

Efficiency	
Max. Efficiency	98.8% @480 V; 98.6% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.6% @480 V; 98.4% @380 V / 400 V

Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of MPP trackers	4
Max. input number per MPP tracker	2

Output	
Rated AC Active Power	36,000 W
Max. AC Apparent Power	40,000 VA ³
Max. AC Active Power (cosφ=1)	Default 40,000 W; 36,000 W optional in settings
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	54.6 A @380 V, 52.2 A @400 V, 43.4 A @480 V
Max. Output Current	60.8 A @380 V, 57.8 A @400 V, 48.2 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes

Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)

General Data	
Dimensions (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inch)
Weight (with mounting plate)	62 kg (136.7 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 2.5 W

Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2

^{*1} The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

^{*2} Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

^{*3} The maximum active power is determined by PQ mode setting. If PQ mode 1 is selected, the maximum active power equals the maximum apparent power. If PQ mode 2 is selected, the maximum active power equals the rated active power.

Anexo D

ANEXO 4

D.1 Tarifas

Tarifas de Acesso às Redes (MAT, AT, MT, BTE e BTN)

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0627
	Contratada	0,0114
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0035
	Horas cheias	0,0033
	Horas de vazio normal	0,0033
	Horas de super vazio	0,0031
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0231
	Capacitiva	0,0173

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1375
	Contratada	0,0054
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0068
	Horas cheias	0,0064
	Horas de vazio normal	0,0057
	Horas de super vazio	0,0053
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0231
	Capacitiva	0,0173

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2258
	Contratada	0,0340
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0108
	Horas cheias	0,0099
	Horas de vazio normal	0,0078
	Horas de super vazio	0,0069
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0252
	Capacitiva	0,0189

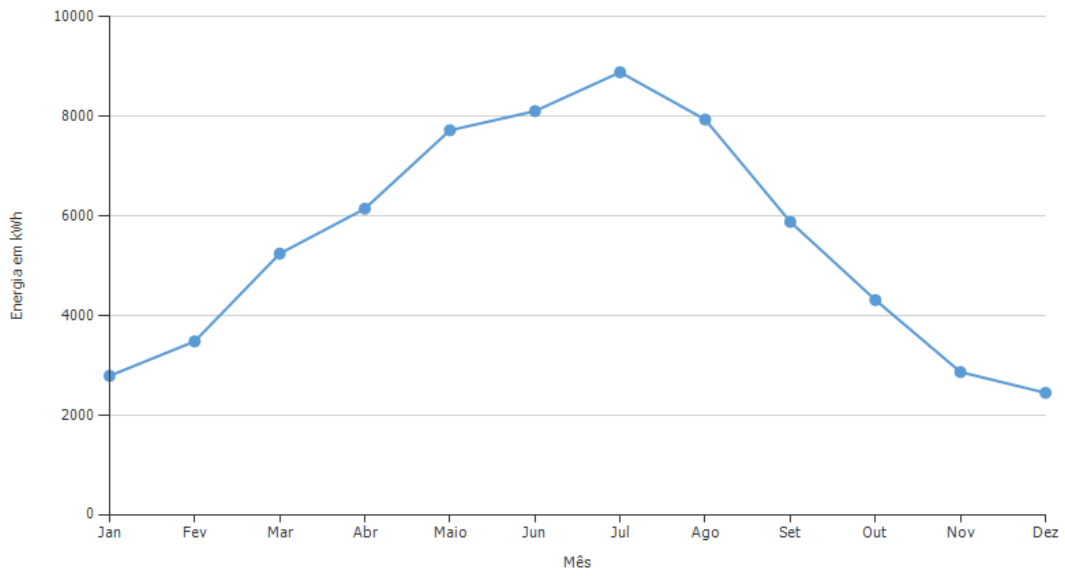
TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4872
	Contratada	0,0450
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0211
	Horas cheias	0,0190
	Horas de vazio normal	0,0151
	Horas de super vazio	0,0123
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0318
	Capacitiva	0,0243

Anexo E

ANEXO 5

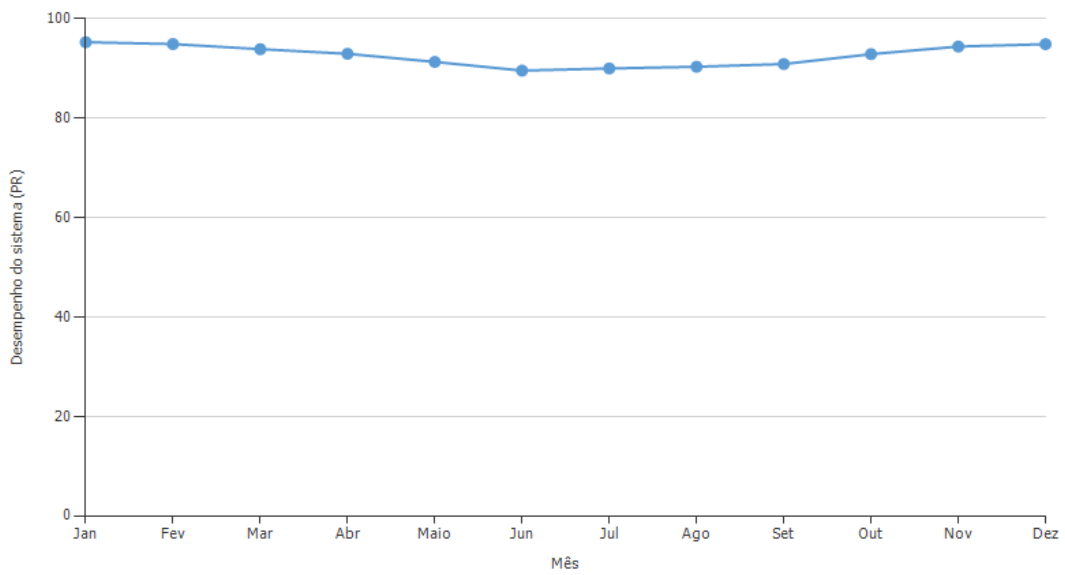
E.1 Outros Dados do Relatório

Previsão de rendimento por inversor

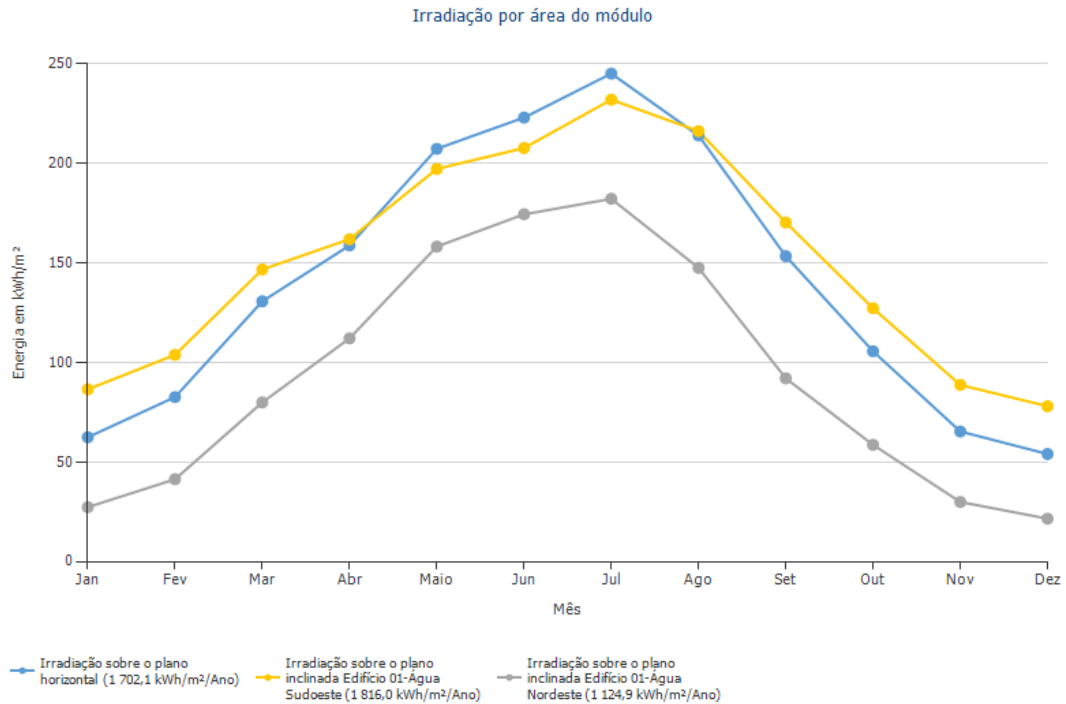


Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.) Inversor 1 (1x SUN2000-36KTL-M3(480Vac))

Desempenho do sistema (PR) por inversor



Desempenho do sistema (PR) Inversor 1 (1x Huawei Technologies SUN2000-36KTL-M3(480Vac))



Edifício 01-Água Sudoeste

Irradiação global - horizontal	1 702,13 kWh/m²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-17,02 kWh/m²	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	22,58 kWh/m²	1,34 %
Orientação e inclinação do plano dos módulos	108,34 kWh/m²	6,34 %
Sombreamento independente do módulo	0,00 kWh/m²	0,00 %
Reflexão na superfície de módulo	0,00 kWh/m²	0,00 %
Irradiação no verso do módulo	0,00 kWh/m²	0,00 %
Irradiação global no plano dos módulos	1 816,02 kWh/m²	

Edifício 01-Água Nordeste

Irradiação global - horizontal	1 702,13 kWh/m²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-17,02 kWh/m²	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	37,55 kWh/m²	2,23 %
Orientação e inclinação do plano dos módulos	-597,77 kWh/m²	-34,70 %
Sombreamento independente do módulo	0,00 kWh/m²	0,00 %
Reflexão na superfície de módulo	0,00 kWh/m²	0,00 %
Irradiação no verso do módulo	0,00 kWh/m²	0,00 %
Irradiação global no plano dos módulos	1 124,89 kWh/m²	

Anexo F

ANEXO 6

F.1 Global Solar Atlas Report

GLOBAL SOLAR ATLAS

BY WORLD BANK GROUP

Arnas

40.8823°, -007.460344°

Arnas, Portugal

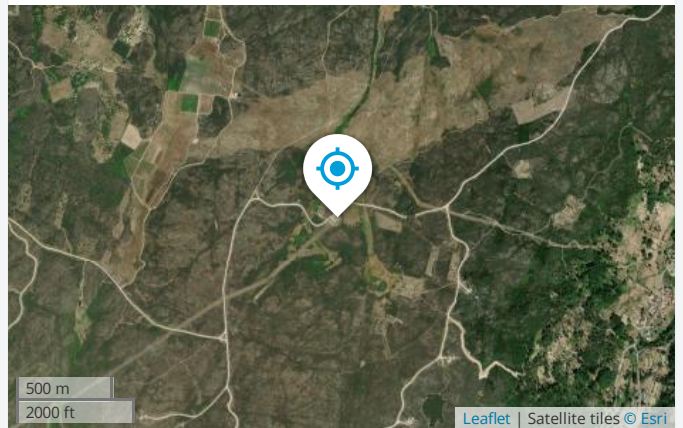
Time zone: UTC+01, Europe/Lisbon [WEST]

🕒 Report generated: 26 Jun 2024

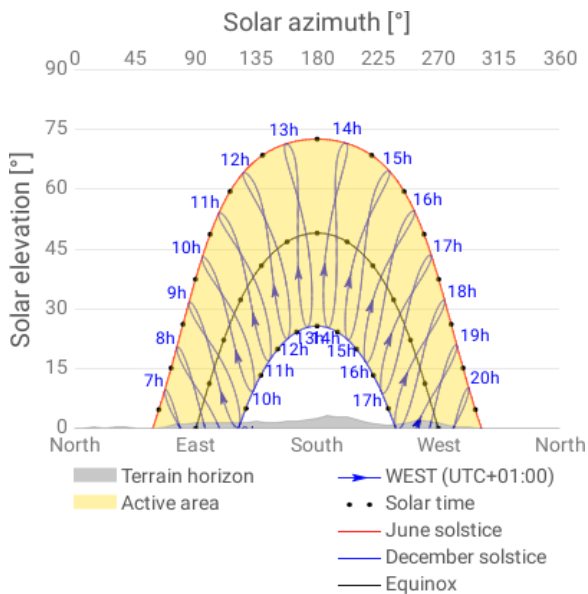
SITE INFO

Map data		Per year	
Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	1570.5	kWh/kWp
Direct normal irradiation	DNI	1921.4	kWh/m ²
Global horizontal irradiation	GHI	1643.3	kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	541.3	kWh/m ²
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	1907.4	kWh/m ²
Optimum tilt of PV modules	OPTA	34 / 180	°
Air temperature	TEMP	11.8	°C
Terrain elevation	ELE	N/A	

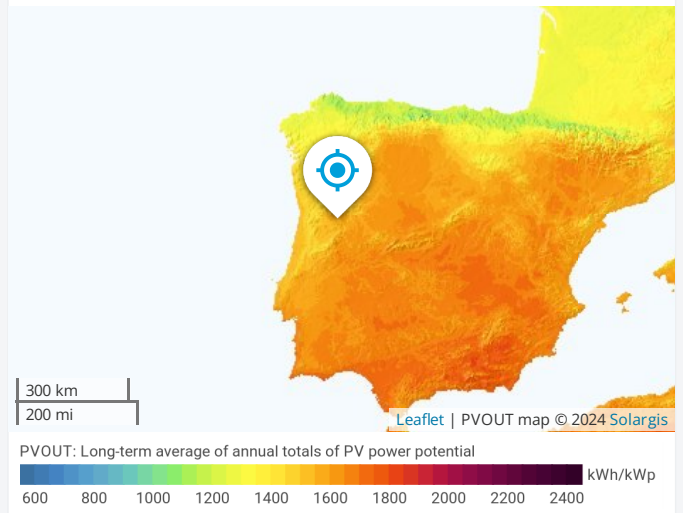
Map



Horizon and sunpath



PVOUT map



GLOBAL SOLAR ATLAS

BY WORLD BANK GROUP

PV ELECTRICITY AND SOLAR RADIATION

Annual averages

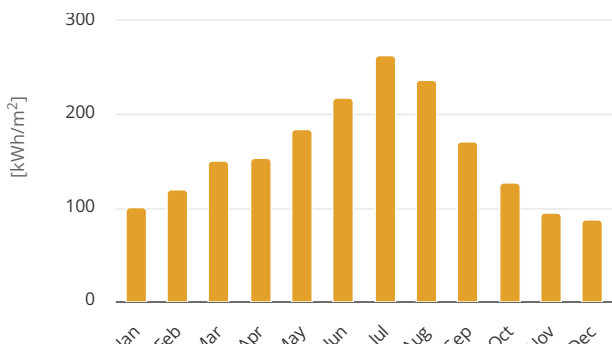
Direct normal irradiation

1910.3

kWh/m² per year

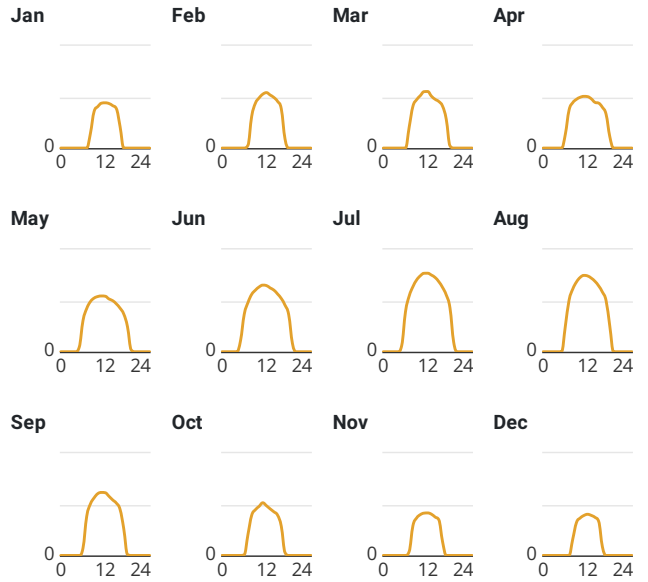
Monthly averages

Direct normal irradiation



Average hourly profiles

Direct normal irradiation [Wh/m²]



UTC+01

Average hourly profiles

Direct normal irradiation [Wh/m²]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6					47	109	65	3				
6 - 7				135	305	367	392	249	72	7		
7 - 8		27	206	371	423	481	546	503	382	204	40	
8 - 9	143	309	408	444	491	561	636	613	504	392	290	159
9 - 10	359	438	473	477	525	602	702	682	564	447	366	322
10 - 11	406	490	513	497	540	634	743	727	605	480	399	366
11 - 12	439	527	552	506	546	652	768	747	616	515	414	391
12 - 13	443	542	553	503	543	647	768	742	613	486	416	403
13 - 14	436	519	507	482	517	624	750	720	579	455	404	392
14 - 15	415	495	477	447	500	603	726	689	543	427	376	373
15 - 16	386	456	455	439	468	565	685	644	512	394	348	333
16 - 17	211	383	410	399	426	521	629	584	450	285	135	85
17 - 18		89	282	330	369	456	555	499	261	28		
18 - 19			22	112	246	362	429	250	10			
19 - 20					19	82	94					
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	3,237	4,275	4,858	5,141	5,964	7,265	8,489	7,653	5,712	4,121	3,188	2,823

GLOBAL SOLAR ATLAS

BY WORLD BANK GROUP

GLOSSARY

Acronym	Full name	Unit	Type of use
DIF	Diffuse horizontal irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average yearly, monthly or daily sum of diffuse horizontal irradiation (© 2024 Solargis)
DNI	Direct normal irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average yearly, monthly or daily sum of direct normal irradiation (© 2024 Solargis)
ELE	Terrain elevation	m, ft	Elevation of terrain surface above/below sea level, processed and integrated from SRTM-3 data and related data products (SRTM v4.1 © 2004 - 2024, CGIAR-CS)
GHI	Global horizontal irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global horizontal irradiation (© 2024 Solargis)
GTI	Global tilted irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global tilted irradiation (© 2024 Solargis)
GTI_opta	Global tilted irradiation at optimum angle	kWh/m ² , MJ/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global tilted irradiation for PV modules fix-mounted at optimum angle (© 2024 Solargis)
OPTA	Optimum tilt of PV modules	°	Optimum tilt of fix-mounted PV modules facing towards Equator set for maximizing GTI input (© 2024 Solargis)
PVOUT_total	Total photovoltaic power output	kWh, MWh, GWh	Yearly and monthly average values of photovoltaic electricity (AC) delivered by the total installed capacity of a PV system (© 2024 Solargis)
PVOUT_specific	Specific photovoltaic power output	kWh/kWp	Yearly and monthly average values of photovoltaic electricity (AC) delivered by a PV system and normalized to 1 kWp of installed capacity (© 2024 Solargis)
TEMP	Air temperature	°C, °F	Average yearly, monthly and daily air temperature at 2 m above ground. Calculated from outputs of ERA5 model (© 2024 ECMWF, post-processed by Solargis)

ABOUT

This pdf report (the “Work”) is automatically generated from the Global Solar Atlas online app (<https://globalsolaratlas.info/>), prepared by Solargis under contract to The World Bank, based on a solar resource database that Solargis owns and maintains. It provides the estimated solar resource, air temperature data and potential solar power output for the selected location and input parameters of a photovoltaic (PV) power system.

Copyright © 2024 The World Bank
1818 H Street NW, Washington DC 20433, USA

The World Bank, comprising the International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) and the International Development Association (IDA), is the commissioning agent and copyright holder for this Work, acting on behalf of The World Bank Group. The Work is licensed by The World Bank under a Creative Commons Attribution license (CC BY 4.0 IGO) with a mandatory and binding addition (please refer to the GSA website for full terms and conditions of use <https://globalsolaratlas.info/support/terms-of-use>).

The World Bank Group disclaims all warranties of any kind related to the provision of the Work.

The Work is made available solely for general information purposes. Neither the World Bank, Solargis nor any of its partners and affiliates hold the responsibility for the accuracy and/or completeness of the data and shall not be liable for any errors, or omissions. It is strongly advised that the Work be limited to use in informing policy discussions on the subject, and/or in creating services that better educate relevant persons on the viability of solar development in areas of interest. As such, neither the World Bank nor any of its partners on the Global Solar Atlas project will be liable for any damages relating to the use of the Work for financial commitments or any similar use cases. Solargis has done its utmost to make an assessment of solar climate conditions based on the best available data, software, and knowledge.

Sources: Solar database and PV software © 2024 Solargis