

**PATRÍCIA ALEXANDRA PEREIRA DE MORAIS NEVES**

Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

# **ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÓMICA E EXECUÇÃO DO PROJETO PARA UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 17,3 MWP**

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

Universidade NOVA de Lisboa  
Setembro, 2023

# ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÓMICA E EXECUÇÃO DO PROJETO PARA UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 17,3 MWP

**PATRÍCIA ALEXANDRA PEREIRA DE MORAIS NEVES**

Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

**Orientador:** Carlos André Rodrigues da Silva

*Engenheiro Eletrotécnico*

**Coorientadora:** Anabela Gonçalves Pronto

*Professora Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa*

## Júri

**Presidente:** João Francisco Martinho Lêdo Guerreiro

*Professor Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa*

**Arguente:** João Miguel Murta Pina

*Professor Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa*

**Orientadora:** Anabela Monteiro Gonçalves Pronto

*Professora Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa*

## **Estudo de Viabilidade Técnica e Económica e execução do Projeto para uma Central Fotovoltaica de 17,3 MWp**

Copyright © Patrícia Alexandra Pereira de Moraes Neves, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

*Aos meus pais, irmão e avós.*

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, quero agradecer ao meu orientador, o Engenheiro Carlos Silva, pelo seu entendimento e apoio ao longo da minha dissertação. Quero agradecer ao Engenheiro Rui Martins, que gentilmente me ajudou na elaboração desta dissertação. Quero também expressar o meu apreço ao Tiago Caneira e à Ana João Martins por me terem proporcionado a oportunidade de desenvolver a minha tese em conjunto com a empresa EnergyCon. Gostaria de agradecer à Professora Anabela Pronto, que esteve sempre disponível desde o início até à conclusão desta dissertação.

Agradecer à minha família, em particular aos meus pais e ao meu irmão, pelo apoio constante e incondicional durante toda a minha vida, sempre me encorajaram a não desistir e a perseguir os meus sonhos. Quero agradecer aos meus avós paternos, que sempre foram um grande exemplo de humildade, seriedade, responsabilidade e empenho, e que apesar de já não estarem presentes, sem os ensinamentos deles, nunca teria sido possível chegar onde cheguei.

Aos meus amigos de infância, que são como família e desde sempre me apoiaram e me fizeram acreditar em mim.

Os meus colegas de faculdade, em especial aos "7 anos e meio", com quem aprendi e cresci, e sem os quais não teria sido possível fazer este percurso longo e difícil.

Por último, quero agradecer à melhor surpresa que a faculdade me trouxe, Rodrigo Simões, que para além de namorado é um grande amigo, que nunca desistiu de mim, sempre me apoiou e ajudou e sem o qual não teria sido possível terminar esta dissertação.

A toda a gente que tornou este caminho mais fácil, o meu muito obrigada.

”

*Tenho em mim todos os sonhos do mundo.*

*Fernando Pessoa*

## RESUMO

Nos últimos anos, em virtude de diversas crises ambientais e problemas energéticos tem-se atribuído uma crescente importância à transição energética como uma forma de mitigar problemas emergentes. Têm sido estabelecidas diversas metas ambientais que visam alcançar a neutralidade carbónica até 2050 e garantir um futuro sustentável para as gerações futuras. Desta forma têm surgido projetos de produção de energia através de fontes renováveis. Relativamente a este propósito, surge este projeto fotovoltaico da Quinta da Cruz, centroeletroprodutor de 17,37 MWp, que busca analisar a viabilidade técnica e económica do mesmo.

No que diz respeito à análise técnica foram estudados dois cenários, o ideal e o real, de forma a perceber quais os fatores que afetam a eficiência e o desempenho de um projeto. Conclui-se que as perdas, orientação, inclinação e o local em questão afetam a produção e o desempenho de uma central, daí o cenário real se ter revelado pior que o ideal.

Em relação à viabilidade económica, foram estudados dois cenários, num primeiro momento, o preço de venda de energia foi acordado no leilão solar de 2019, de onde surgiu esta central, num segundo estudo o preço da energia produzida foi o de mercado no ano de 2020. Este projeto foi definido para uma vida útil de 25 anos. Verificou-se que o cenário do leilão apesar de ter obtido resultados menos favoráveis, quando comparado com o segundo cenário mostrou-se viável com um valor atual líquido (VAL) positivo, um *payback* em 12 anos e uma taxa interna de retorno (TIR) de 6,91% que comprova a rentabilidade do mesmo.

Através deste estudo foi possível concluir que os leilões, embora economicamente desfavoráveis, têm a vantagem de colmatar a falta de títulos de reserva de capacidade de rede que têm surgido ao longo destes anos. Estes incentivos governamentais, tornam as modalidades de leilão atraentes para a obtenção de energia renovável, agilizando os processos burocráticos. Desta forma reduzimos o *time to market* tão relevante para os investidores. O estudo demonstrou que os últimos avanços tecnológicos tornam projetos como o da Central da Quinta da Cruz viáveis em termos técnicos e económicos, apesar de ainda existirem limitações nas infraestruturas de distribuição e nas atribuições de licenças necessárias para operar.

**Palavras-chave:** Energia Renovável, Viabilidade Económica, Produção fotovoltaica, Projeto Fotovoltaico, Leilão Solar, Transição Energética

## ABSTRACT

In recent years, due to various environmental crises and energy problems, increasing importance has been attached to the energy transition as a way of mitigating emerging problems. Various environmental targets have been set with the aim of achieving carbon neutrality by 2050 and guaranteeing a sustainable future for future generations. This has led to the emergence of projects to produce energy from renewable sources. With this in mind, the Quinta da Cruz photovoltaic project, a 17.37 MWp electro-production centre, seeks to analyse its technical and economic viability.

With regard to the technical analysis, two scenarios were studied, the ideal and the real, in order to understand which factors affect the efficiency and performance of a project. It was concluded that losses, orientation, inclination and the site in question affect the production and performance of a power station, which is why the real scenario proved to be worse than the ideal one.

With regard to economic viability, two scenarios were studied: firstly, the energy sales price was agreed in the 2019 solar auction, from which this plant emerged; in a second study, the price of the energy produced was the market price in 2020. This project was defined for a useful life of 25 years. It was found that the auction scenario, despite obtaining less favourable results, when compared to the second scenario proved to be viable with a positive net present value (NPV), a payback in 12 years and an internal rate of return (IRR) of 6.91%, which proves its profitability.

Through this study it was possible to conclude that the auctions, although economically unfavourable, have the advantage of making up for the lack of network capacity reserve titles that have emerged over the years. These government incentives make auctions attractive for obtaining renewable energy, speeding up bureaucratic processes. This reduces the time to market that is so important for investors. The study showed that the latest technological advances make projects like the Quinta da Cruz power station viable in technical and economic terms, despite the fact that there are still limitations in the distribution infrastructure and in the allocation of licences needed to operate.

**Keywords:** Renewable Energy, Economic viability, Photovoltaic production, Photovoltaic

project, Solar Auction, Energy Transition

# ÍNDICE

|                                                                  |             |
|------------------------------------------------------------------|-------------|
| <b>Índice de Figuras</b>                                         | <b>xiii</b> |
| <b>Índice de Tabelas</b>                                         | <b>xv</b>   |
| <b>Siglas</b>                                                    | <b>xvii</b> |
| <b>1 Introdução</b>                                              | <b>1</b>    |
| 1.1 Enquadramento . . . . .                                      | 1           |
| 1.2 Objetivos . . . . .                                          | 2           |
| 1.3 Organização da dissertação . . . . .                         | 3           |
| <b>2 Mercado das Energias</b>                                    | <b>5</b>    |
| 2.1 Energias Renováveis no Mundo . . . . .                       | 5           |
| 2.2 Energias Renováveis em Portugal . . . . .                    | 6           |
| 2.3 Recurso Solar na Europa . . . . .                            | 7           |
| 2.4 Mercado Energético em Portugal . . . . .                     | 8           |
| 2.5 Produção de Energia Elétrica em Portugal . . . . .           | 8           |
| 2.6 Leilões Solares . . . . .                                    | 9           |
| 2.7 Projetos fotovoltaicos em Portugal . . . . .                 | 10          |
| <b>3 Enquadramento Teórico</b>                                   | <b>12</b>   |
| 3.1 Recurso Solar Fotovoltaico . . . . .                         | 12          |
| 3.1.1 Contexto Histórico . . . . .                               | 12          |
| 3.1.2 Energia Solar Fotovoltaica . . . . .                       | 13          |
| 3.1.3 Radiação Solar . . . . .                                   | 14          |
| 3.2 Células Fotovoltaicas . . . . .                              | 15          |
| 3.2.1 Princípio de funcionamento . . . . .                       | 16          |
| 3.2.2 Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica . . . . .  | 16          |
| 3.2.3 Curvas Características . . . . .                           | 17          |
| 3.2.4 Principais Tecnologias das Células Fotovoltaicas . . . . . | 20          |

|          |                                                                      |           |
|----------|----------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.3      | Módulos Fotovoltaicos . . . . .                                      | 22        |
| 3.3.1    | Constituição de um Módulo Fotovoltaico . . . . .                     | 22        |
| 3.3.2    | Associação de Módulos Fotovoltaicos . . . . .                        | 23        |
| 3.4      | Sistemas Fotovoltaicos . . . . .                                     | 24        |
| 3.4.1    | Componentes de um sistema fotovoltaico . . . . .                     | 24        |
| 3.4.2    | Desempenho de um sistema fotovoltaico (fotovoltaico (FV)) . . . . .  | 25        |
| 3.4.3    | Fatores que afetam o desempenho de um sistema fotovoltaico . . . . . | 26        |
| 3.5      | Orientação e Estruturas Fotovoltaicas . . . . .                      | 27        |
| 3.5.1    | Orientação e Inclinação dos Painéis . . . . .                        | 28        |
| 3.5.2    | Tipos de Estruturas Fotovoltaicas . . . . .                          | 28        |
| 3.6      | Perdas do Sistema . . . . .                                          | 29        |
| 3.7      | Manutenção . . . . .                                                 | 31        |
| 3.7.1    | Manutenção básica dos componentes . . . . .                          | 32        |
| 3.7.2    | Manutenção corretiva . . . . .                                       | 32        |
| 3.8      | Sistemas Ligados à rede . . . . .                                    | 32        |
| 3.8.1    | UPAC . . . . .                                                       | 32        |
| 3.8.2    | UPP . . . . .                                                        | 32        |
| 3.8.3    | Instalações centralizadas . . . . .                                  | 32        |
| 3.8.4    | Instalações tipo A, B, C e D . . . . .                               | 33        |
| <b>4</b> | <b>Metodologia para dimensionamento da central fotovoltaica</b>      | <b>34</b> |
| 4.1      | Normas e regulamentação . . . . .                                    | 35        |
| 4.2      | Definição das Características da Central . . . . .                   | 36        |
| 4.3      | Local da Central . . . . .                                           | 37        |
| 4.4      | Seleção dos Componentes do Sistema . . . . .                         | 38        |
| 4.4.1    | Orientação e inclinação do módulo . . . . .                          | 39        |
| 4.4.2    | Seleção dos Módulos Fotovoltaicos . . . . .                          | 39        |
| 4.4.3    | Escolha do Inversor . . . . .                                        | 41        |
| 4.5      | Estrutura de Suporte . . . . .                                       | 42        |
| 4.6      | Dimensionamento da Central da Quinta da Cruz . . . . .               | 43        |
| 4.6.1    | Configuração do número máximo de módulos por <i>string</i> . . . . . | 43        |
| 4.6.2    | Configuração do número mínimo de módulos por <i>string</i> . . . . . | 44        |
| 4.6.3    | Configuração das strings de um inversor . . . . .                    | 44        |
| 4.6.4    | Análise do número de inversores . . . . .                            | 45        |
| 4.6.5    | Cabos Elétricos . . . . .                                            | 47        |
| 4.7      | Análise dos sombreamentos . . . . .                                  | 49        |
| 4.8      | Proteções da Central . . . . .                                       | 49        |
| 4.8.1    | Lado de Corrente Contínua . . . . .                                  | 49        |
| 4.8.2    | Lado de Corrente Alternada . . . . .                                 | 50        |
| 4.9      | Definição das zonas da instalação . . . . .                          | 50        |
| 4.10     | Cenários analisados . . . . .                                        | 53        |

|                                                                    |            |
|--------------------------------------------------------------------|------------|
| 4.11 Sistema de Monitorização e Segurança da Central . . . . .     | 54         |
| 4.12 Ligação à Rede Elétrica de Serviço Público - RESP . . . . .   | 55         |
| <b>5 Análise e Discussão de Resultados</b>                         | <b>57</b>  |
| 5.1 Resultados obtidos por simulação . . . . .                     | 57         |
| 5.1.1 Cenário Ideal . . . . .                                      | 57         |
| 5.1.2 Cenário Real . . . . .                                       | 61         |
| 5.2 Discussão dos Resultados . . . . .                             | 64         |
| <b>6 Estudo da viabilidade económica</b>                           | <b>67</b>  |
| 6.1 Análise económica de Projetos Fotovoltaicos . . . . .          | 67         |
| 6.2 Investimentos e encargos . . . . .                             | 69         |
| 6.2.1 Custo da Instalação . . . . .                                | 69         |
| 6.2.2 Custos Operacionais . . . . .                                | 70         |
| 6.3 Degradação da Central . . . . .                                | 70         |
| 6.4 Cenário 1 - Leilão Solar 2019 . . . . .                        | 71         |
| 6.5 Cenário 2 - Ano de 2020 . . . . .                              | 71         |
| 6.6 Análise e discussão dos resultados obtidos . . . . .           | 72         |
| 6.7 Balanço CO <sub>2</sub> . . . . .                              | 73         |
| <b>7 Conclusão e Trabalho Futuro</b>                               | <b>75</b>  |
| 7.1 Conclusão . . . . .                                            | 75         |
| 7.2 Trabalho Futuro . . . . .                                      | 76         |
| <b>Bibliografia</b>                                                | <b>78</b>  |
| <b>Anexos</b>                                                      |            |
| <b>I Módulos Fotovoltaicos</b>                                     | <b>82</b>  |
| <b>II Inversor</b>                                                 | <b>85</b>  |
| <b>III Cabo String</b>                                             | <b>88</b>  |
| <b>IV Smart Transformer Station</b>                                | <b>92</b>  |
| <b>V Esquema unifilar da rede</b>                                  | <b>97</b>  |
| <b>VI Viabilidade Técnica-Relatório da central (Cenário Ideal)</b> | <b>99</b>  |
| <b>VII Viabilidade Técnica-Relatório da central (Cenário Real)</b> | <b>110</b> |
| <b>VIII Relatório económico da central (Cenário 1)</b>             | <b>124</b> |
| <b>IX Relatório económico da central (Cenário 2)</b>               | <b>130</b> |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|      |                                                                                                                                      |    |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.1  | Produção de Energia Elétrica entre 1995 e 2021 através de Energia Fotovoltaica                                                       | 2  |
| 2.1  | Evolução da potência instalada das energias renováveis entre 2016 e 2021 [19]                                                        | 5  |
| 2.2  | Quota renovável anual da potência energética [19]                                                                                    | 6  |
| 2.3  | Potência Instalada em Portugal por FER [12]                                                                                          | 7  |
| 2.4  | Irradiação Solar a nível europeu em kW h/m <sup>2</sup> Fonte: Solar resource map © 2021 Solargis                                    | 8  |
| 2.5  | Mapa das centrais solares em Portugal em 2017 Fonte: Base de dados E2P da APREN/INEGI e Secretaria de Estado da Energia e empresas   | 11 |
| 3.1  | Massa de ar Adaptado: [27]                                                                                                           | 14 |
| 3.2  | Tipos de radiação solar que incidem sobre um coletor [27]                                                                            | 15 |
| 3.3  | Esquema de uma célula fotovoltaica [16]                                                                                              | 16 |
| 3.4  | Funcionamento de uma célula fotovoltaica                                                                                             | 16 |
| 3.5  | Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica                                                                                      | 17 |
| 3.6  | Curva Característica I-U Adaptado:[26]                                                                                               | 18 |
| 3.7  | Curva P-U. Adaptado:[27]                                                                                                             | 19 |
| 3.8  | Curva I-U em função da temperatura. Adaptado:[27]                                                                                    | 19 |
| 3.9  | Curva I-U em função da irradiação. Adaptado:[27]                                                                                     | 20 |
| 3.10 | Células de Silício                                                                                                                   | 21 |
| 3.11 | Produção de Módulos FV por tecnologia nos países da International Energy Agency-Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS) [18] | 22 |
| 3.12 | Componentes dos módulos FV                                                                                                           | 23 |
| 3.13 | (a) Módulos associados em Série (b) Gráfico I-U de módulos associados em série Adaptado:[27]                                         | 23 |
| 3.14 | (a) Módulos associados em Paralelo (b) Gráfico I-U de módulos associados em Paralelo Adaptado:[27]                                   | 24 |
| 3.15 | Componentes de um sistema fotovoltaico                                                                                               | 25 |
| 3.16 | Ângulo de orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos                                                                          | 28 |
| 3.17 | Distância necessária para evitar auto-sombreamento                                                                                   | 30 |

|      |                                                                                                                    |    |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.1  | Diferentes etapas do projeto para a central . . . . .                                                              | 35 |
| 4.2  | Zonas do projeto fotovoltaico . . . . .                                                                            | 37 |
| 4.3  | Mapa interativo para escolha de local . . . . .                                                                    | 37 |
| 4.4  | Tabela meteorologia mensal . . . . .                                                                               | 38 |
| 4.5  | Definição das variantes a utilizar . . . . .                                                                       | 38 |
| 4.6  | Definição da orientação e inclinação dos painéis no PVsyst . . . . .                                               | 39 |
| 4.7  | Especificações módulos fotovoltaicos . . . . .                                                                     | 41 |
| 4.8  | Especificações inversor no <i>PVsyst</i> . . . . .                                                                 | 42 |
| 4.9  | Estrutura de Suporte Proposta . . . . .                                                                            | 43 |
| 4.10 | Distribuição dos módulos pelas strings apresentada pelo PVsyst . . . . .                                           | 45 |
| 4.11 | Curva da potência do inversor em função da temperatura . . . . .                                                   | 46 |
| 4.12 | Codificação da influência das radiações solares . . . . .                                                          | 47 |
| 4.13 | Configuração do inversor . . . . .                                                                                 | 52 |
| 4.14 | Configuração do inversor . . . . .                                                                                 | 53 |
| 4.15 | Rede utilizada para supervisão da central [33] . . . . .                                                           | 54 |
| 4.16 | Aplicação de um posto de transformação inteligente . . . . .                                                       | 55 |
| 5.1  | Definição da variante para o cenário ideal . . . . .                                                               | 58 |
| 5.2  | Diagrama de perdas no cenário ideal . . . . .                                                                      | 59 |
| 5.3  | Produções normalizadas por kWp instalado . . . . .                                                                 | 60 |
| 5.4  | Definição da variante para o cenário real . . . . .                                                                | 62 |
| 5.5  | Diagrama de perdas no cenário real . . . . .                                                                       | 62 |
| 5.6  | Produções normalizada por kWp instalado . . . . .                                                                  | 63 |
| 5.7  | Cenário ideal . . . . .                                                                                            | 64 |
| 5.8  | Cenário real . . . . .                                                                                             | 65 |
| 5.9  | Valor mensal da energia disponível para injetar na rede e do Índice de performance (PR) do cenário ideal . . . . . | 65 |
| 5.10 | Valor mensal da energia disponível para injetar na rede e do PR do cenário real . . . . .                          | 66 |
| 6.1  | Custos da Instalação . . . . .                                                                                     | 69 |
| 6.2  | Custos da Instalação . . . . .                                                                                     | 70 |
| 6.3  | Parâmetros Financeiros . . . . .                                                                                   | 70 |
| 6.4  | Cenário 1 . . . . .                                                                                                | 71 |
| 6.5  | Cenário 2 . . . . .                                                                                                | 72 |
| 6.6  | Resultados económicos obtidos . . . . .                                                                            | 73 |
| 6.7  | Balanço CO <sub>2</sub> . . . . .                                                                                  | 74 |

## ÍNDICE DE TABELAS

|     |                                                                                    |    |
|-----|------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.1 | Potência Instalada em Portugal por FER [12] . . . . .                              | 7  |
| 2.2 | Exemplo da remuneração geral e remuneração garantida . . . . .                     | 10 |
| 3.1 | Rendimentos das diferentes tecnologias . . . . .                                   | 21 |
| 3.2 | Tipo de instalação geradora . . . . .                                              | 33 |
| 4.1 | Características Principais dos Módulos . . . . .                                   | 40 |
| 4.2 | Características Principais do Inversor . . . . .                                   | 42 |
| 4.3 | Definição da Zona 1 . . . . .                                                      | 51 |
| 4.4 | Definição da Zona 2 . . . . .                                                      | 51 |
| 4.5 | Definição das Zonas 3.1, 3.2 e 3.3 . . . . .                                       | 52 |
| 4.6 | Definição das Zonas 3.4-3.5 e 3.6-3.7 . . . . .                                    | 52 |
| 4.7 | Características gerais do transformador de 6500kVA . . . . .                       | 56 |
| 4.8 | Características gerais do transformador de 3250kVA . . . . .                       | 56 |
| 5.1 | Orientação e inclinação cenário ideal . . . . .                                    | 57 |
| 5.2 | Principais resultados da simulação ideal . . . . .                                 | 60 |
| 5.3 | Orientação e inclinação cenário real . . . . .                                     | 61 |
| 5.4 | Principais resultados da simulação Real . . . . .                                  | 64 |
| 6.1 | Preço médio capturado da produção de energia solar para o leilão de 2019 . . . . . | 71 |
| 6.2 | Preço médio capturado da produção de energia solar . . . . .                       | 71 |

## SIGLAS

|                 |                                                                                 |
|-----------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| <b>AC</b>       | corrente alternada (pp. 25, 41)                                                 |
| <b>AIE</b>      | Agência Internacional de Energia (p. 74)                                        |
| <b>AM</b>       | massa de ar (pp. 13, 14)                                                        |
| <b>APREN</b>    | Associação Portuguesa das Energias Renováveis (pp. 1, 10)                       |
| <b>AT</b>       | alta tensão (pp. 36, 56)                                                        |
| <b>BC</b>       | banda de condução (p. 16)                                                       |
| <b>BIPV</b>     | building integrated photovoltaics (p. 29)                                       |
| <b>BOS</b>      | equilíbrio do sistema (balance of system) (p. 24)                               |
| <b>BT</b>       | baixa tensão (pp. 36, 55)                                                       |
| <b>BV</b>       | banda de valência (p. 16)                                                       |
| <b>CAPEX</b>    | despesas de capital (Capital expenditures) (p. 69)                              |
| <b>DC</b>       | corrente contínua (pp. 25, 41)                                                  |
| <b>DGEG</b>     | Direção-Geral de Energia e Geologia (p. 6)                                      |
| <b>EVA</b>      | etileno acetato de vinilo (p. 23)                                               |
| <b>FER</b>      | fontes de energia renovável (p. 6)                                              |
| <b>FF</b>       | fator de forma (p. 18)                                                          |
| <b>FT</b>       | fator de transposição (pp. 58, 61)                                              |
| <b>FV</b>       | fotovoltaico (pp. xi, xiii, 17–19, 22, 23, 25, 58, 67)                          |
| <b>GEE</b>      | gases de efeito estufa (p. 1)                                                   |
| <b>IAM</b>      | incident angle modifier (p. 58)                                                 |
| <b>IEA PVPS</b> | International Energy Agency-Photovoltaic Power Systems Programme (pp. xiii, 22) |

|               |                                                                                                       |
|---------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>INEGI</b>  | Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial ( <i>p. 10</i> )       |
| <b>IRENA</b>  | Agência Internacional das Energias Renováveis (International Renewable Energy Agency) ( <i>p. 5</i> ) |
| <b>LCE</b>    | life cycle emissions ( <i>pp. 73, 74</i> )                                                            |
| <b>LCOE</b>   | levelized energy cost ( <i>pp. 69, 72</i> )                                                           |
| <b>LID</b>    | degradação induzida pela luz ( <i>pp. 31, 63</i> )                                                    |
| <b>MIBEL</b>  | Mercado Ibérico de Eletricidade ( <i>p. 8</i> )                                                       |
| <b>MPP</b>    | ponto de máxima potência ( <i>p. 17</i> )                                                             |
| <b>MPPT</b>   | seguidor do ponto de potência máxima ( <i>pp. 25, 41</i> )                                            |
| <b>MT</b>     | média tensão ( <i>pp. 36, 55, 56</i> )                                                                |
| <b>NOCT</b>   | temperatura nominal de operação da célula ( <i>p. 31</i> )                                            |
| <b>OPEX</b>   | despesas de operação (Operational expenditures) ( <i>pp. 69, 70</i> )                                 |
| <b>PPC</b>    | power plant controller ( <i>p. 54</i> )                                                               |
| <b>PR</b>     | Índice de performance ( <i>pp. xiv, 26, 27, 60, 61, 63, 65, 66, 76</i> )                              |
| <b>PRI</b>    | período de recuperação do investimento/payback ( <i>p. 68</i> )                                       |
| <b>RESP</b>   | Rede Elétrica de Serviço Público ( <i>pp. 8–10, 31, 32, 34, 36, 46, 55</i> )                          |
| <b>RfG</b>    | requisitos para geradores ( <i>p. 46</i> )                                                            |
| <b>ROI</b>    | retorno sobre investimento ( <i>pp. 68, 72</i> )                                                      |
| <b>RTIEBT</b> | regras técnicas de instalações elétricas de baixa tensão ( <i>p. 47</i> )                             |
| <b>STC</b>    | condições de ensaio normalizadas (Standard Test Conditions) ( <i>pp. 13, 14, 27, 40, 43, 44</i> )     |
| <b>STS</b>    | smart transformer station ( <i>p. 55</i> )                                                            |
| <b>TRC</b>    | títulos de reserva de capacidade de rede ( <i>pp. 8, 76</i> )                                         |
| <b>TRI</b>    | taxa de rentabilidade interna ( <i>pp. 68, 72</i> )                                                   |
| <b>UPAC</b>   | unidades de produção para autoconsumo ( <i>p. 32</i> )                                                |
| <b>UPP</b>    | unidades de pequena produção ( <i>p. 32</i> )                                                         |
| <b>UV</b>     | ultravioleta ( <i>p. 23</i> )                                                                         |
| <b>VAL</b>    | valor atual líquido ( <i>pp. 68, 72, 76</i> )                                                         |

# INTRODUÇÃO

Este primeiro capítulo serve como uma breve explicação do contexto em que esta dissertação foi desenvolvida. Abrange a motivação e os objetivos do tema e por fim é fornecido um esboço da estrutura do documento.

## 1.1 Enquadramento

Ao longo destes últimos anos, decorrente das várias crises vividas, a importância que se tem dado às transições energéticas tem sido cada vez maior e como forma de mitigar todos os problemas que têm surgido têm sido criadas diversas metas ambientais. A utilização de combustíveis fósseis como principal fonte de produção de energia, causa grandes impactos ambientais, exemplo disso é o aquecimento global e a poluição do ar, na medida em que se dá a libertação de [gases de efeito estufa \(GEE\)](#).

Deste modo, a utilização de energias renováveis tem vindo a aumentar, como forma de mitigar a utilização de combustíveis fósseis. Para reverter os impactos ambientais que têm ocorrido, têm vindo a ser efetuados esforços a nível mundial.

Em 1997, foi criado o Protocolo de Quioto com compromissos rígidos para reduzir as emissões de [GEE](#), o que levou a que se utilizasse globalmente fontes de renováveis para a produção de energia, sendo as principais tecnologias utilizadas a eólica e solar fotovoltaico. Atualmente o fotovoltaico é um setor em crescimento, e com grande potencial de evolução, como se pode ver na Figura 1.1. De acordo com as estatísticas da [Associação Portuguesa das Energias Renováveis \(APREN\)](#) no período de Janeiro a Abril de 2022 cerca de 59,44% da eletricidade gerada em Portugal Continental teve origem nas energias renováveis e desses, 4,8% provém da energia solar [2].

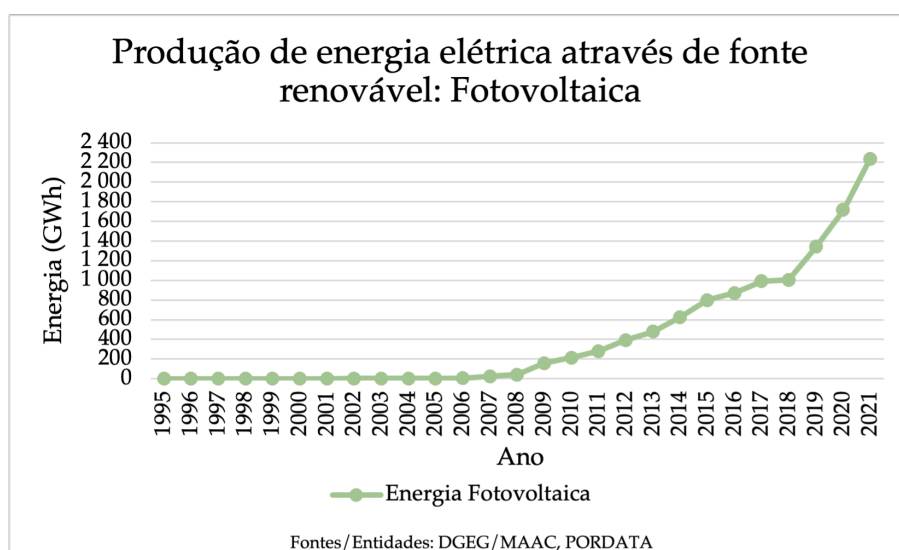


Figura 1.1: Produção de Energia Elétrica entre 1995 e 2021 através de Energia Fotovoltaica

Mais tarde, para conter o agravamento das alterações climáticas foi criado o acordo de Paris [37] que está em vigor desde 2016, cujo principal objetivo é garantir que a temperatura média global não aumente mais do que 2°C, tentando ao máximo estabelecer o patamar para 1,5°C.

Também a União Europeia, estabeleceu como objetivo principal, aumentar o uso de Energias Renováveis em 45%, diminuindo em 31% o uso de combustíveis fósseis [7]. No caso de Portugal, o objetivo principal é de que até 2026 80% da eletricidade provenha das energias renováveis, acelerando assim a transição energética [32].

Com todas as crises sociais, económicas e energéticas, o uso de fontes de energias renováveis deixou de ser apenas uma questão de preocupação climática, passando a ser uma necessidade. Ao encontro desta necessidade, Portugal foi dos primeiros países a ter como objetivo principal atingir a neutralidade carbónica até 2050 [36].

Assim numa altura em que a descarbonização da economia está na ordem do dia, em virtude não só dos efeitos negativos do uso de energias não renováveis no planeta, mas também pelos efeitos negativos causados pelo aumento do preço do petróleo decorrentes das crises mundiais, pretende-se através do estudo realizado nesta dissertação validar o desenvolvimento de centrais solares fotovoltaicas como alternativa viável a todos os desafios que enfrentamos.

## 1.2 Objetivos

Esta dissertação elaborada em parceria com a empresa EnergyCon, no âmbito da unidade curricular dissertação em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores.

Como referido em 1.1, a utilização da energia fotovoltaica como substituição da dependência energética dos combustíveis fósseis surge como uma contribuição para a redução da utilização dos mesmos.

Neste sentido, surge esta dissertação que se enquadra no estudo da viabilidade técnica e económica de uma central fotovoltaica de grande escala 17,37 MW, mais precisamente a Central Fotovoltaica – Quinta da Cruz localizada em Soure. Através do estudo cuidadoso do projeto realizado e a partir da realização de diversas simulações, é possível analisar dois cenários, o ideal e o projetado, desta forma é analisado o impacto que o local, o envolvimento, as limitações dadas pelo cliente, as orientações, as inclinações do terreno e outras condicionantes têm num projeto destes, tanto em termos de produção bem como de eficiência.

Posteriormente a esta análise inicial, é efetuado o estudo económico da central em questão. Para este estudo, são analisados 2 cenários:

1. **Preço estipulado em leilão solar:** Utiliza-se o preço da produção de energia solar (€/MWh) estipulado no leilão solar de 2019;
2. **Preço médio da produção de energia solar:** Valor referente ao ano de 2020, que foi estabelecido em leilão como ano de início deste projeto.

Assim, é possível compreender quais os efeitos (positivos/negativos) que os leilões solares têm num projeto desta dimensão. Posteriormente, feita esta análise propõe-se ações de melhoria e/ou trabalho futuro que poderão levar a outros estudos.

## 1.3 Organização da dissertação

Este relatório encontra-se dividido em 7 capítulos:

- Capítulo 1: é efetuada uma introdução do tema a abordar na dissertação, explicando de forma resumida a importância que as energias renováveis têm no nosso quotidiano e de que forma esta dissertação se insere nesse contexto.
- Capítulo 2: é realizada uma abordagem do mercado energético Europeu e Português, que desempenham um papel bastante relevante no estudo desta dissertação.
- Capítulo 3: são expostos os conceitos fundamentais para a compreensão dos temas abordados nesta dissertação, através de um enquadramento teórico e são explicados os temas mais relevantes para ser efetuado o estudo da viabilidade técnica e económica deste projeto.
- Capítulo 4: apresenta-se a metodologia utilizada ao longo deste projeto, tanto para o estudo técnico como económico.
- Capítulo 5: é efetuada a apresentação e a análise da viabilidade técnica da central.
- Capítulo 6: é efetuado o estudo da viabilidade económica e das emissões de CO<sub>2</sub> deste projeto.

- Capítulo 7: são apresentadas as conclusões acerca do trabalho desenvolvido para a realização desta dissertação, assim como também são mencionadas opções para trabalhos futuros.

## MERCADO DAS ENERGIAS

### 2.1 Energias Renováveis no Mundo

De acordo com estatísticas da [Agência Internacional das Energias Renováveis \(International Renewable Energy Agency\) \(IRENA\)](https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021) <sup>1</sup>, o crescimento que ocorreu na energia solar durante estes últimos anos a nível mundial, tem sido exponencial conforme ilustrado na Figura 2.1, na qual se consegue perceber o crescimento da potência instalada por setor de energia de 2016 até 2021 [19].

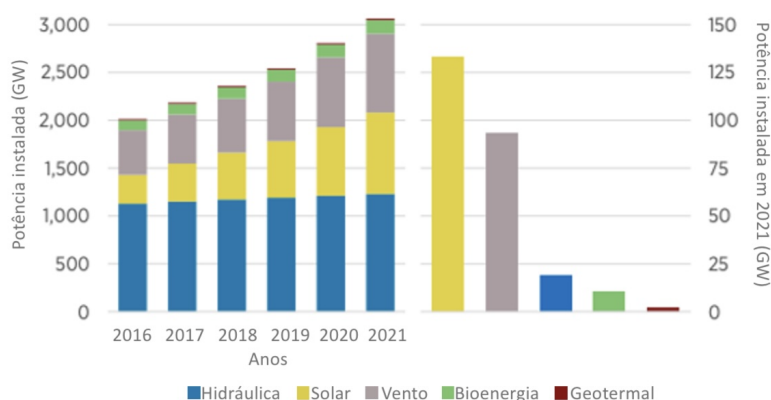


Figura 2.1: Evolução da potência instalada das energias renováveis entre 2016 e 2021 [19]

Ao longo dos últimos anos existem diversos fatores que levam ao crescimento das energias renováveis. Através da figura 2.2, é possível ver-se a crescente utilização das energias renováveis, razão pela qual entre 2019 e 2021, se deu uma expansão na quota das energias renováveis.

<sup>1</sup><https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021>

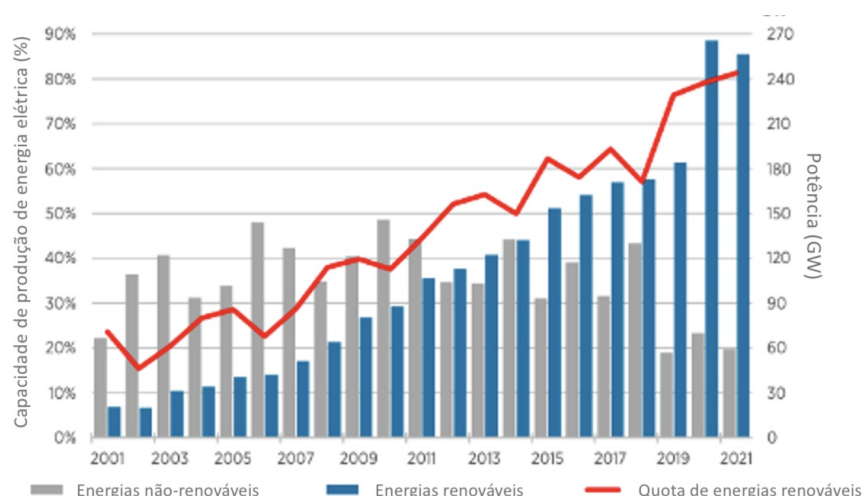


Figura 2.2: Quota renovável anual da potência energética [19]

## 2.2 Energias Renováveis em Portugal

As mudanças climáticas e seus impactos tornam-se cada vez mais evidentes e urgentes, o que impulsiona um crescente aumento na adoção de fontes de energia renováveis. Diante desse cenário, a transição energética, como foi mencionada anteriormente, emerge como uma das principais prioridades globais e Portugal não fica fora desse contexto. Neste contexto, o uso de energias renováveis desempenha um papel fundamental para promover mudanças alinhadas com as necessidades atuais.

A tabela 2.1 e a figura 2.3, publicadas no relatório das estatísticas rápidas da [Direção-Geral de Energia e Geologia \(DGE\)](#) <sup>2</sup>, mostram o comportamento e o cenário da utilização de energias renováveis em Portugal. Ao analisar os dados apresentados, é possível compreender que a potência instalada em Portugal, proveniente das [fontes de energia renovável \(FER\)](#) tem aumentado de forma exponencial.

<sup>2</sup><https://www.dgeg.gov.pt/media/owbbtggy/dgeg-arr-2023-04.pdf>

Tabela 2.1: Potência Instalada em Portugal por FER [12]

|                          | Potência Instalada (MW) |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|--------------------------|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                          | 2014                    | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   | 2019   | 2020   | 2021   | 2022   | 2023   |
| Total Renovável          | 11 677                  | 12 273 | 13 416 | 13 762 | 13 994 | 14 423 | 14 606 | 15 370 | 17 270 | 17 388 |
| Hídrica                  | 5 570                   | 6 031  | 6 812  | 7 086  | 7 098  | 7 129  | 7 129  | 7 126  | 8 120  | 8 120  |
| Grande Hídrica (>30MW)   | 4 916                   | 5 367  | 6 147  | 6 417  | 6 417  | 6 447  | 6 447  | 6 447  | 7 441  | 7 441  |
| PCH (>10 e ≤ 30 MW)      | 254                     | 255    | 254    | 258    | 270    | 270    | 270    | 270    | 266    | 266    |
| PCH (≤ 10 MW)            | 400                     | 409    | 410    | 410    | 410    | 412    | 412    | 409    | 412    | 412    |
| Eólica                   | 4 953                   | 5 034  | 5 313  | 5 313  | 5 379  | 5 459  | 5 502  | 5 643  | 5 693  | 5 692  |
| Biomassa                 | 539                     | 552    | 564    | 564    | 629    | 693    | 682    | 679    | 679    | 679    |
| c/ cogeração             | 416                     | 428    | 434    | 434    | 484    | 467    | 465    | 452    | 452    | 452    |
| s/ cogeração             | 123                     | 123    | 130    | 130    | 144    | 226    | 217    | 227    | 227    | 227    |
| Resíduos Sólidos Urbanos | 86                      | 89     | 89     | 89     | 89     | 89     | 89     | 89     | 89     | 89     |
| Biogás                   | 81                      | 85     | 89     | 91     | 92     | 93     | 93     | 97     | 94     | 94     |
| Geotérmica               | 29                      | 29     | 29     | 34     | 34     | 34     | 34     | 34     | 34     | 34     |
| Fotovoltaica             | 419                     | 454    | 520    | 585    | 673    | 925    | 1 076  | 1 701  | 2 561  | 2 679  |
| Convencional             | 256                     | 274    | 295    | 293    | 332    | 489    | 595    | 1 119  | 1 493  | 1 530  |
| UPAC                     | -                       | -      | 43     | 86     | 124    | 205    | 246    | 342    | 831    | 914    |
| UPP                      | -                       | -      | -      | 18     | 30     | 44     | 48     | 55     | 56     | 56     |
| Micro/Mini               | 163                     | 170    | 174    | 174    | 172    | 171    | 171    | 170    | 164    | 164    |
| Concentração             | -                       | 9      | 9      | 14     | 15     | 15     | 15     | 15     | 15     | 15     |

Entre 2014 e 2023 apesar do aumento ter sido generalizado, é de realçar o aumento que se deu na energia hídrica de 2,5 GW e cerca de 2,3 GW na fotovoltaica, fator crucial que leva à criação de mais parques semelhantes ao deste projeto.

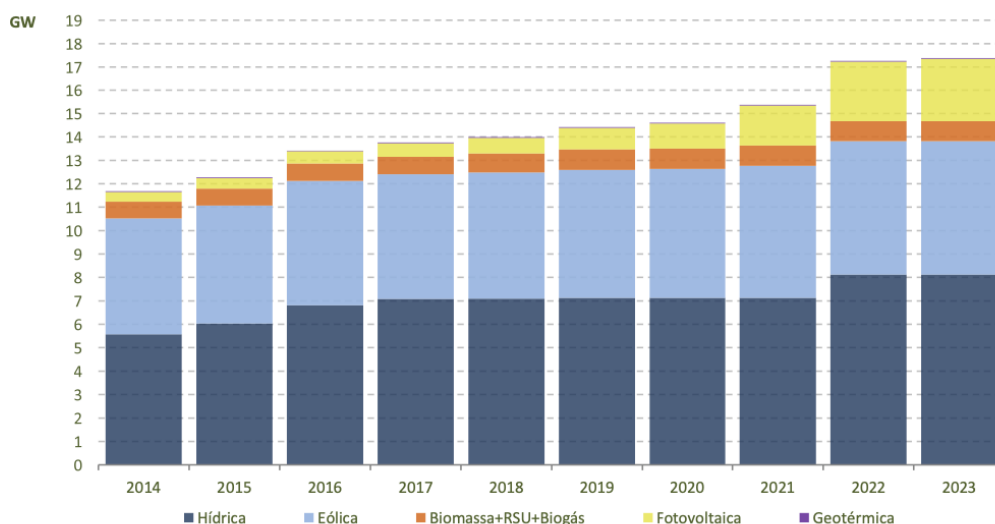


Figura 2.3: Potência Instalada em Portugal por FER [12]

## 2.3 Recurso Solar na Europa

Através do mapa presente na figura 2.4, é possível vermos os valores anuais e diários da irradiação global em  $\text{kW h/m}^2$ .

Verifica-se que os valores da irradiação global anual na Europa variam significativamente, com uma notável disparidade entre as regiões do norte e sul da Europa. Por

exemplo, países como a Noruega e a Suécia registam valores de irradiação entre 900 e 1100 kWh/m<sup>2</sup>, enquanto que a sul, como em Portugal e Espanha, os valores situam-se entre 1400 e 1700 kWh/m<sup>2</sup>.

Isto leva à compreensão de que, relativamente ao cenário Europeu, Portugal tem uma posição favorável em termos de irradiação global anual, apresentando condições mais propícias para o desenvolvimento de projetos fotovoltaicos.

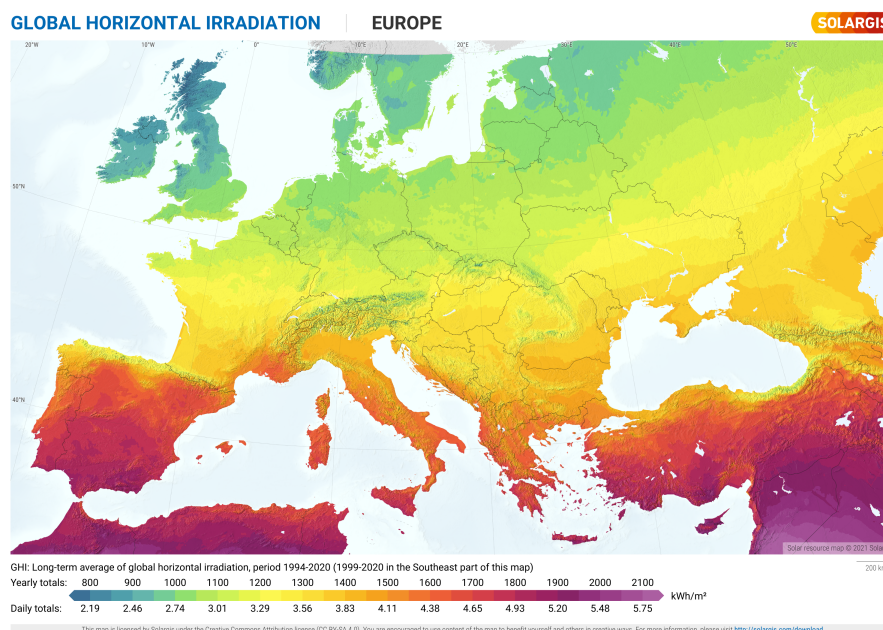


Figura 2.4: Irradiação Solar a nível europeu em kWh/m<sup>2</sup>  
Fonte: Solar resource map © 2021 Solargis

## 2.4 Mercado Energético em Portugal

No contexto do mercado energético em Portugal, é importante mencionar o **Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)**, uma iniciativa conjunta entre os Governos de Portugal e Espanha que visou criar um mercado ibérico de eletricidade, permitindo a negociação e comercialização de energia elétrica entre os dois países. Esta integração do mercado permite uma maior eficiência na utilização dos recursos energéticos e uma maior estabilidade dos preços, promovendo a concorrência e a transparência [29].

## 2.5 Produção de Energia Elétrica em Portugal

Para se conseguir realizar uma ligação à rede acima de 1MVA, é necessário obter-se uma licença de produção, no entanto para isso acontecer é preciso garantir a obtenção de **títulos de reserva de capacidade de rede (TRC)**, que permitem utilizar pontos de injeção na **Rede Elétrica de Serviço Público (RESP)**, durante o período estabelecido na licença.

Este tipo de títulos podem ser obtidos de três formas:

- Acesso Geral: caso exista disponibilidade da rede (no entanto de acordo com os Despachos n.ºs 33/2020, 40/2020 e 58/2020 este tipo de modalidade encontra-se suspenso)
- Acordo entre o interessado e o operador da rede: quando não existe capacidade na rede é feito um contrato, onde o interessado assume os custos financeiros relativos a este reforço na rede.
- Leilões Solares: Com o avanço da utilização de geração de energia através de fontes renováveis, está a tornar-se cada vez mais escasso e difícil conseguir a atribuição destes títulos, o que destaca as vantagens de adotar procedimentos concorrenciais, como os leilões, onde é garantida a reserva de capacidade de injeção na rede, e não existem encargos associados [9].

## 2.6 Leilões Solares

Em 2019 iniciaram-se os leilões solares, que têm ganho destaque como um mecanismo para promover a expansão da energia solar no país. Estes leilões são realizados pelo Governo português e permitem que os diferentes candidatos concorram para obter licenças de produção de energia através de fontes renováveis. Durante os leilões, os candidatos apresentam propostas de projetos solares, especificando a capacidade instalada e o preço da energia produzida. As licenças são concedidas aos projetos com as melhores propostas, geralmente considerando critérios de competitividade e sustentabilidade. Assim, os leilões permitem colmatar a falta de licenças de produção e escassez de capacidade de injeção à RESP.

Atualmente existem 2 modelos de remuneração para centrais sem armazenamento:

1. Remuneração Garantida - “Prémio Variável por Diferenças”: onde o vencedor recebe um prémio variável, sobre o preço de fecho do mercado diário de eletricidade, que permite igualar o preço de fecho do leilão;
2. Remuneração Geral - “Compensação Fixa ao Sistema Elétrico Nacional (SEN)”: onde o vencedor paga o preço de fecho do leilão ao SEN, por contrapartida do preço resultante da colocação da produção em preço de mercado.

No fundo, o objetivo da primeira remuneração é que o investidor busque oferecer a tarifa mais baixa possível, permitindo que o lucro seja alcançado por meio da diferença em relação ao preço de mercado (2019 era de 45€/MWh). No segundo caso, o objetivo é que o sistema elétrico garanta a contribuição mais elevada [3].

Na tabela 2.2 encontra-se um exemplo da remuneração geral relativamente ao lote 1 e a remuneração garantida do lote 21, do leilão solar de 2019.

Tabela 2.2: Exemplo da remuneração geral e remuneração garantida

| Lote | Remuneração Geral               | Remuneração Garantida     |                       |
|------|---------------------------------|---------------------------|-----------------------|
|      | Contribuição para o SEN (€/MWh) | Base de licitação (€/MWh) | Desconto à tarifa (%) |
| 1    | 21,64                           | -                         | -                     |
| 21   | -                               | 45,11                     | 47,02                 |

A realização destes leilões tem como principais objetivos, contribuir para o cumprimento da meta estabelecida de atingir a neutralidade carbónica, diminuir os problemas de licenciamento relativamente à realização de centros eletroprodutores e garantir a capacidade de injeção na [RESP](#) [35].

## 2.7 Projetos fotovoltaicos em Portugal

Ao longo dos anos têm vindo a ser desenvolvidos, a nível nacional, projetos de escala semelhante a este. De acordo com a pesquisa efetuada, destacam-se alguns dos projetos mais importantes em Portugal, e que mais se assemelham com o que está a ser desenvolvido no âmbito desta dissertação, com 5 MW ou mais de potência instalada.

Na Figura 2.5 é possível ver um mapa à data de 2017 com as centrais fotovoltaicas que existiam em Portugal com mais de 5 MW de potência instalada e as que se encontravam em desenvolvimento. Pelos últimos dados recolhidos, e tendo em conta a evolução exponencial deste tipo de projetos, de acordo com as Energias Endógenas de Portugal em conjunto o [Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial \(INEGI\)](#) e a [APREN](#), existem atualmente mais de 91 centrais fotovoltaicas com potência igual ou superior a 1 MW e com tendência crescente.

Com os objetivos delimitados pela União Europeia e o incremento de apoios disponibilizados, constata-se que o aumento exponencial na criação de novas centrais solares tem sido notável. Assim, em Portugal verificou-se o crescimento das centrais na medida em que têm vindo a ser aprovados ao longo dos últimos anos um número cada vez maior de centrais solares. Isto é resultado do incremento dos leilões realizados em torno da produção de energia renovável através de energia solar fotovoltaica. Relativamente ao leilão de 2019, onde este projeto está inserido, os resultados finais das licitações feitas contabilizaram um total de 21 lotes criados que perfaz um total de 1400 MW de capacidade de receção da rede [3].

## 2.7. PROJETOS FOTOVOLTAICOS EM PORTUGAL

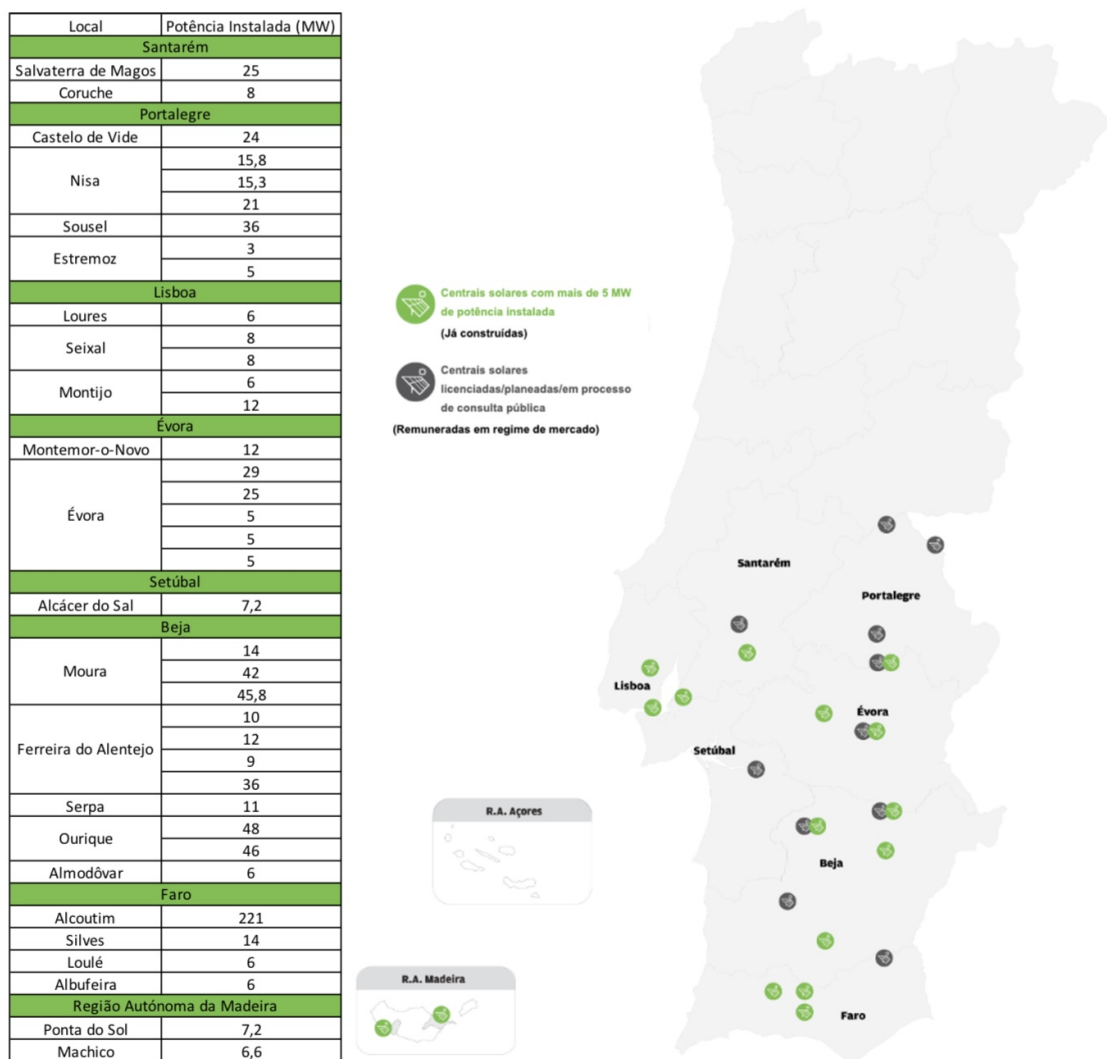


Figura 2.5: Mapa das centrais solares em Portugal em 2017

Fonte: Base de dados E2P da APREN/INEGI e Secretaria de Estado da Energia e empresas

## ENQUADRAMENTO TEÓRICO

Este capítulo encontra-se dividido em subsecções onde são apresentados temas relevantes para ajudarem na compreensão do trabalho desenvolvido desta dissertação. É feita uma breve introdução sobre a energia solar fotovoltaica e como surgiu este tipo de tecnologia explicando a sua evolução até aos dias de hoje. São apresentados os elementos necessários para um projeto fotovoltaico e tudo o que está associado à concretização do mesmo, incluindo componentes, orientação, manutenção...

### 3.1 Recurso Solar Fotovoltaico

Este subcapítulo constitui uma introdução ao tema da tecnologia do fotovoltaico e pretende apresentar de forma progressiva a evolução tecnológica do aproveitamento do recurso solar fotovoltaico, tendo em conta as necessidades do nosso país e também as necessidades globais. É apresentada uma breve contextualização histórica do fotovoltaico prosseguindo-se com uma abordagem mais detalhada relativamente ao seu funcionamento e aos seus componentes.

#### 3.1.1 Contexto Histórico

O efeito fotovoltaico refere-se "à conversão de energia luminosa em energia elétrica"[19] surgiu em 1839, quando Alexandre Becquerel ao realizar diversas experiências percebeu que placas metálicas de prata colocadas num eletrólito produziam uma diferença de potencial quando sofriam uma exposição solar.

Em 1873, Willoughby Smith descobriu no selénio o efeito fotovoltaico e construiu em 1877 o primeiro dispositivo fotovoltaico de produção de eletricidade, cujo rendimento era muito baixo, inferior a 1%. É importante referir ainda Albert Einstein, que em 1904 explica o efeito fotoelétrico, que o premiou com um Nobel.

Com o passar dos anos, em 1953, os laboratórios Bell através de vários testes a diferentes materiais semicondutores, descobriram que o silício era , bastante mais sensível à luz do que o selénio anteriormente utilizado. Esta descoberta foi o início da tentativa de criação

da primeira célula fotovoltaica de silício amorfo, tendo sido apresentada em 1954 na reunião anual da National Academy of Sciences [8].

Para se conseguirem criar células com rendimentos superiores, foi necessário realizar vários testes. Apenas em 2007, investigadores da Universidade de Delaware conseguiram obter um rendimento de 42,8% de uma célula fotovoltaica de silício. Esta descoberta fez com que as células comercializadas nos dias de hoje, tenham como principal material o silício.

### 3.1.2 Energia Solar Fotovoltaica

Com o passar dos anos e face às necessidades anteriormente descritas no capítulo 1, o uso de energias renováveis tem sido cada vez maior. Graças à elevada quantidade de radiação solar que atinge o planeta Terra e face à diminuição dos preços associados a esta tecnologia, esta indústria tem a capacidade de crescer.

Previamente a uma análise mais detalhada, é importante apresentar algumas definições que ajudarão a compreender melhor este tema [27]. Assim define-se:

- **Irradiância Solar, G:** Potência incidente por unidade de superfície medida em Watt por metro quadrado ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).
- **Radiação,  $H_i$ :** Energia incidente por unidade de área ( $\text{kW h}/\text{m}^2$ ).
- **Potência-pico,  $P_p$ :** Potência máxima DC dos módulos de uma instalação fotovoltaica, em condições de ensaio normalizadas (Standard Test Conditions) (STC), ( $\text{Wp}$ ,  $\text{kWp}$ ).
- **Massa de ar (AM):** A distância percorrida pelos raios solares através da atmosfera para alcançar um determinado local dividido pela distância percorrida se o sol estivesse diretamente na vertical.

$$AM = \frac{p}{d} = \frac{1}{\sin \beta} \quad (3.1)$$

Conforme está representado na figura 3.1,  $\beta$  corresponde à altura solar. Quando AM1 significa que o sol se encontra na vertical.

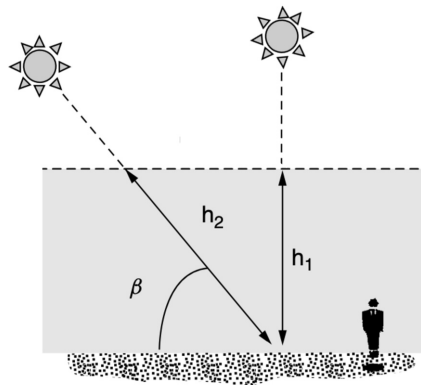


Figura 3.1: Massa de ar  
Adaptado: [27]

- **Condições de ensaio normalizadas (Standard Test Conditions) (STC):** Condições de ensaio normalizadas. Onde a irradiância tem o valor de  $G = 1000 \text{ W/m}^2$ , a temperatura da célula =  $25^\circ\text{C}$  e  $AM = 1,5$ .

### 3.1.3 Radiação Solar

O Sol está a emitir constantemente energia em forma de ondas eletromagnéticas que atravessam o espaço até chegarem à superfície da Terra. No entanto ao passar pela atmosfera, a radiação é alterada. A *irradiância* que ocorre na atmosfera terrestre é praticamente constante, no entanto ao chegar à superfície terrestre é afetada por diversos fatores: absorção de gases, vapor de água, nuvens, latitude, hora do dia [26].

Todos estes fatores contribuem para que existam diferentes tipos de radiação, nomeadamente:

- **Radiação direta:** Este tipo de radiação atinge a superfície da Terra de forma direta, sem ter sofrido qualquer alteração.
- **Radiação refletida ou Albedo:** Ao atingir a superfície da Terra, esta radiação é imediatamente refletida causando o efeito albedo, reflexão da radiação. Este tipo de radiação acaba por ser muito importante para aumentar a produção de um painel, porque irá ser radiação que poderá atingir o mesmo [27].
- **Radiação difusa:** Corresponde à radiação que chega à superfície da Terra após ter sofrido alguns desvios na trajetória, causados pelos obstáculos presentes na atmosfera, tais como nevoeiro, nuvens entre outros.

Na figura 3.2 conseguimos ver os diferentes tipos de radiação que atingem um painel fotovoltaico.

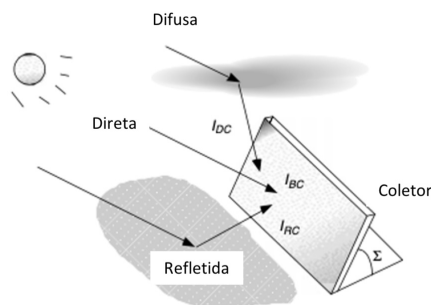


Figura 3.2: Tipos de radiação solar que incidem sobre um coletor [27]

É importante realçar que a radiação total que atinge um painel é a soma destas 3 componentes: radiação direta ( $I_{BC}$ ), radiação refletida ( $I_{RC}$ ) e radiação difusa ( $I_{DC}$ ), (equação 3.2).

$$R_T = I_{BC} + I_{RC} + I_{DC} \quad (3.2)$$

## 3.2 Células Fotovoltaicas

O elemento principal de um sistema fotovoltaico é a célula fotovoltaica, por ser onde se dá o processo da conversão de energia solar em energia elétrica.

Conforme foi referido na secção 3.1.1 o principal componente das células fotovoltaicas é o silício, material semicondutor, que se fosse utilizado sem qualquer alteração não iria ter capacidade de produzir energia elétrica. Para gerar corrente elétrica, é imperativo que seja criado um campo elétrico, ou seja, uma diferença de potencial. Deste modo, para que isto seja possível, o silício (principal componente) sofre um processo de dopagem, que consiste na adição de outros elementos (fósforo, boro...). Ao serem adicionados estes elementos, formam-se duas camadas: tipo  $n$  e tipo  $p$ , que têm, respetivamente, um excesso de cargas negativas e um excesso de buracos.

Relativamente à camada do tipo  $n$ , adiciona-se na maior parte das vezes fósforo, que possui mais um eletrão de valência que o silício. Assim ao ser feita a ligação entre um átomo de fósforo e um de silício, existe um eletrão que fica livre. Em relação à camada do tipo  $p$ , é adicionado boro, que por sua vez, possui menos um eletrão de valência que o silício. Assim ao ser feita a ligação entre os dois átomos, existirá um buraco, que se comporta como uma carga positiva. Conforme está ilustrado na figura 3.3, ao unir estas duas camadas, forma-se uma junção do tipo  $p-n$ , onde é criado um campo elétrico.

Como está demonstrado na figura 3.3, as células fotovoltaicas são compostas por um contato metálico frontal e um posterior, que delimitam a região do tipo  $n$  e a região do tipo  $p$ . Adiciona-se ainda uma camada anti-reflexo para conseguir diminuir a reflexão da radiação solar, aumentando a performance do sistema.

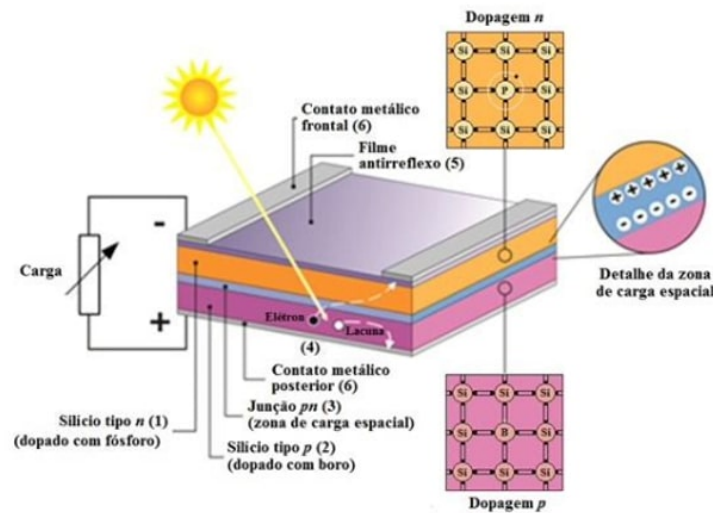


Figura 3.3: Esquema de uma célula fotovoltaica [16]

### 3.2.1 Princípio de funcionamento

Na figura 3.4 está ilustrado o funcionamento das células fotovoltaicas. Para ser possível que os elétrons se consigam deslocar, é necessário que exista energia suficiente para tal. Deste modo, um fóton proveniente da radiação solar ao incidir na célula fotovoltaica, com energia suficiente, atinge um elétron que passa da **banda de valência (BV)** para a **banda de condução (BC)**, e é enviado acelerado para um terminal negativo. Por sua vez, os buracos são acelerados para o terminal positivo. Ao ser ligado aos terminais da célula um circuito, forma-se uma corrente elétrica DC que circulará pelo mesmo.

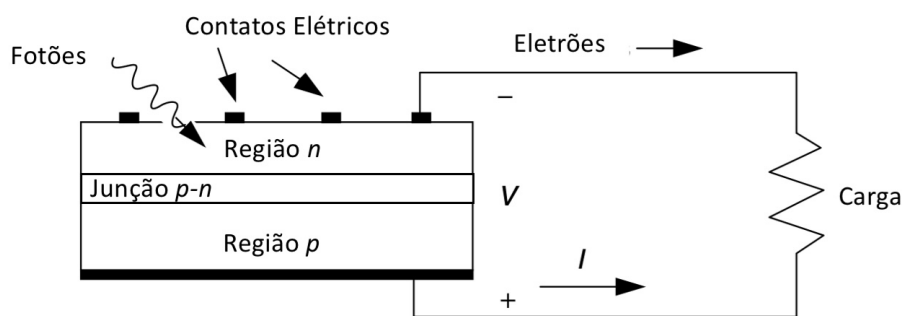


Figura 3.4: Funcionamento de uma célula fotovoltaica

### 3.2.2 Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica

Está presente na figura 3.5 o circuito equivalente referente a uma célula fotovoltaica. Este modelo é um modelo elétrico simplificado que apenas possui uma fonte de corrente e um diodo.

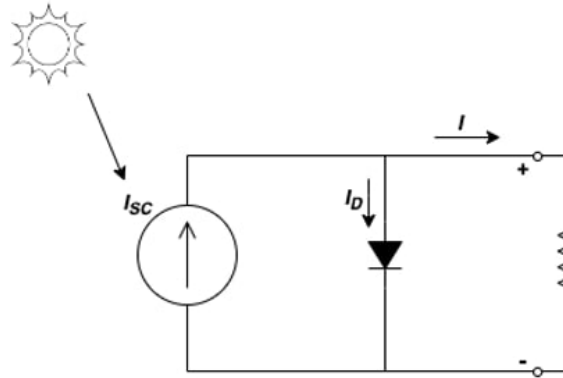


Figura 3.5: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica

Analisando a figura 3.5 é possível escrever-se a equação 3.5 relativa a este circuito equivalente:

Sendo  $I_D$  a corrente que percorre o díodo e  $I_{SC}$  a corrente de curto-circuito, tem-se

$$I = I_{SC} - I_D \quad (3.3)$$

onde  $I_D$ , a corrente que percorre o díodo, é dada por

$$I_D = I_0(e^{qV_d/kT} - 1) \quad (3.4)$$

De onde vem que a corrente que chega à carga é:

$$I = I_{SC} - I_0(e^{qV_d/kT} - 1) \quad (3.5)$$

Onde:  $I_0$ : corrente de saturação do díodo;  $V_D$ : tensão aos terminais do díodo;  $T(K)$ : corresponde à temperatura de uma célula fotovoltaica (K);  $k$ : Constante de Boltzmann ( $1,381 \times 10^{-23} J/K$ ) e  $q$ : carga elétrica do eletrão ( $1,602 \times 10^{-19} C$ ).

### 3.2.3 Curvas Características

Através do estudo de 2 curvas características a I-U e a P-U é possível estabelecer as melhores condições de funcionamento de uma célula FV, que deve operar no seu **ponto de máxima potência (MPP)** [10].

Para analisar estas 2 curvas é necessário ter em consideração algumas definições:

- $I_{SC}$ : **Corrente de Curto-Circuito**
- $I_{MPP}$ : **Corrente Máxima**
- $U_{OC}$ : **Tensão de Circuito Aberto**
- $U_{MPP}$ : **Tensão no ponto de máxima potência**
- $P_{MPP}$ : **Potência Máxima**

## a) Curva Característica I-U

A tensão e a corrente de saída de uma fonte **FV** não são constantes, deste modo torna-se essencial desenhar-se a curva característica I-U onde se encontram representados todos os pontos de funcionamento possíveis. Na figura 3.6 encontra-se representada a curva característica I-U.

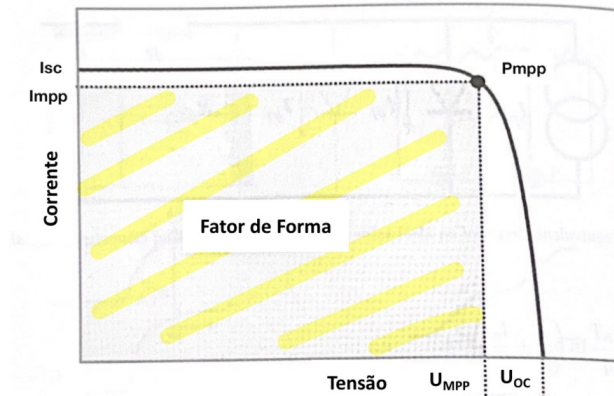


Figura 3.6: Curva Característica I-U Adaptado:[26]

Ao ser analisada a figura 3.6 é possível observarem-se alguns dos pontos operacionais mais importantes das células **FV**:

- a) Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ): corrente que se obtém quando os terminais de um circuito estão em curto-circuito e a tensão é nula
- b) Tensão de circuito aberto ( $U_{OC}$ ): tensão obtida aos terminais no circuito quando não existe corrente a percorrer o mesmo
- c) Potência máxima ( $P_{MPP}$ ): ponto de máxima potência quando a corrente e a tensão são máximas (equação 3.6 [24])

$$P_{MPP} = U_{MPP} \times I_{MPP} \quad (3.6)$$

- d) **Fator de forma (FF)**: definido como um parâmetro característico da qualidade de uma célula. Este fator é a relação entre a potência máxima da célula solar e o produto de  $U_{OC}$  e  $I_{SC}$  (equação 3.7).

$$FF = \frac{P_{MPP}}{I_{SC} \times U_{OC}} \quad (3.7)$$

## b) Curva P-U

A curva P-U (potência em função da tensão) encontra-se representada na figura 3.7.

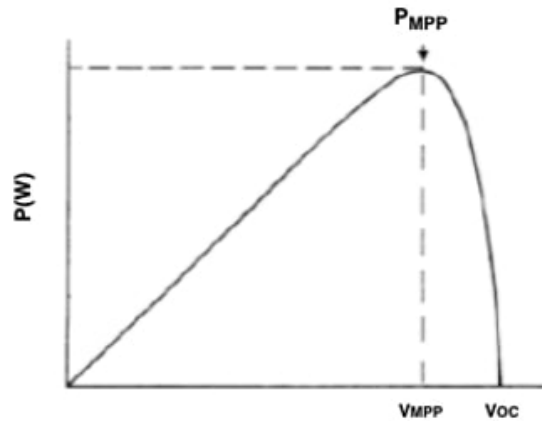


Figura 3.7: Curva P-U. Adaptado:[27]

Através da análise da mesma é possível ver o ponto em que a célula tem maior potência, ou seja, em que o painel funciona nas suas melhores condições, valor desejado de funcionamento,  $P_{MPP}$ . [4]

É importante referir que tanto a curva I-U como a curva P-U são influenciadas por fatores ambientais como a temperatura( $^{\circ}\text{C}$ ) e a irradiância incidente no painel ( $\text{W}/\text{m}^2$ ). Através da figura 3.8 é possível compreender-se o impacto que a alteração da temperatura tem na tensão de saída. À medida que a temperatura da célula diminui, a tensão de circuito aberto  $U_{OC}$  aumenta de forma significativa. Podemos concluir que em dias com temperaturas mais elevadas, contrariamente ao que seria esperado, os painéis FV podem ter um pior desempenho.

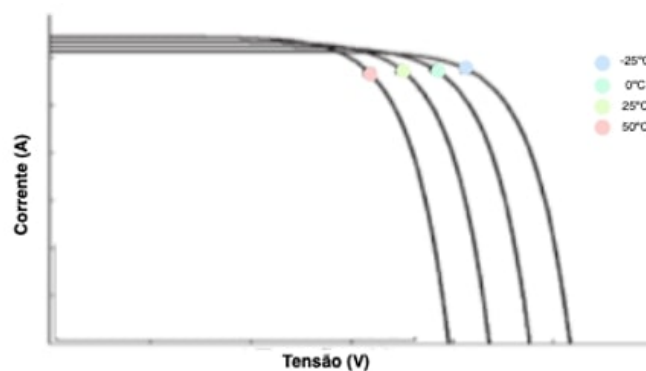


Figura 3.8: Curva I-U em função da temperatura. Adaptado:[27]

Por sua vez, a irradiância tem um impacto direto na corrente da célula, como está ilustrado na figura 3.9. Os valores mais elevados de irradiância, originam valores de corrente de curto-circuito  $I_{SC}$  superiores.

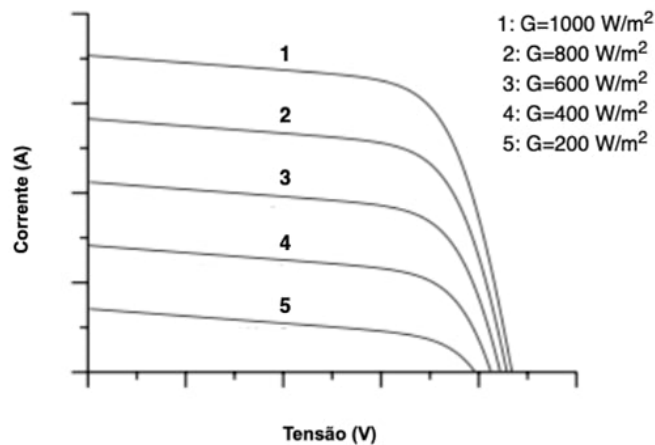


Figura 3.9: Curva I-U em função da irradiação. Adaptado:[27]

### 3.2.4 Principais Tecnologias das Células Fotovoltaicas

Ao longo dos anos as tecnologias utilizadas para produção das células fotovoltaicas têm vindo a aumentar. -Atualmente existem no mercado três gerações de tecnologias de células fotovoltaicas [15]:

- **1ª Geração:** Feitas através de silício cristalino, são as células mais convencionais, e mais comercializadas;
- **2ª Geração:** Feitas através de um filme fino onde graças à sua composição e processo de fabrico esta tecnologia acaba por ser menos dispendiosa que a de primeira geração.
- **3ª Geração:** Tecnologias emergentes geralmente feitas de filme fino, onde são utilizados materiais orgânicos [21].

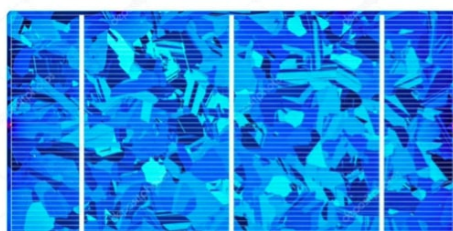
#### 1ª Geração

- **Silício Monocristalino (m-Si):** Estas células apesar de serem mais caras, quando comparadas com as outras opções existentes, são as mais eficientes do mercado, com um rendimento de aproximadamente 15%. Isto leva a serem das células mais comercializadas nos dias de hoje.
- **Silício Policristalino (p-Si):** Quando comparado com o Silício Monocristalino acabam por ser mais fáceis e mais baratas de produzir, no entanto apresentam um rendimento inferior.

Na figura 3.10 encontram-se os dois tipos de células de 1ª geração.



(a) Células de Silício Monocristalino



(b) Células de Silício Policristalino

Figura 3.10: Células de Silício

## 2ª Geração

As células de segunda geração, surgem com a necessidade de arranjar um substituto para o silício cristalino, que é dispendioso. Deste modo foram criadas estas células, através de silício amorfo, criando um filme fino, solução mais barata para diminuir o custo de uma instalação fotovoltaica.

- **Filme fino de silício amorfo (a-Si):** Neste tipo de tecnologia o silício em vez de possuir uma estrutura cristalina, encontra-se disposto numa camada fina, que pode ter alguns defeitos, algumas ligações flutuantes. Ao serem compensadas com hidrogénio, esses defeitos podem desaparecer. A eficiência deste tipo de células acaba por ser baixa, entre 5 a 8%, no entanto o facto de terem um custo associado inferior, tornam-se numa solução para projetos cujo objetivo principal não é só a eficiência do mesmo, mas também o custo associado.

Na tabela 3.1 estão apresentados os rendimentos associados às diferentes tecnologias. O rendimento teórico refere-se a estudos realizados em laboratório e o rendimento final está associado aos valores dos painéis que atualmente são comercializados.

Tabela 3.1: Rendimentos das diferentes tecnologias

| Tecnologia     | Rendimento Teórico (%) | Rendimento Final (%) |
|----------------|------------------------|----------------------|
| Monocristalina | 24                     | 15                   |
| Policristalina | 19                     | 11                   |
| Silício Amorfo | 13                     | 5 - 8                |

O gráfico presente na figura 3.11 foi extraído do relatório IEA PVPS de 2021 <sup>1</sup>, que mostra a produção de módulos FV através de filme fino, silício monocristalino e policristalino, nos países da IEA PVPS, onde Portugal está incluído [18].

Ao analisar a figura, é perceptível que os módulos mais comercializados são os de silício monocristalino, que apesar de possuírem um custo superior, apresentam uma eficiência maior.

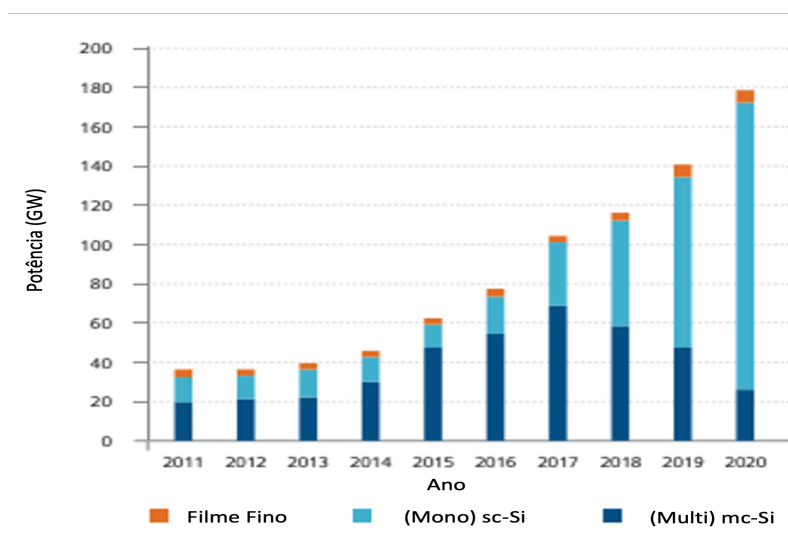


Figura 3.11: Produção de Módulos FV por tecnologia nos países da IEA PVPS [18]

### 3ª Geração

Para além das gerações apresentadas anteriormente, existem um conjunto de tecnologias emergentes e menos utilizadas, mas com um grande potencial de desenvolvimento [6]. Este tipo de células é feita de filme fino, são utilizados materiais orgânicos [14]. Relativamente às outras gerações, estas possuem a vantagem de ser necessário uma menor quantidade de material para serem produzidas, quando comparadas com as de silício. Deste modo, o custo de produção é inferior.

## 3.3 Módulos Fotovoltaicos

Um bloco de construção básico para aplicações FV é formado por várias células que juntas dão origem aos módulos FV.

### 3.3.1 Constituição de um Módulo Fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico com células de silício é composto por diversos componentes, como ilustra a figura 3.12:

- **Moldura de Alumínio:** Evita a corrosão.

<sup>1</sup><https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/01/IEA-PVPS-Trends-report-2021-4.pdf>

- **Vidro Temperado (Especial):** Protege contra danos.
- **Encapsulamento tipo etileno acetato de vinilo (EVA):** Resistente à radiação ultravioleta (UV). Capaz de suportar 20 a 30 anos de operação.
- **Células Fotovoltaicas**
- **Backsheet(fundo protetor):** Camada de tedlar impermeável ao vapor de água.
- **Caixa de junção:** Contém os conectores e os díodos (díodos by-pass). Responsável pela ligação das células fotovoltaicas de um painel.

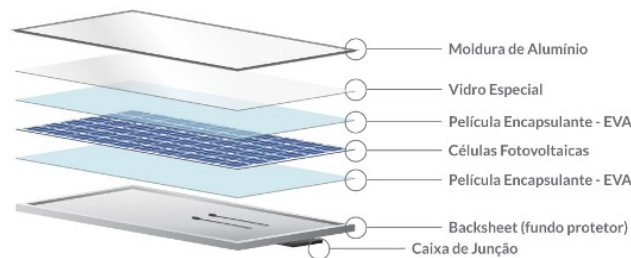


Figura 3.12: Componentes dos módulos FV

### 3.3.2 Associação de Módulos Fotovoltaicos

A ligação dos vários módulos (e das células) entre si pode ser feita em série ou em paralelo, dependendo dos níveis de tensão e corrente necessários. Juntos dão origem a uma *string*.

#### Ligação em série

Na figura 3.13 encontram-se os módulos ligados entre si em série. Analisando a figura 3.13b podemos verificar que a corrente dos módulos se mantém igual e a tensão total da string irá corresponder à soma das várias tensões de cada módulo, (ver equação 3.8) deste modo, a forma mais comum de se conectarem os diferentes painéis é em série, para dar origem a um valor superior de tensão. Tem-se então:

$$U = U_1 + U_2 + U_3 + \dots + U_n \quad (3.8)$$



Figura 3.13: (a) Módulos associados em Série (b) Gráfico I-U de módulos associados em série

Adaptado:[27]

### Ligação em paralelo

Outra forma de se ligarem os módulos entre si é em paralelo, como está representado na figura 3.14. Através da análise da figura, é possível perceber que contrariamente ao que acontece quando os módulos são ligados em série, em paralelo a tensão permanece igual (figura 3.14b) e a corrente total dos módulos corresponde à soma de cada corrente individual. Logo ter-se-á a equação 3.9 para a corrente total produzida, I:

$$I = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \quad (3.9)$$

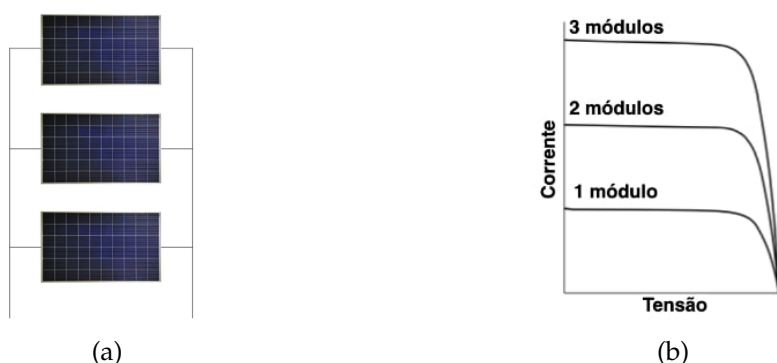


Figura 3.14: (a) Módulos associados em Paralelo (b) Gráfico I-U de módulos associados em Paralelo  
Adaptado:[27]

## 3.4 Sistemas Fotovoltaicos

Atualmente existe diversos tipos de sistemas fotovoltaicos:

- **Sistemas autónomos (*off-grid*):** Este tipo de sistemas utilizam baterias para armazenamento de energia.
- **Sistemas ligados à rede (*grid-connected*):** Contrariamente aos sistemas *off-grid*, os sistemas ligados à rede na maior parte dos casos não utilizam baterias. Encontram-se ligados à rede e como tal a energia produzida vai ser enviada para a mesma, de forma parcial ou total [41].

### 3.4.1 Componentes de um sistema fotovoltaico

Conforme mencionado anteriormente, em ??, para a produção de energia elétrica por meio solar, os módulos são ligados entre si formando painéis. No entanto, são necessários outros componentes para que o sistema funcione. O conjunto dos diferentes componentes ligados entre si são designados por **equilíbrio do sistema (balance of system) (BOS)** [31, 39, 14]. Os principais componentes de um sistema fotovoltaico são:

- **Módulos Fotovoltaicos:** Compostos por células fotovoltaicas, que convertem a luz solar em eletricidade e se encontram ligadas entre si em série ou em paralelo.
- **Inversor:** Dispositivo utilizado para converter a energia elétrica em **corrente contínua (DC)**, gerada pelos painéis fotovoltaicos, para energia elétrica em **corrente alternada (AC)** [27]. Possuem um dispositivo **seguidor do ponto de potência máxima (MPPT)**, que garante a operação dos módulos no ponto de máxima potência, de forma constante, através da regulação da tensão de entrada e saída para um determinado valor.
- **Cabos elétricos:** Utilizam-se para ligar todos os componentes do sistema, incluindo os painéis solares, inversor, etc. Estes devem possuir isolamento com características de proteção e secção adequadas para minimizar as perdas.
- **Caixa de junção:** Através de uma caixa de junção os cabos elétricos ficam conectados entre si de forma a terem apenas uma ligação.
- **Disjuntor:** Utilizados como proteção contra sobrecorrentes, funcionam como um interruptor que se desliga automaticamente caso algo ocorra fora dos valores estipulados, alguma falha. Ao contrário dos fusíveis, os disjuntores são reutilizáveis mesmo que se dê um corte.
- **Transformador:** Utilizado para conectar o sistema à rede.

Na figura 3.15 estão representados alguns dos componentes referidos anteriormente.

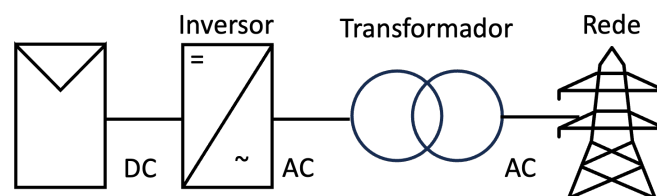


Figura 3.15: Componentes de um sistema fotovoltaico

É importante referir que os componentes necessários dependem do tipo de sistema que está a ser realizado (*off-grid* ou *grid connected*).

### 3.4.2 Desempenho de um sistema fotovoltaico (FV)

O desempenho de um sistema fotovoltaico (FV) é um aspeto importante a ter em consideração ao avaliar a eficiência destes sistemas. Diz respeito à forma como o sistema converte a luz solar em energia elétrica e a eficiência com que este funciona ao longo do tempo. Pode ser expresso utilizando várias métricas que medem a produção de energia, fiabilidade do sistema e sua eficiência. As métricas de desempenho mais frequentemente utilizadas para sistemas fotovoltaicos incluem [14, 6, 18]:

- **Rendimento global do sistema fotovoltaico:** Os diferentes componentes que constituem um sistema fotovoltaico têm um impacto no rendimento global do projeto, na sua eficiência. Por exemplo, o rendimento estipulado do inversor pode afetar o desempenho do sistema. Calcula-se através da relação entre a saída de energia elétrica do sistema e a entrada de energia solar proveniente do sol, correspondente à irradiação incidente. (equação 3.10)

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} \times 100\% \quad (3.10)$$

- **PR:** Índice de performance, mede a qualidade de uma instalação fotovoltaica independente da localização dos sistemas. É o rácio entre o valor real e o valor teórico esperado das saídas de energia da central fotovoltaica. Este fator é unitário e é comumente utilizado para definir a qualidade e o desempenho de um sistema. Quando mais próximo o valor estiver da unidade tanto mais eficiente o respetivo sistema. É seguro aferir que um valor unitário é impossível de se obter em condições reais, uma vez que existem perdas inevitáveis que surgem com o funcionamento da central (poeiras, aquecimento dos módulos) [17]. De acordo com as diretrizes Europeias, um PR entre 0,8 e 0,85 indica um bom desempenho [22]. O PR é calculado através da equação 3.11:

$$PR = \frac{E_{AC}}{G_i A \eta} \quad (3.11)$$

Em que:

- $E_{AC}$ : energia injetada na rede (kWh)
- $G_i$ : radiação incidente por unidade de área (kW h/m<sup>2</sup>)
- $A$ : área do projeto em questão
- $\eta$ : rendimento

### 3.4.3 Fatores que afetam o desempenho de um sistema fotovoltaico

Num projeto fotovoltaico é imprescindível ter em consideração os fatores que afetam o PR [28].

- **Tipo de Módulo Utilizado:** Conforme foi abordado na secção 3.2.4, cada tipo de tecnologia de célula fotovoltaica tem o seu nível de eficiência, ou seja a capacidade que os painéis têm para transformar a radiação solar em energia elétrica difere. Os painéis com maior eficiência acabam por produzir uma maior quantidade de energia elétrica dentro da mesma área, quando comparados com painéis de menor eficiência.
- **Eficiência dos componentes fotovoltaicos:** A eficiência de cada componente escolhido, inversor, módulo, etc, também irá contribuir para um melhor ou pior desempenho do projeto.

- **Sombreamento:** Ao colocar os módulos é necessário ter em conta os sombreamentos que possam ocorrer, quer seja por árvores, edifícios, etc. Também é necessário ter em consideração o auto-sombreamento causado pelos módulos que se encontram perto uns dos outros.
- **Condições ambientais:** As condições atmosféricas também afetam diretamente a produção e eficiência de um sistema fotovoltaico.
  - **Radiação solar:** A quantidade de luz solar recebida pelos painéis é um fator crucial, que pode determinar o seu desempenho. Um sistema quando está exposto a uma maior quantidade de radiação solar, irá produzir uma quantidade maior de energia. Quando se dá o caso de ser um dia com céu nublado, a radiação que atinge os painéis é inferior e consequentemente a produção será também mais baixa. No entanto relativamente ao desempenho do sistema, medido pelo **PR** é possível aferir que a radiação incidente é inversamente proporcional ao fator de qualidade do sistema.
  - **Temperatura do módulo:** De acordo com as condições **STC**, a temperatura da célula é 25°C, como foi referido em 3.2.3, à medida que a temperatura do módulo aumenta a tensão tende a diminuir e o contrário.
- **Sujidade:** As poeiras, folhas, toda a sujidade que se possa acumular no sistema irá impedir que o mesmo continue a funcionar a níveis ótimos, de modo a evitar isso, é necessário que se efetue a limpeza e manutenção do mesmo.
- **Ângulos de orientação e inclinação escolhidos:** Como foi explicado no capítulo anterior, a inclinação e a orientação em que são colocados os painéis afetam o desempenho do sistema. Diferentes ângulos de inclinação irão dar origem a uma maior ou menor produção de energia, pois a quantidade de luz solar que incide nos painéis difere [42].

Ao realizar projetos fotovoltaicos é necessário ter em consideração todos estes fatores, pois o objetivo principal deste tipo de projeto é maximizar a produção e o desempenho do mesmo [16].

## 3.5 Orientação e Estruturas Fotovoltaicas

Para ser possível perceber a necessidade de escolher uma estrutura que vá de encontro aos requisitos do sistema, é essencial começar por analisar a orientação e inclinação necessária dos painéis.

### 3.5.1 Orientação e Inclinação dos Painéis

Como foi referido anteriormente em 3.4.3, a quantidade de energia elétrica gerada num determinado local depende significativamente da radiação solar incidente, da estação do ano, do ângulo de inclinação e da orientação do módulo solar. Define-se:

- Inclinação: Ângulo entre o painel e a horizontal.
- Orientação (Azimute): No hemisfério norte, o sul corresponde a um azimute de 0 ( $\alpha=0^\circ$ ).

Na figura 3.16 estão representados os ângulos de inclinação e orientação.

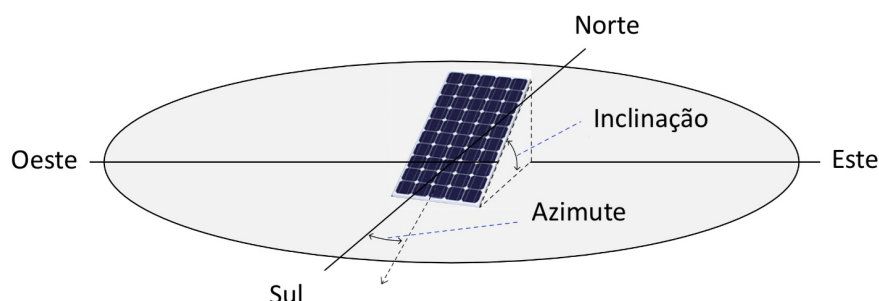


Figura 3.16: Ângulo de orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos

Uma vez que o objetivo principal dos sistemas fotovoltaicos é maximizar a produção de energia elétrica e tornar o sistema o mais eficiente possível, é necessário realizar uma escolha cuidada da orientação e inclinação dos painéis solares. Quando os painéis se encontram com a sua orientação ótima, estes captam a máxima quantidade de radiação solar possível. A inclinação correta, por sua vez também permite que os painéis solares recebam a radiação solar de forma mais direta e eficiente, melhorando a eficiência energética do sistema [13].

### 3.5.2 Tipos de Estruturas Fotovoltaicas

É crucial destacar e entender que o projeto fotovoltaico tem como objetivo principal ser rentável, mas é importante buscar um equilíbrio entre os custos da central e os seus benefícios, sem comprometer a sua durabilidade e segurança. Para se conseguir alcançar este objetivo, existem vários fatores que serão determinantes.

O tipo de estrutura associado serve de base de apoio para os painéis e garante a estabilidade e segurança dos mesmos. Isto permitirá maximizar a quantidade de luz solar recebida e por conseguinte, a quantidade de energia elétrica que vai ser produzida. Adicionalmente, a estrutura na qual os painéis são instalados contribui para prolongar a vida útil da instalação, protegendo-a contra danos causados por fenómenos naturais como ventos fortes, chuvas, poeira, entre outros. Uma estrutura bem projetada e adequada

resultará em menores custos ao longo da vida útil da instalação, já que haverá menos necessidade de reparação e manutenção.

Ao ser efetuada a escolha do tipo de estrutura a utilizar numa central é necessário ter em consideração que a irradiação disponível depende da estação do ano em que nos encontramos [26].

Apesar de na maior parte dos projetos fotovoltaicos os painéis solares serem instalados com um ângulo fixo, a seleção da estrutura de suporte para os módulos fotovoltaicos depende do local onde a central será instalada. Atualmente, existem várias soluções disponíveis que podem ser facilmente adaptadas às necessidades específicas de cada projeto.

As estruturas encontram-se divididas em dois grupos: estruturas fixas e estruturas móveis.

Relativamente às estruturas fixas, estas podem estar organizadas de diferentes formas:

- Integradas nos edifícios (**building integrated photovoltaics (BIPV)**): Tipo de estrutura que se encontra integrada na cobertura do edifício., ou noutro local.
- Estrutura em telhado inclinado: Este tipo de estrutura acompanha a inclinação natural do telhado para otimizar a absorção da radiação solar.
- Estrutura de Solo: A montagem em solo/campo é comumente utilizada para projetos de grandes centrais fotovoltaicas.

As estruturas móveis, conhecidas como seguidores solares, permitem alterar a inclinação e orientação conforme a estação em questão. No entanto, estruturas deste género acabam por ser bastante dispendiosas e não justificam o investimento inicial [43]. Estas são caracterizadas pelo número de eixos:

- Um eixo: Apenas um dos ângulos altera ao longo do ano (inclinação ou orientação).
- Dois eixos: onde é possível ter em consideração o ângulo de inclinação e de azimute, no entanto estes sistemas são mais dispendiosas e menos utilizados

Cada estrutura apresenta as suas vantagens e desvantagens, a escolha entre um ou outro não é simples, nem linear, pois depende do local de instalação, orientação da cobertura, espaço disponível e avaliação económica [5].

### 3.6 Perdas do Sistema

Ao ser efetuada a análise de um projeto fotovoltaico, outro dos fatores a ter em consideração são os valores das perdas causados por diferentes motivos:

#### **Sombreamentos**

Os sombreamentos em sistemas fotovoltaicos têm um grande impacto na produção de

energia elétrica, uma vez que afetam a quantidade de radiação solar que chega aos painéis solares. Pode ser causado por diversas razões, tal como foi abordado na secção 3.4.3. De maneira a se conseguir minimizar o impacto dos sombreamentos em sistemas fotovoltaicos, é importante realizar-se um estudo detalhado da área de instalação dos painéis solares, a fim de identificar possíveis fontes de sombreamento e escolher a melhor posição para a instalação dos painéis. Para evitar o auto-sombreamento existe uma distância mínima que deve ser respeitada, conforme se vê na figura 3.17.

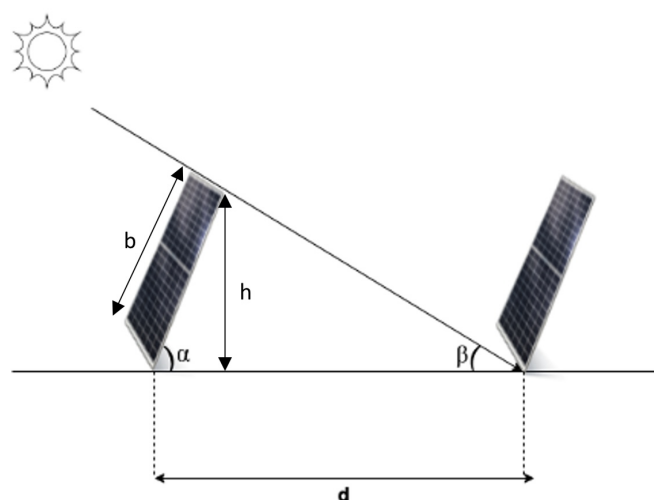


Figura 3.17: Distância necessária para evitar auto-sombreamento

A distância mínima ( $d$ ) pode ser calculada através da equação 3.12.

$$d = b(\cos \alpha + \frac{\text{sen} \alpha}{\text{sen} \beta}) \quad (3.12)$$

Em que:

- $\beta$ : Ângulo do Sol
- $\alpha$ : Inclinação dos módulos
- $d$ : Distância entre módulos
- $h$ : Altura do módulo no plano vertical
- $b$ : Comprimento do módulo

Em suma, os sombreamentos em sistemas fotovoltaicos podem reduzir significativamente a produção de energia elétrica do sistema, mas com algumas medidas preventivas, é possível minimizar esse impacto.

### Temperatura

Antes de ser realizada a instalação dos módulos fotovoltaicos é crucial estabelecer uma correlação entre a temperatura ambiente, do local da instalação e a temperatura das células.

A temperatura da célula fotovoltaica, de acordo com a equação 3.13 está diretamente relacionada com a temperatura ambiente, a irradiação do lugar e o parâmetro **temperatura nominal de operação da célula (NOCT)** que é dado pelo fornecedor dos painéis e serve para descrever a temperatura normal de funcionamento da célula em condições standard de:  $G=800 \text{ W/m}^2$  e  $T_{amb}=20^\circ\text{C}$ .

$$T_c = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (3.13)$$

#### **Perdas Óhmicas**

Diz respeito às perdas elétricas que ocorrem no sistema devido à resistência de vários componentes.

#### **Degradação induzida pela luz (LID)**

A qualidade dos módulos refere-se aos padrões gerais de construção, materiais e fabrico dos módulos fotovoltaicos. A **LID**, corresponde à degradação dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino durante as primeiras horas de funcionamento quando expostos à luz solar.

#### **Perdas por incompatibilidade (Mismatch)**

As perdas por incompatibilidade são causadas pelas conexões feitas entre os diferentes módulos, aquando da instalação no terreno [1].

#### **Perdas por sujidade (Soiling Loss)**

As perdas associadas a sujidade, referem-se à redução da produção de energia causada pela acumulação de poeiras e outros poluentes na superfície dos módulos ao longo do tempo. Este valor depende do local onde se encontra o projeto. No entanto, conforme foi referido na secção 3.7.1, para diminuir ao máximo o efeito destas perdas é essencial realizar uma manutenção periódica.

### **3.7 Manutenção**

Apesar das instalações fotovoltaicas não necessitarem de grande manutenção é essencial ser efetuada a monitorização deste projetos de forma regular, para que se mantenha a segurança e fiabilidade dos equipamentos. Uma manutenção adequada garante que a vida do sistema solar seja preservada durante o maior tempo possível e que as condições originais do sistema sejam mantidas, compensando o desgaste normal. Existem certos requisitos e recomendações estipuladas na norma *IEC 62446-2* de manutenção preventiva e corretiva para sistemas fotovoltaicos ligados à **RESP**:

- Manutenção básica dos componentes e ligações do sistema para fiabilidade, segurança e prevenção de incêndios.
- Medidas para manutenção corretiva e resolução de problemas.
- Segurança dos trabalhadores que deve ser sempre assegurada.

### 3.7.1 Manutenção básica dos componentes

Uma manutenção básica dos componentes é necessária para assegurar um correto funcionamento do sistema. Através da monitorização e manutenção periódica torna-se possível diminuir as perdas do sistema e maximizar a performance.

### 3.7.2 Manutenção corretiva

Contrariamente à manutenção preventiva, neste caso, a manutenção corretiva serve para corrigir, de forma rápida e eficaz, alguma falha ou erro que ocorra no sistema, reparando ou substituindo o elemento em falha.

## 3.8 Sistemas Ligados à rede

De acordo com a secção 3.4 existem diversos tipos de sistemas (*on-grid* e *off-grid*). Relativamente aos sistemas ligados à rede existem três tipos de instalações, nos quais o consumidor (pessoa singular, coletiva) tem um papel fulcral na produção de energia São elas:

- **Unidades de produção para autoconsumo (UPAC)**
- **Unidades de pequena produção (UPP)**
- **Instalações centralizadas (*Utility Scale*)**

### 3.8.1 UPAC

As unidades de Produção para Autoconsumo **UPAC** podem ou não estar focadas na utilização de uma fonte renovável.

O consumo desta energia elétrica produzida, destina-se ao uso por parte do próprio titular da unidade, estando destinadas predominantemente ao autoconsumo. Caso exista excedente, o mesmo poderá ser armazenado ou caso contrário pode ser injetado na **RESP**.

### 3.8.2 UPP

As **UPP**, são unidades de pequena produção de energia elétrica a partir de energias renováveis, com um máximo de potência de ligação de 1MW. Este tipo de unidades realiza a injeção total do que produz na **RESP**, acabando por vender a sua totalidade à mesma.

### 3.8.3 Instalações centralizadas

Semelhante às **UPP**, existem as instalações centralizadas, que apenas diferem na potência de ligação à **RESP** (>1MW).

### 3.8.4 Instalações tipo A, B, C e D

Relativamente às unidades ligadas à rede, existem diversos tipos de instalações presentes na tabela 3.2, que diferem entre si no nível da potência associado ao gerador.

Estes requisitos da ligação de geradores à rede foram estipulados pelo “regulamento (UE) n.º 2016/631, da Comissão de 14 de abril de 2016” [16]. O objetivo deste regulamento é o estabelecimento de regras relativas à ligação de geradores à rede, tornando o comércio da eletricidade produzida mais simplificado e igual na União Europeia [11].

Tabela 3.2: Tipo de instalação geradora

| <b>Tipo de instalação geradora</b> | <b>Capacidade</b> |
|------------------------------------|-------------------|
| <b>Tipo A</b>                      | =/ >0,8 kW; <1MW  |
| <b>Tipo B</b>                      | =/ >1 MW; <10MW   |
| <b>Tipo C</b>                      | =/ >10MW; <45MW   |
| <b>Tipo D</b>                      | =/ >45MW          |

## METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Com o objetivo de ser realizado um correto dimensionamento da Central Fotovoltaica da Quinta da Cruz em Soure foi necessário realizar um estudo prévio e pormenorizado do local. A visita ao local permitiu a determinação de fatores chave de instalação, como o posicionamento de módulos fotovoltaicos, a sua orientação e inclinação, entre outras condições relevantes. A análise feita previamente, permite agilizar o projeto, tornando mais rápida e eficaz a escolha dos diversos fatores.

Neste capítulo, é apresentada a metodologia utilizada para o correto dimensionamento de uma central fotovoltaica ligada à [Rede Elétrica de Serviço Público \(RESP\)](#) e são analisados dois cenários de implementação deste projeto. Um primeiro, cenário ideal, onde são ignoradas as perdas ao longo da vida útil do sistema e não é feita distinção entre as diferentes zonas de instalação. E um segundo cenário, que representa a perspetiva real, onde é tido em conta o local específico de instalação e as perdas associadas à central.

O dimensionamento do projeto encontra-se dividido em 3 etapas distintas, conforme apresentado na figura 4.1. Na primeira etapa, conduz-se o estudo e caracterização minuciosa da central fotovoltaica em questão, visando determinar as necessidades específicas do projeto, levando em consideração o local onde é implementado.

Na segunda etapa, é feita a seleção dos equipamentos a serem utilizados. Esta etapa é crucial para garantir o desempenho ideal do sistema fotovoltaico, bem como a sua compatibilidade e integração eficiente.

Por fim, na terceira etapa faz-se a validação do projeto através do *PVsyst*, uma ferramenta que permite realizar simulações para analisar o desempenho do sistema.

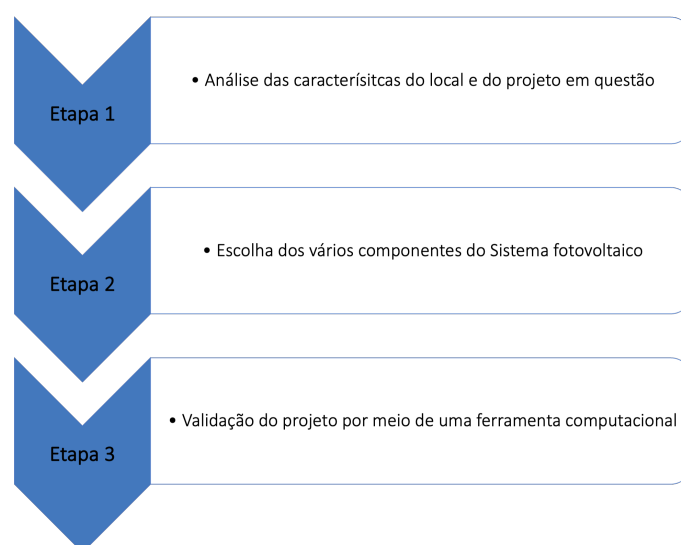


Figura 4.1: Diferentes etapas do projeto para a central

## 4.1 Normas e regulamentação

A produção de energia solar é regulada por um quadro legal específico. Assim, no processo de concepção e cálculo das instalações elétricas, foram tidas em conta as seguintes normas e regulamentações:

- Decreto-Lei no. 189/88, de 27 de maio, estabelece as regras aplicáveis à atividade de produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e eletricidade;
- Regulamento (EU) no. 2016/631, estabelece um código de rede que define os requisitos para a conexão de instalações geradoras à rede interligada. A principal finalidade deste regulamento é garantir condições equitativas de concorrência no mercado interno de eletricidade, assegurar a segurança das redes, promover a integração de fontes de eletricidade renovável e facilitar o comércio de eletricidade dentro da União Europeia. Além disso, o regulamento estabelece obrigações específicas com o intuito de garantir que os operadores de rede utilizam adequadamente as capacidades das instalações geradoras, de maneira transparente e não discriminatória. Isto visa proporcionar condições equitativas em toda a União Europeia, promovendo um ambiente de competição justa e livre de discriminação entre os participantes do mercado;
- Portaria no. 73/2020, estabelece os requisitos não exaustivos para ligação dos módulos geradores à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP);
- Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão;
- IEC 60076 (Transformadores de potência) aplica-se aos transformadores de média potência entre 25 kVA a 315 kVA com tensão máxima para equipamentos até 36 kV,

ou em redes de baixa tensão (BT) com tensão máxima para equipamentos até 1,1 kV equipados com dispositivos de regulação de tensão;

- EC 60269-6 Fusíveis de baixa tensão - Parte 6: Regras suplementares para os elementos de substituição utilizados na protecção dos sistemas de energia solar fotovoltaica;
- IEC 60364-7-712: Requisitos para instalações ou locais especiais - Sistemas de alimentação elétrica solar fotovoltaica;
- IEC 60891: Procedimentos a seguir para as correções de temperatura e irradiância das curvas características I-V;
- IEC 62446: descreve os requisitos e recomendações básicos de manutenção preventiva, corretiva e relacionada com o desempenho para sistemas fotovoltaicos ligados à rede;

## 4.2 Definição das Características da Central

O projeto do parque fotovoltaico da Quinta da Cruz foi concebido como resultado de um Leilão Solar promovido pelo Ministério do Ambiente e da Transição Energética em 2019. Conforme foi explicado na secção 2.6 o principal objetivo deste tipo de leilões é reservar uma determinada capacidade de injeção em pontos específicos de ligação à [RESP](#), para a produção de eletricidade proveniente da conversão de energia solar num centro eletroprodutor sem armazenamento de energia [40].

A empresa Made Better, fundada em 2012 e pertencente ao grupo português Lusiaves, participou na licitação do leilão solar de 2019. O projeto da Quinta da Cruz, enquadra-se nas instalações centralizadas e é um centro eletroprodutor com capacidade de 17,37 MWp ligado à [RESP](#) de distribuição em alta tensão através de uma subestação de 60 kV. O objetivo do projeto é contribuir para a sustentabilidade ambiental, produzindo energia elétrica a partir de fontes renováveis.

A instalação que é objeto deste projeto tem como finalidade a produção de energia elétrica, utilizando painéis solares em conformidade com as regulamentações aplicáveis para a produção de energia a partir de fontes renováveis, conforme estabelecido pelo Decreto-Lei nº 215-B/2012 de 8 de outubro e pelo Decreto-Lei nº 168/99 de 18 de maio.

Para que seja fornecida energia elétrica à rede, é necessário estabelecer uma ligação à [Rede Elétrica de Serviço Público \(RESP\)](#) em [baixa tensão \(BT\)](#), [média tensão \(MT\)](#) ou [alta tensão \(AT\)](#). No caso deste projeto em específico, a ligação é feita à rede de [AT](#), onde a central será alimentada a um nível de tensão de 60 kV. Para ser efetuada esta ligação, é necessário estabelecer e definir a potência de ligação à rede elétrica. A potência de ligação à rede elétrica é a potência máxima que pode ser injetada na rede elétrica pelo parque em questão. Neste sentido, de acordo com as especificações estabelecidas pela rede, a condição de ligação à rede foi definida com uma potência de 13 MVA [30].

### 4.3 Local da Central

Na figura 4.2 encontram-se definidas as 3 zonas de instalação, para o desenvolvimento da central.



Figura 4.2: Zonas do projeto fotovoltaico

Através da ferramenta *PVsys*, é possível obter as características do local a analisar para o projeto, sendo que o mesmo possui uma base de dados meteorológica (Meteonorm 8.1), que é atualizada mensalmente para a maior parte dos locais no mundo. Existem locais previamente guardados no software, no entanto é possível acrescentar outra localização, bastando apenas indicar o endereço ou as coordenadas do local desejado, como está ilustrado na figura 4.3.

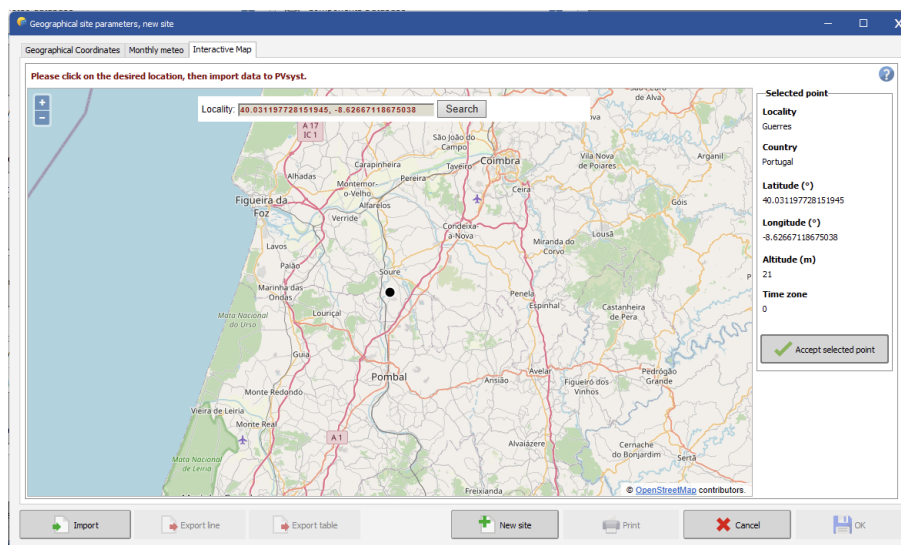


Figura 4.3: Mapa interativo para escolha de local

## CAPÍTULO 4. METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Em seguida, ao ser selecionado o local a analisar, aparecerá uma janela, figura 4.4, com os valores mensais da irradiação global ( $\text{kWh/m}^2$ ), da irradiação difusa ( $\text{kWh/m}^2$ ), a temperatura média ( $^{\circ}\text{C}$ ) e a velocidade do vento ( $\text{m/s}$ ).

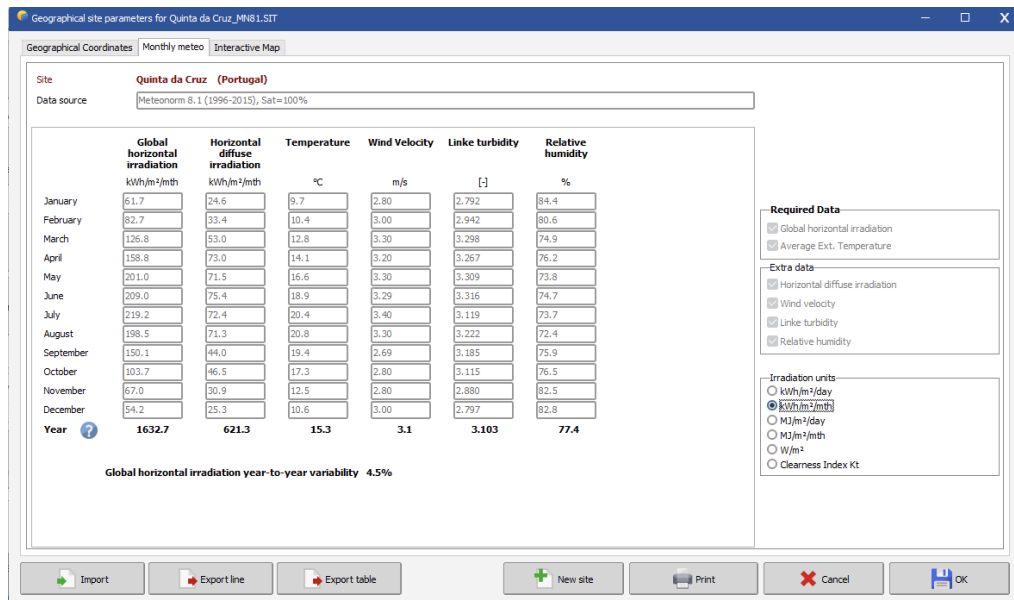


Figura 4.4: Tabela meteorologia mensal

### 4.4 Seleção dos Componentes do Sistema

Conforme foi referido anteriormente, a seleção dos componentes a utilizar no projeto, é uma etapa que desempenha um papel crucial.

Primeiro, é necessário definir as variantes a utilizar. De acordo com a figura 4.5, numa simulação podem ser definidas várias variantes. Cada variante criada tem diversos parâmetros que podem ser modificados, como inclinação e azimute do módulo, sombreamento, eficiência do inversor, perdas do sistema e muitos outros.

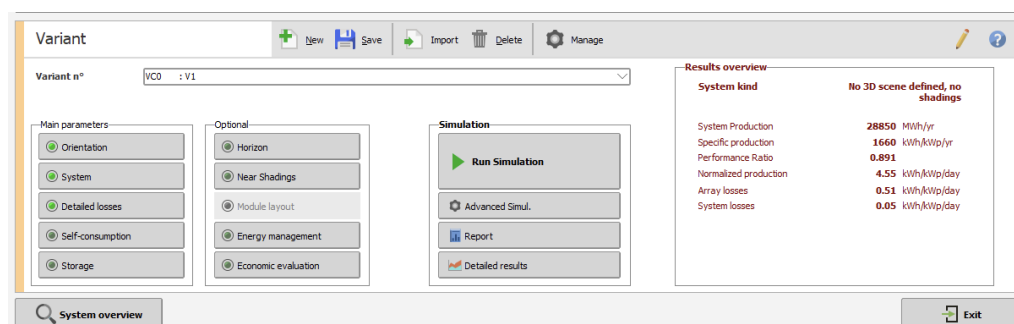


Figura 4.5: Definição das variantes a utilizar

#### 4.4.1 Orientação e inclinação do módulo

A primeira coisa a ser definida na variante é a orientação e inclinação do sistema. O *PVsyst* suporta simulações com diferentes orientações como está ilustrado na figura 4.6.

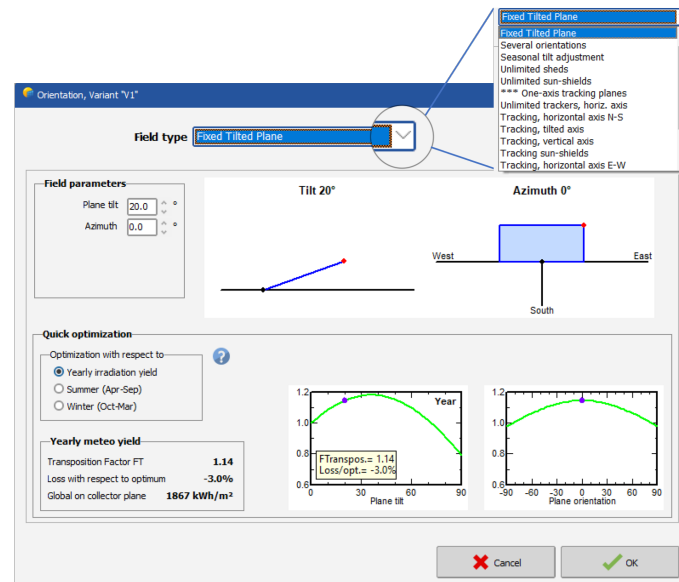


Figura 4.6: Definição da orientação e inclinação dos painéis no PVsyst

No entanto para este projeto apenas foram utilizadas as seguintes vertentes:

- Plano inclinado fixo: onde é preciso definir a orientação e inclinação dos painéis;
- Múltiplas orientações: podem ser definidos diferentes planos fotovoltaicos para um máximo de 8 orientações diferentes.

#### 4.4.2 Seleção dos Módulos Fotovoltaicos

A parte da escolha e seleção dos componentes, está associada à configuração do sistema da variante. Inicialmente é necessário definir as diferentes zonas projetadas do projeto. E em seguida, para cada zona escolhem-se os diversos equipamentos e a sua distribuição.

A escolha dos módulos fotovoltaicos é uma etapa crítica na elaboração de um projeto de energia solar. Ao escolher os módulos fotovoltaicos para um projeto, é importante considerar diversos fatores, como a eficiência da conversão, a durabilidade e a garantia do fabricante.

Para a escolha, para além dos aspetos considerados, é necessário também ter em conta outros dois critérios:

- Razão Qualidade/Preço
- Certificações: garantem que os módulos possuem determinados padrões de qualidade e segurança.

## CAPÍTULO 4. METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Com base nos critérios acima descritos, o módulo escolhido foi da QCells, Q.PEAK DUO XL-G11.3, o qual é de tecnologia silício monocristalino (m-Si). Em 2020, estes módulos receberam um prêmio de *"Top Brand PV" da Europa* <sup>1</sup>, que é das certificações mais reconhecidas e prestigiadas na indústria fotovoltaica internacional. Este tipo de certificações representam fiabilidade e confiança na escolha do componente.

Neste projeto são utilizados módulos de 2 valores de potência 580 Wp e 585 Wp. Esta escolha, recaiu sobre a disponibilidade dos fornecedores. Neste tipo de parques, desta dimensão, é usual a utilização de diferentes módulos mas com grandezas semelhantes (580 Wp e 585 Wp).

Na tabela 4.1 são apresentadas as principais características dos módulos escolhidos, em condições STC. As restantes características encontram-se no anexo I. O fabricante dá uma garantia de 12 anos sobre materiais e defeitos de fabrico, no primeiro ano é assegurado pelo menos 98% da potência nominal. Depois disso a taxa máxima de degradação é de 0,5% ao ano. Ao fim de 25 anos (vida útil do projeto) é pelo menos 86% da potência nominal.

Tabela 4.1: Características Principais dos Módulos

| Tecnologia                                 | Silício Monocristalino      |
|--------------------------------------------|-----------------------------|
| Potência [Wp]                              | 580     585                 |
| Corrente de Curto Circuito, $I_{SC}$ [A]   | 13,54     13,57             |
| Tensão de Circuito Aberto, $V_{OC}$ [V]    | 53,64     53,67             |
| Tensão de Potência Máxima, $V_{MPP}$ [V]   | 44,90     45,12             |
| Corrente de Potência Máxima, $I_{MPP}$ [A] | 12,92     12,97             |
| Eficiência, $\eta$ [%]                     | $\geq 21,2$     $\geq 21,4$ |

Para os módulos escolhidos para serem utilizados nesta simulação através do *PVsyst* é necessário criar-se um novo componente que represente a escolha feita. Na figura 4.7 estão apresentadas as especificações relativas ao módulo de 580 Wp.

<sup>1</sup><https://www.eupd-research.com/en/cert/top-brand-pv>

Figura 4.7: Especificações módulos fotovoltaicos

De modo a perfazer a potência pico de 17,37 MWp foi necessário utilizar um total de 29849 módulos, sendo desse total 12584 de 585 Wp e 17265 de 580 Wp.

### 4.4.3 Escolha do Inversor

Como referido, a principal função do inversor é converter a energia elétrica em **corrente contínua** (DC), proveniente do gerador fotovoltaico, para energia elétrica em **corrente alternada** (AC).

Para instalações desta dimensão é usual utilizarem-se vários inversores, para que a potência necessária seja atingida. Para este projeto, a escolha do modelo de inversor utilizado recaiu sobre um inversor de 215 kW. Este inversor, é da Huawei Technology, SUN2000 215kTL, distingue-se pelo seu alto rendimento e elevada fiabilidade. Este inversor vem equipado com o dispositivo **seguidor do ponto de potência máxima** (MPPT), que garante a operação constante dos módulos no ponto de máxima potência e permite extrair a máxima potência proporcionada pelo gerador ao longo do dia. As principais características técnicas deste modelo de inversor encontram-se na tabela 4.2. A folha técnica com as restantes características encontra-se no anexo II. Conforme está descrito na tabela, no que diz respeito à corrente de entrada do inversor, existem 18 entradas de 30A cada uma.

Tal como é feito anteriormente para o módulo fotovoltaico, para o caso do inversor também é possível adicionar este componente ao *PVsyst*, através da janela que se encontra na figura 4.8.

Tabela 4.2: Características Principais do Inversor

| Entrada DC                                     |                               |
|------------------------------------------------|-------------------------------|
| Tensão Máxima DC [V]                           | 1500                          |
| Corrente máxima entrada por MPPT [A]           | 30                            |
| Corrente máxima de curto circuito por MPPT [A] | 50                            |
| Número Máximo de entradas por Inversor         | 18                            |
| Número de MPPT                                 | 9                             |
| Amplitude de Tensão MPPT [V]                   | 500 ~1500                     |
| Saída AC                                       |                               |
| Potência nominal AC [W]                        | 200000                        |
| Potência nominal máxima AC, $\cos(\phi)=1$ [W] | 215000                        |
| Eficiência                                     |                               |
| Eficiência (Máxima     Europeia), $\eta$ [%]   | $\geq 99,00$     $\geq 98,60$ |

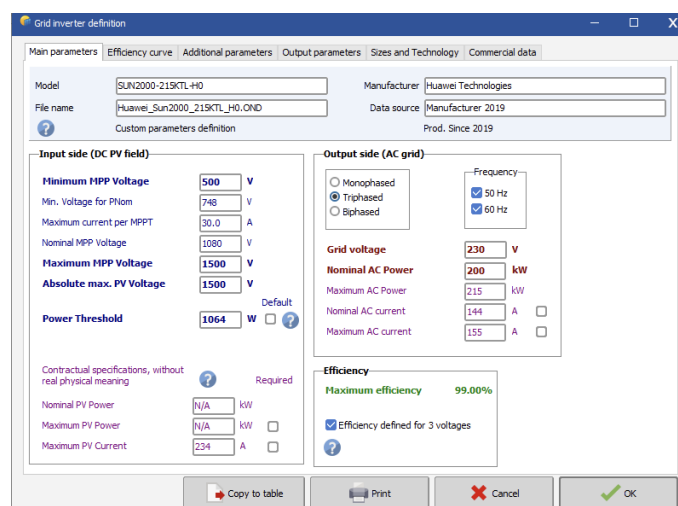


Figura 4.8: Especificações inversor no *PVsyst*

## 4.5 Estrutura de Suporte

Nesta central, os módulos fotovoltaicos são instalados com recurso a uma estrutura de suporte fixa, capaz de suportar o seu próprio peso e os esforços a que estão sujeitos pelas condições atmosféricas.

Os painéis fotovoltaicos estão dispostos ao longo da estrutura, de forma a que o seu comprimento esteja na direção vertical e a largura a acompanhar a inclinação ótima, previamente definida. As fundações da estrutura poderão ser em estacas metálicas. A estrutura é montada no campo e adapta-se à topografia natural do terreno. É importante que a estrutura criada seja de acordo com as necessidades do terreno, para evitar danos. A estrutura é de aço de qualidade S350 GD, com revestimento metálico Magnelis ZM310, de forma a garantir uma proteção adequada contra a corrosão. Na figura 4.9 encontra-se um detalhe da estrutura proposta.

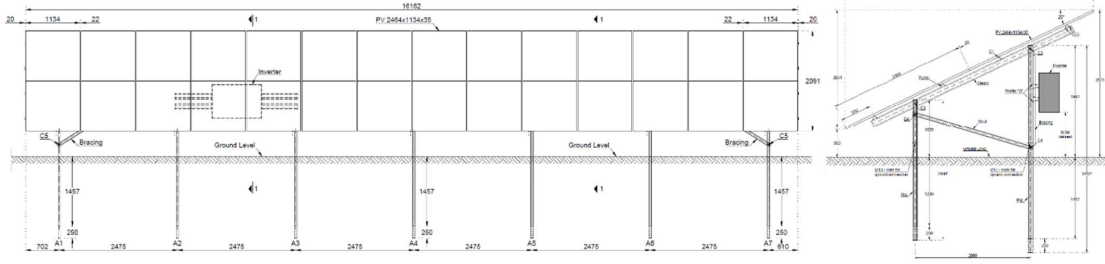


Figura 4.9: Estrutura de Suporte Proposta

## 4.6 Dimensionamento da Central da Quinta da Cruz

De forma a ser feita a simulação através do *PVsys* é necessário efetuar o dimensionamento dos diferentes componentes previamente escolhidos, tendo por base um conjunto de regras e cálculos apresentados a seguir.

### 4.6.1 Configuração do número máximo de módulos por *string*

No cálculo do número máximo de módulos por *string*, é necessário ter-se em consideração a tensão máxima de operação do inversor, que para este caso específico, é 1500V. É importante destacar, que esta tensão é alcançada pela soma dos valores de tensão de cada módulo interligado. Portanto, a determinação do número máximo de módulos por *string*, permite garantir que a tensão total permaneça dentro dos limites permitidos [14].

Para ser calculado o número máximo de módulos, tem-se em consideração um cenário de inverno, temperatura ambiente de  $-10^{\circ}\text{C}$ . Uma vez que não são registadas temperaturas negativas no local, para este cálculo utiliza-se uma temperatura de  $0^{\circ}\text{C}$  para a situação de inverno. Em condições de baixas temperaturas, a tensão máxima que ocorre, é a tensão de circuito aberto  $V_{OC}$ , determinada através da equação 4.1.

$$V_{OC}(T) = \left[ 1 - \left( \frac{(25 - T) \times \beta_{VOC}(\%/^{\circ}\text{C})}{100} \right) \right] \times V_{OC}(25^{\circ}\text{C}) \quad (4.1)$$

Onde,

T: Temperatura em  $^{\circ}\text{C}$ .

$\beta_{VOC}(\%/^{\circ}\text{C})$ : Coeficiente de temperatura.

$V_{OC}(25^{\circ}\text{C})$ : Tensão em circuito aberto do módulo em condições *STC*.

$$V_{OC}(0^{\circ}\text{C}) = \left[ 1 - \left( \frac{(25 - 0) \times (-0,27)}{100} \right) \right] \times 53,64 \iff V_{OC}(0^{\circ}\text{C}) = 57,26\text{V} \quad (4.2)$$

Através da equação 4.3 é possível obter-se o número máximo de módulos em série.

$$N_{max} = \frac{V_{maxMPPT}}{V_{OC}(0^{\circ}\text{C})} \iff N_{max} = \frac{1500}{57,26} \iff N_{max} = 26,2 \quad (4.3)$$

O número máximo de módulos por *string* é de 26.

#### 4.6.2 Configuração do número mínimo de módulos por string

Relativamente ao cenário oposto, durante o verão, os módulos facilmente aquecem e ficam a temperaturas bastantes elevadas. Assim, para calcular o número mínimo de módulos, é necessário garantir que a soma das tensões dos módulos não é inferior à tensão mínima do inversor, 600V. Para este cálculo, é feita a análise a 60°C, conforme se encontra na equação 4.4 [14].

$$V_{MPP}(T) = [1 - (\frac{(25 - T) \times \gamma(\%/^{\circ}C)}{100})] \times V_{MPP}(25^{\circ}C) \quad (4.4)$$

Onde,

T: Temperatura em °C;

$\gamma(\%/^{\circ}C)$ : Coeficiente de temperatura da  $P_{MPP}$ ;

$V_{MPP}(25^{\circ}C)$ : Tensão no MPP em condições STC;

Substituindo os valores temos:

$$V_{MPP}(60^{\circ}C) = [1 - (\frac{(25 - 60) \times (-0,34)}{100})] \times 45,12 \Leftrightarrow V_{MPP}(60^{\circ}C) = 39,75V \quad (4.5)$$

Ao calcular o valor de  $V_{MPP}(60^{\circ}C)$  e substituindo na equação 4.6, é possível saber o número mínimo de módulos por string.

$$N_{min} = \frac{V_{MPPinv}}{V_{MPP}(60^{\circ}C)} \Leftrightarrow N_{min} = \frac{500}{39,75} \Leftrightarrow N_{min} = 13 \quad (4.6)$$

Uma vez que o objetivo é maximizar a produção, em todo o projeto vão ser colocados o número máximo de módulos por string calculados na secção 4.6.1.

#### 4.6.3 Configuração das strings de um inversor

A ligação entre os diversos módulos fotovoltaicos, conforme foi referido na secção 3.3.2, pode ser feita em série ou paralelo. Ao serem ligados os diversos módulos entre si, são formadas *strings*, cujo tamanho é determinado com base nas características dos módulos e do inversor selecionado.

O inversor possui uma corrente máxima de entrada que deve ser respeitada. De forma a não ultrapassar esse valor máximo, é necessário determinar o número de associações de *strings* em paralelo por cada inversor ou por cada entrada do inversor. O inversor escolhido é constituído por 18 entradas de 30 A cada uma, para este valor não ser ultrapassado, determina-se o número máximo de associações de *strings* em paralelo por cada entrada do inversor. É importante perceber que as *strings* ligadas à mesma entrada MPP terão que ter o mesmo número de módulos em série. Para isso são necessários dois valores:

$I_{max\_inversor}$  – Corrente máxima de entrada do inversor;

$I_{MPP}$  – Corrente máxima do módulo fotovoltaico.

$$n_{strings} < \frac{I_{max\_inversor}}{I_{MPP}} \quad (4.7)$$

Substituindo na expressão 4.7 obtém-se o número máximo de *strings* por cada MPP do inversor:

$$n_{strings} = \frac{I_{max\_inversor}}{I_{MPP}} \Leftrightarrow n_{strings} = \frac{30}{12,97} \Leftrightarrow n_{strings} \simeq 2,31 \quad (4.8)$$

Conclui-se que vão ser utilizadas no máximo 2 strings por cada MPP do inversor.

Através da figura 4.10 é possível confirmar os valores calculado para o número máximo e mínimo de módulos e para o número máximo de strings, da zona 1 da instalação. Neste caso, existem 527 strings distribuídas por 31 inversores, em que cada inversor tem 17 strings ligadas.

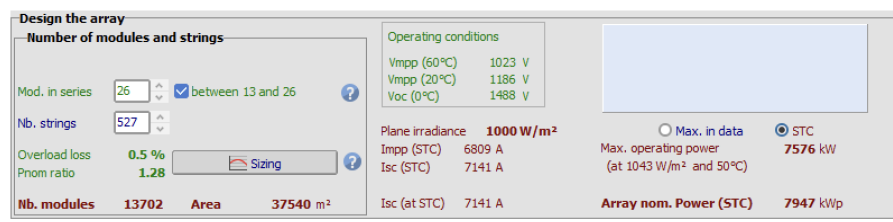


Figura 4.10: Distribuição dos módulos pelas strings apresentada pelo PVsyst

#### 4.6.4 Análise do número de inversores

Ficou estipulado que o valor da potência de ligação é de 13 MVA e o objetivo principal da central é ser rentável em termos económicos bem como em termos de produção. Para ser possível injetar na rede o máximo de tempo possível o valor acordado, a central tem de ser dimensionada tendo por base os piores cenários. Relativamente aos inversores, para se perceber o funcionamento dos mesmos em condições adversas, é importante fazer uma análise com base na temperatura ambiente do local, onde é realizada esta instalação. Para isso, recorre-se ao site da NASA <sup>2</sup> que tem uma base de dados de temperaturas locais.

Através da análise feita ao ano de 2022, a temperatura mais alta para aquele local foi de 38°C. Com base na informação da temperatura ambiente e através da curva do inversor, é possível saber qual a potência do inversor à temperatura ambiente desejada, conforme se vê na figura 4.11. Pela figura, conseguimos ver que para uma temperatura ambiente de 38° temos uma potência de aproximadamente 208 kVA.

<sup>2</sup><https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

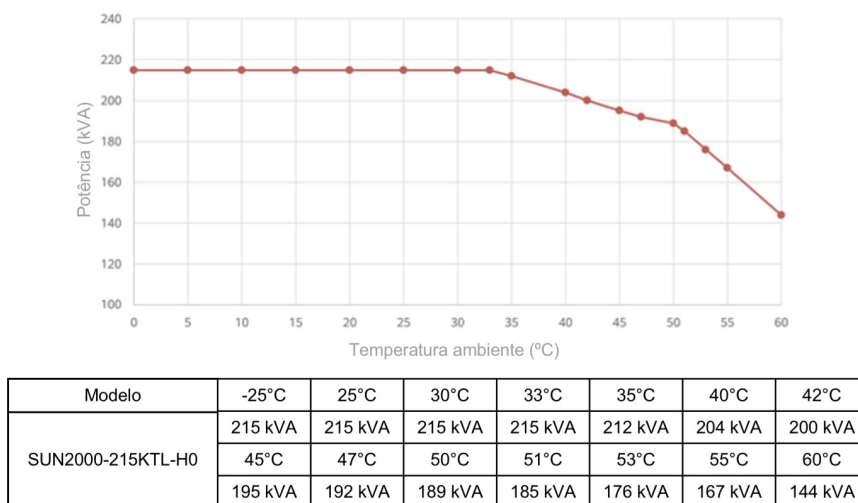


Figura 4.11: Curva da potência do inversor em função da temperatura

A potência máxima disponível para injeção na **RESP** de 13MVA, corresponde à potência aparente, que é a soma vetorial da potência ativa (MW) e potência reativa (Mvar). De acordo com os **requisitos para geradores (RfG)** - Portaria 73 16 Março 2020 <sup>3</sup>, existem situações em que pode ser exigida potência reativa ao centro eletroprodutor, pedida pelo operador da rede. Nessas situações a potência ativa injetada na rede vai ser inferior, em função do ponto de funcionamento no perfil de capacidade presente nas condições **RfG**.

Para o cálculo dos inversores, é tido em consideração o pior cenário, em que o valor da potência ativa corresponder a 90% do valor da potência aparente (fator de potência de 0,9).

Por último, as perdas do inversor também são necessárias analisar. Para este caso considerou-se perdas de 1% AC + 1% Transformador + 0.5% MV que perfaz 2,5% de perdas, originando uma eficiência de 97,5%.

A equação 4.9 permite calcular o número de inversores a utilizar na central.

$$num_{inversores} = \frac{S}{S_{inv}^{38} \times RfG \times \eta} \quad (4.9)$$

Ao substituir na equação anterior os valores definidos obtém-se:

$$num_{inversores} = \frac{13000}{208 \times 0,9 \times 0,975} \Leftrightarrow num_{inversores} = 71,23 \quad (4.10)$$

Através da equação anterior conclui-se que devem ser utilizados 71 inversores, no entanto a Huawei, fornecedora dos inversores, aconselha a adicionar mais 1 inversor de forma a garantir que são cumpridas as condições necessárias. Deste modo, são utilizados no total 72 inversores para esta instalação.

<sup>3</sup><https://files.dre.pt/1s/2020/03/05300/0003900056.pdf>

### 4.6.5 Cabos Elétricos

O dimensionamento dos cabos elétricos do presente projeto, é realizado respeitando as indicações das [regras técnicas de instalações elétricas de baixa tensão \(RTIEBT\)](#). Para este dimensionamento é importante ter em consideração todas as indicações presentes nas [regras técnicas de instalações elétricas de baixa tensão \(RTIEBT\)](#) bem como a queda de tensão máxima admissível. Todos os cabos e acessórios empregues na instalação “deverão garantir marcação de conformidade CE”. A marcação CE garante que os produtos oferecidos pelos fabricantes cumprem os requisitos da União Europeia em termos de segurança, saúde e proteção [25].

Os cabos elétricos instalados em locais expostos à radiação solar deverão ter características adequadas às influências externas (AN3) – Radiações solares fortes, conforme se encontra na figura 4.12.

[I] 321.11 Radiações solares

| Código                             | Classificação | Características                     | Referência (secções) |
|------------------------------------|---------------|-------------------------------------|----------------------|
| radiação solar de intensidade (r): |               |                                     | 512.2<br>e<br>522.11 |
| AN1                                | Fracas        | $r \leq 500 \text{ W/m}^2$          |                      |
| AN2                                | Médias        | $500 < r \leq 700 \text{ W/m}^2$    |                      |
| AN3                                | Fortes        | $700 < r \leq 1\,120 \text{ W/m}^2$ |                      |

Figura 4.12: Codificação da influência das radiações solares

Para a ligação do inversor ao transformador, será considerada a ligação através de um barramento, dimensionado pelo fabricante do inversor, pelo que não existirão cabos associados.

#### 4.6.5.1 Dimensionamento do Cabo String

O cabo string é utilizado para fazer a ligação entre os diferentes módulos, para formar uma string. Para esta instalação irão ser utilizadas 1148 strings compostas por 26 módulos em série cada. O módulo escolhido já vem equipado com cabos com uma secção de  $4 \text{ mm}^2$ . Desta forma, o cabo string escolhido também irá ter esta secção. No anexo III encontra-se o cabo escolhido e as características do mesmo.

#### 4.6.5.2 Dimensionamento do Cabo Principal DC

O cabo principal DC tem como função assegurar a ligação entre as *strings* e os inversores deste projeto. Este cabo será de cor preta e cor vermelha, para o polo negativo e positivo, respetivamente. A ligação da string ao cabo DC será feita através de conectores compatíveis com os conectores dos módulos. Estes cabos foram escolhidos de forma a minimizar o risco de defeito à terra ou curto-circuito. Para tal serão utilizados cabos mono-condutores com isolamento equivalente à classe II (isolamento duplo, que assegura que caso exista algum tipo de falha existe proteção contra os contatos indiretos). Para ser feito o correto

dimensionamento da cablagem DC têm-se em consideração o valor máximo estipulado da queda de tensão admissível ( $\Delta U_{max}$ ) de 1% da tensão nominal, para circuitos ligados à rede [14].

Para se calcular as perdas num cabo DC utiliza-se a equação 4.11:

$$P = \Delta UI = RI^2 \quad (4.11)$$

Em que,  $\Delta U$  é a queda de tensão do cabo,  $I$  a corrente e  $R$  a resistência do cabo obtida através da equação 4.12

$$R = \frac{2l}{\sigma S_{cabo}} \quad (4.12)$$

onde  $\sigma$ : condutividade elétrica do condutor (no caso do cobre é de 56 Sm/mm<sup>2</sup>),  $S_{cabo}$  é a secção do cabo, e  $l$  é o comprimento do cabo, o fator 2 prende-se com a necessidade de se ter um cabo de ida e volta:

Assim para ser calculada a secção do cabo DC, através da equação 4.11 e da equação 4.12 obtém-se a equação 4.13:

$$S_{CaboDC}(mm^2) = \frac{2l_{DC}I_{MPP}}{1\%U_{MPP}\sigma} \quad (4.13)$$

Em que:

- $S_{CaboDC}$ : secção do cabo DC
- $l_{DC}$ : comprimento do cabo DC
- $I_{MPP}$ : corrente nominal proveniente das strings
- $U_{MPP}$ : tensão nominal aos terminais da string
- $\sigma$ : condutividade elétrica do condutor (no caso do cobre é de 56 Sm/mm<sup>2</sup>)

Em conjunto com a empresa foram escolhidos os cabos que satisfaziam as necessidades do cliente. No anexo III encontram-se as características técnicas do cabo escolhido.

#### 4.6.5.3 Dimensionamento da Cablagem AC

Relativamente à parte da instalação AC, existem interligações, entre os inversores e os postos de transformação. No caso da cablagem AC tem-se em consideração o valor da queda de tensão admissível, que não deverá ser superior a 3%.

Para ser calculada a secção do cabo AC, em instalações trifásicas utiliza-se a equação 4.14:

$$S_{CaboAC}(mm^2) = \frac{2l_{AC}I_n}{3\%\sqrt{3}U_{rede}\cos(\varphi)\sigma} \quad (4.14)$$

Em que:

- $S_{AC}$ : secção do cabo AC
- $l_{AC}$ : comprimento do cabo AC
- $I_n$ : corrente nominal AC
- $\cos(\mu)$ : fator de potência do inversor utilizado
- $U_{rede}$ : tensão da rede (400V)
- $\sigma$ : condutividade elétrica do condutor (no caso do cobre é de 56 Sm/mm<sup>2</sup>)

O cabo adequado tendo em conta a equação 4.14 tem uma secção de 240mm<sup>2</sup>. Em conjunto com a empresa foi escolhido o cabo cabo XZ1-AL (S) (1.8/3kV) 240mm<sup>2</sup> que satisfazia as necessidades do cliente.

## 4.7 Análise dos sombreamentos

Como foi referido anteriormente na secção 3.6, a análise dos sombreamentos é um fator crítico que afeta o desempenho de um projeto fotovoltaico. Quando uma ou mais partes dos painéis solares ficam sombreadas, a produção de energia pode ser reduzida ou até mesmo interrompida completamente.

Neste projeto em específico o local de implementação não possui obstáculos (vegetação, edifícios), fatores externos que afetem a colocação dos painéis e por isso neste dimensionamento não são considerados sombreamentos nos módulos FV. Apesar disso, é importante referir que a separação entre as diversas estruturas de painéis fotovoltaicos foi feita de modo a que se minimizem os efeitos de sombreamentos entre elas. Assegurar-se-á, em particular para o dia do solstício de inverno (21 de Dezembro) onde o Sol está na sua altura mais baixa, pelo menos quatro horas de sol para todos os painéis.

Para esta análise ser feita da forma mais correta possível de forma a se conseguir maximizar a produção de energia, existem softwares de simulação como o caso do *PVCase*, onde são utilizados dados sobre a localização do projeto, a topografia do terreno e a altura das árvores e edifícios próximos para criar modelos de sombreamento 3D. No entanto, para esta dissertação não foi possível ter acesso ao *PVCase* durante o período da realização da dissertação, por não existir nenhum tipo de licença para estudante, ou experimental.

## 4.8 Proteções da Central

Existem um conjunto de proteções a adotar consoante o local da instalação.

### 4.8.1 Lado de Corrente Contínua

Relativamente a esta central, no lado de corrente contínua, é importante limitar o acesso a elementos ativos, uma vez que o contato com tensões na ordem dos 1500 V<sub>DC</sub>, como é o caso da instalação considerada, pode ser fatal para as pessoas.

### **Proteção Contra Contatos Diretos e Indiretos**

Para evitar qualquer problema causado por um contacto direto, os elementos ativos desta instalação estão inacessíveis.

Para prevenir um caso de contacto indireto de alguma pessoa com alguma parte da instalação, é projetado um sistema de proteção de acordo com o regulamento que foi mencionado anteriormente. Os módulos escolhidos para este sistema, estão classificados com classe de proteção II (os módulos devem fornecer saídas com isolamento básico com proteção básica e isolamento suplementar como precaução para proteção contra falhas ou, em alternativa, isolamento reforçado que forneça simultaneamente isolamento básico e suplementar). Estes módulos destinam-se a ser instalados em locais onde se prevê o acesso geral do pessoal de exploração e manutenção [20]. Toda a restante instalação é projetada em consonância com este grau de proteção.

### **4.8.2 Lado de Corrente Alternada**

Para as proteções no lado da corrente alternada são cumpridas as condições indicadas no regulamento em vigor e segundo o estipulado pela companhia elétrica.

#### **Proteções Contra Sobreintensidades e Sobreensões**

Existem defeitos que podem ocorrer nos condutores, quer seja por sobrecarga, quer seja por curto-circuito. Por esta razão, nesta central os condutores estão protegidos face a estes possíveis defeitos mediante a colocação de disjuntores adequados à intensidade máxima admissível do condutor.

## **4.9 Definição das zonas da instalação**

Para a definição das diferentes zonas, as necessidades específicas do cliente foram levadas em consideração e apresentadas anteriormente na secção 4.3. O cliente definiu essas zonas para a realização do projeto e cada uma delas representa áreas distintas com requisitos específicos.

No cenário inicial, as três zonas em questão são analisadas, sem qualquer divisão ou restrição imposta pelo local. No entanto, após uma visita e feita a análise da topografia do terreno percebe-se que existem vales na zona 3. Estes podem ser locais onde a água se pode armazenar, ou então linhas de água. Para perceber em qual dos cenários se encontrava aquela situação, recorreu-se a um topógrafo que analisou a carta militar da área em questão e ficou evidente, que a zona 3 possui três linhas de água que atravessam o polígono criado por aquela zona. De acordo com o Diário da República nº 297 Série I Parte B de 27/12/1995, está regulamentada a necessidade de possuir uma faixa de 10 metros para cada lado da linha. Portanto, surge a necessidade de a zona 3 ter que ser subdividida em três corredores, criando assim quatro áreas distintas.

Como o espaço inicialmente designado para a instalação da zona 3 ficou reduzido, foi necessário alterar a orientação dos módulos para alcançar a potência necessária para

essa zona. Caso o cenário inicialmente analisado tivesse sido mantido, não seria possível atingir os requisitos necessários.

Com base na escolha dos módulos e na quantidade disponível pelo fornecedor, é feita a distribuição dos mesmos, de forma a simplificar o processo de instalação. Na zona 1 foi utilizada uma única potência, 580Wp e na zona 2 apenas os módulos de 585Wp. Na zona 3, manteve-se a mesma abordagem, no entanto em várias subzonas foram utilizados módulos dos dois tipos, conforme vai ser explicado em seguida.

### Zona 1

Para a zona 1, com base nos cálculos efetuados anteriormente relativamente ao dimensionamento do número de módulos por string, a distribuição encontra-se representada na tabela 4.3.

Tabela 4.3: Definição da Zona 1

| Zona 1                       |        |
|------------------------------|--------|
| Módulo Instalado             | 580 Wp |
| Número de Inversores         | 31     |
| Número de Strings            | 17     |
| Número de Módulos por string | 26     |

### Zona 2

Na tabela 4.4 encontra-se a distribuição feita relativamente à zona 2, que apenas difere da zona 1 no tipo de módulo utilizado.

Tabela 4.4: Definição da Zona 2

| Zona 2                       |        |
|------------------------------|--------|
| Módulo Instalado             | 585 Wp |
| Número de Inversores         | 10     |
| Número de Strings            | 15     |
| Número de Módulos por string | 26     |

### Zona 3

Após realizar a visita ao local, como referido antes, conclui-se que na zona 3 existiam linhas de água, que exigiram uma subdivisão dessa área em 4 subzonas (3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.4-3.5). No entanto, devido à limitação de espaço para a instalação dos painéis solares necessários, uma zona extra foi adicionada para esta análise (3.6-3.7). Esta decisão foi tomada para acomodar adequadamente os painéis solares, permitindo gerar a potência necessária.

As zonas 3.1, 3.2 e 3.3 foram distribuídas de forma semelhante à zona 1 e 2, seguindo uma distribuição que está detalhada na tabela 4.5.

Tabela 4.5: Definição das Zonas 3.1, 3.2 e 3.3

| Zona 3                       |       |
|------------------------------|-------|
| Subzona 3.1                  |       |
| Módulo Instalado             | 585Wp |
| Número de Inversores         | 21    |
| Número de Strings            | 15    |
| Número de Módulos por string | 26    |
| Subzona 3.2                  |       |
| Módulo Instalado             | 580Wp |
| Número de Inversores         | 4     |
| Número de Strings            | 15    |
| Número de Módulos por string | 26    |
| Subzona 3.3                  |       |
| Módulo Instalado             | 580Wp |
| Número de Inversores         | 4     |
| Número de Strings            | 16    |
| Número de Módulos por string | 26    |

No que diz respeito às áreas 3.4-3.5 e 3.6-3.7, conforme ilustrado na tabela 4.6, a distribuição foi realizada de maneira distinta das demais, devido à necessidade de utilizar módulos com potências diferentes na mesma subzona.

Tabela 4.6: Definição das Zonas 3.4-3.5 e 3.6-3.7

| Zona 3                       |             |
|------------------------------|-------------|
| Subzona 3.4 - 3.5            |             |
| Módulo Instalado             | 585 + 580Wp |
| Número de Inversores         | 1           |
| Número de Strings            | 8 + 8       |
| Número de Módulos por string | 26          |
| Subzona 3.6 - 3.7            |             |
| Módulo Instalado             | 585 + 580Wp |
| Número de Inversores         | 1           |
| Número de Strings            | 11 + 6      |
| Número de Módulos por string | 26          |

Para possibilitar a simulação destas zonas no *PVsyst*, foi necessário realizar uma configuração utilizando inversores *Multi-MPPT* (Figura 4.13).

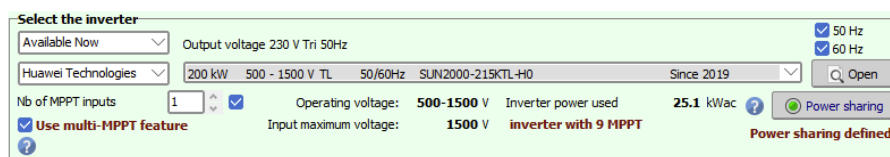


Figura 4.13: Configuração do inversor

Por padrão, o *PVsyst* assume que um inversor com, por exemplo, 2 MPPT se comporta

como 2 inversores idênticos, cada um com metade da potência. No entanto, neste caso específico, isso não ocorre, e são criados *sub-arrays* cada um com as suas particularidades. Em suma, cada entrada MPPT é considerada como um inversor individual. Na figura 4.14 está presente o esquema unifilar para a zona 3.4-3.5, utilizando 9 *sub-arrays*.



Figura 4.14: Configuração do inversor

No anexo V, é possível analisar com mais detalhe o esquema unifilar das 3 zonas.

## 4.10 Cenários analisados

Para analisar a viabilidade e desempenho deste projeto sob condições diversas são considerados 2 cenários diferentes: Cenário Ideal e Cenário Real. Esta análise permite comparar e contrastar os resultados obtidos em diferentes configurações, levando em consideração fatores como orientação dos painéis solares, inclinação e perdas.

### Cenário Ideal

Neste cenário, não foram consideradas perdas associadas ao sistema, tendo em consideração uma abordagem idealizada. Além disso, é utilizado o ângulo ótimo de inclinação dos painéis solares, para se conseguir obter a máxima produção de energia possível. Esta configuração de cenário ideal permite explorar o potencial máximo do sistema, considerando as características teóricas e ideais do projeto.

Para este caso em específico o ângulo ótimo de inclinação na Quinta da Cruz é de 35° e orientação a Sul para todas as zonas.

### Cenário Real

Relativamente ao cenário real, é essencial levar em consideração as perdas associadas ao sistema fotovoltaico, bem como a inclinação e orientação viáveis para o terreno em questão. Com base numa análise prévia do terreno, foi observado que uma inclinação

de 35°, embora seja a ideal em termos de desempenho energético, resultaria num investimento mais elevado devido à necessidade de estruturas de suporte mais complexas. O terreno em questão tinha algumas irregularidades que iriam implicar numa estrutura mais dispendiosa. Assim, optou-se por uma inclinação de 20°.

Outro fator determinante, que originou a criação deste cenário é a presença das linhas de água, referidas na secção 4.9. Estas restringiram a área útil disponível, na zona 3 do projeto. A necessidade de acomodar todos os módulos necessários nesta região, exige uma orientação dos painéis solares de 22°. Esta alteração é crucial para manter a produção de energia nos níveis desejados, uma vez que, devido à falta de espaço disponível, não é possível orientar os painéis diretamente para o sul.

## 4.11 Sistema de Monitorização e Segurança da Central

Com o objetivo de alcançar uma deteção mais rápida e eficiente de falhas ou mau funcionamento, este projeto contará com um sistema de supervisão dos equipamentos. A figura 4.15 mostra a rede de campo implementada, **power plant controller (PPC) SCADA**, utilizada para viabilizar a supervisão eficiente dos equipamentos, permitindo a recolha dos dados em tempo real.

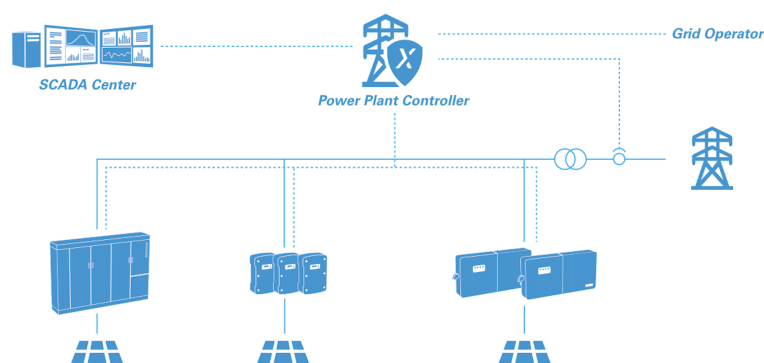


Figura 4.15: Rede utilizada para supervisão da central [33]

Esta rede é responsável por reunir as informações provenientes dos diversos dispositivos, centralizando os dados num único ponto, onde serão processados e analisados. Isto possibilita, uma visualização clara do estado de cada equipamento, facilitando a deteção de falhas e a tomada de decisões. Através deste sistema é possível assegurar que a potência injetada na rede nunca é superior ao valor acordado, de 13 MVA.

### Estação Meteorológica

Dado que a produção do gerador fotovoltaico depende fortemente das condições meteorológicas, como são exemplo a temperatura e a irradiância, é de extrema importância que estas variáveis sejam monitorizadas. Desta forma, utiliza-se na central uma estação meteorológica capaz de fornecer todos esses valores através de sensores colocados na mesma.

### Sistema de Videovigilância

Dado a localização dos parques fotovoltaicos ser na maior parte das vezes em localizações remotas, para este projeto utiliza-se um sistema de segurança e videovigilância que assegura a proteção dos equipamentos presentes na instalação.

## 4.12 Ligação à Rede Elétrica de Serviço Público - RESP

A ligação à [Rede Elétrica de Serviço Público \(RESP\)](#), é um tema de extrema importância nos projetos fotovoltaicos pois para se fornecer ou receber energia é necessário ser feita uma ligação à mesma. Esta conexão, permite que a eletricidade seja fornecida de forma segura e confiável aos consumidores finais e por isso tem de ser feita da forma mais adequada possível, tendo em consideração fatores técnicos-económicos, temas regulamentares e de segurança.

Para a central em questão, existem três postos de transformação, um para cada zona definida, que albergam os transformadores de potência e outra aparelhagem de média tensão associada. Para este projeto, são utilizadas [smart transformer station \(STS\)](#), posto de transformação inteligente. Estes postos convertem a energia AC de [BT](#) proveniente da rede, em energia AC de [MT](#). Estes postos permitem uma ligação:

- Rápida: instalação fácil, uma vez que apenas será necessário ligar os cabos de [BT](#) à entrada da estação e os de [MT](#) à saída
- Viável
- Inteligente: consegue monitorizar o funcionamento da estação em tempo real

Na figura 4.16 é ilustrada a ligação feita entre os diversos componentes do sistema.

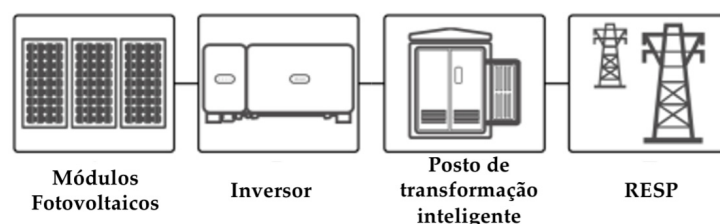


Figura 4.16: Aplicação de um posto de transformação inteligente

As [STS](#) escolhidas são as estações da Huawei, uma vez que os inversores também são do mesmo fornecedor, assim a instalação é facilitada.

Em seguida, estão apresentadas as características gerais das STS escolhidas. As estações foram escolhidas com base na energia produzida por zona. Para a zona 1 (31 inversores) e 3 (31 inversores) utiliza-se o transformador de 6500 kVA, tabela 4.7, para a zona 2 (10 inversores) utiliza-se o transformador de 3250 kVA, tabela 4.8. No anexo IV encontram-se presentes as fichas técnicas dos mesmos.

### STS-6000K-H1

Tabela 4.7: Características gerais do transformador de 6500kVA

|                                         |                   |
|-----------------------------------------|-------------------|
| <b>Inversores disponíveis</b>           | 32*SUN2000-200KTL |
| <b>Potência estipulada (kVA)</b>        | 6500              |
| <b>Tensão estipulada primária (kV)</b>  | 30                |
| <b>Tensão estipulada secundária (V)</b> | 800               |

### STS-3000K-H1

Tabela 4.8: Características gerais do transformador de 3250kVA

|                                         |                   |
|-----------------------------------------|-------------------|
| <b>Inversores disponíveis</b>           | 16*SUN2000-200KTL |
| <b>Potência estipulada (kVA)</b>        | 3250              |
| <b>Tensão estipulada primária (kV)</b>  | 30                |
| <b>Tensão estipulada secundária (V)</b> | 800               |

Os postos de transformação 2 e 3 estão ligados entre si, em série, e ligam diretamente à cela de média tensão [MT](#).

O posto de transformação da zona 1 liga-se diretamente à cela de média tensão. Através desta ligação estabelece-se a conexão com a subestação existente no parque, onde é feita a evacuação de toda a energia produzida pela central fotovoltaica para a rede, nível de tensão de 60kV ([alta tensão \(AT\)](#)) e é realizada a contagem da energia produzida.

## ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Neste capítulo é feita a análise e discussão da viabilidade técnica da central fotovoltaica da Quinta da Cruz. Para esta análise foi utilizado o software *PVsyst* que desempenha um papel significativo na análise e conceção de sistemas fotovoltaicos. Com as suas características e capacidades abrangentes, o *PVsyst* oferece uma plataforma fiável e de fácil utilização para simular, otimizar e avaliar o desempenho de sistemas de energia solar. Permite aos utilizadores simular com precisão a produção de energia de uma determinada instalação fotovoltaica, tendo em conta a localização geográfica, os dados meteorológicos e as especificações do sistema.

Com a análise do projeto realizado em múltiplos cenários, é possível identificar as variações de produção de energia, avaliação do desempenho da central e tomar decisões informadas para otimizar a eficiência e maximizar os benefícios do sistema fotovoltaico.

### 5.1 Resultados obtidos por simulação

Esta secção está dividida em 2 subsecções, cada uma apresenta os resultados de cada cenário apresentado na secção 4.10 e respetiva análise e discussão.

#### 5.1.1 Cenário Ideal

Para a primeira análise, foi considerado o cenário ideal apresentado na secção 4.10. Relativamente a este cenário, a orientação e inclinação escolhida estão apresentadas na tabela 5.1.

Tabela 5.1: Orientação e inclinação cenário ideal

| Situação Ideal |        |        |          |          |          |                     |                     |
|----------------|--------|--------|----------|----------|----------|---------------------|---------------------|
|                | Zona 1 | Zona 2 | Zona 3   |          |          |                     |                     |
|                |        |        | Zona 3.1 | Zona 3.2 | Zona 3.3 | Zona 3.4 + Zona 3.5 | Zona 3.6 + Zona 3.7 |
| Orientação (°) | 0      | 0      | 0        | 0        | 0        | 0                   | 0                   |
| Inclinação (°) | 35     | 35     | 35       | 35       | 35       | 35                  | 35                  |

Nesta primeira simulação, foram incorporados os dados do local do projeto, bem como

a inclinação e o ângulo de azimute, previamente definidos, conforme ilustrado na figura 5.1.

Como ilustrado no gráfico da inclinação do plano, verifica-se que as perdas em relação à situação ótima (inclinação ótima) são de 0%, valor esperado, dado que o ângulo utilizado para a simulação é o ótimo.

Relativamente ao **fator de transposição (FT)**, rácio entre a radiação incidente no plano ( $1\,926\text{ kW h/m}^2$ ) e a radiação horizontal ( $1\,633\text{ kW h/m}^2$ ) (equação 5.1), tem um valor de 1,18.

$$FT = \frac{Glob_{Inc}}{Glob_{Hor}} \quad (5.1)$$

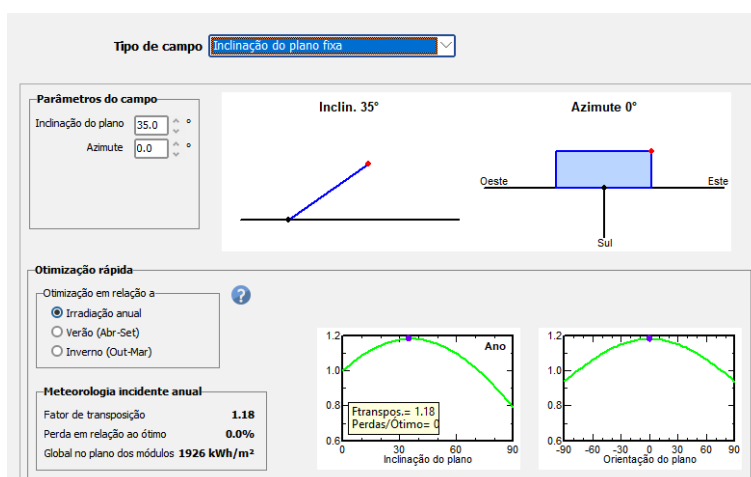


Figura 5.1: Definição da variante para o cenário ideal

### Diagrama de perdas

O diagrama de perdas (*loss diagram*) do PVsyst dá uma representação visual das perdas detalhadas de energia que ocorrem num sistema fotovoltaico. Este diagrama permite tomar decisões para melhorar a produção do sistema, de forma a maximizar a produção e retorno financeiro.

De acordo com a figura 5.2, o valor de radiação incidente nos módulos é  $1\,633\text{ kW h/m}^2 + 15,1\%$ , valor que corresponde à radiação que incide sobre o painel quando ele passa de estar na horizontal para a inclinação escolhida neste projeto, que perfaz um total de  $1\,880\text{ kW h/m}^2$ .

De acordo com a secção 3.1.3, existem várias formas de radiação que devem ser consideradas ao avaliar as perdas do sistema. Neste contexto, é importante levar em consideração o efeito do ângulo de incidência (IAM), que representa a redução, devido à reflexão, na radiação que atinge a superfície dos módulos FV em comparação com a radiação normal. Assim, o fator para este caso tem um valor de 2% o que faz com que o valor que chega efetivamente à superfície dos módulos seja  $1\,841\text{ kW h/m}^2$ .

Para este cenário, as perdas devido ao nível de irradiância foram contabilizadas de acordo com o modelo padrão, considerando-se que a eficiência nominal especificada em condições STC é de  $1000 \text{ W/m}^2$  ( $G=1000 \text{ W/m}^2$ ). As perdas devido à temperatura também foram consideradas, uma vez que a temperatura das células em condições STC é de  $25^\circ\text{C}$ , e geralmente os módulos, operam em temperaturas mais elevadas.

No entanto, conforme mencionado anteriormente, não foram tidas em conta as perdas relativas à qualidade do módulo, *LID*, perdas por desfasamento (*Mismatch losses*) e perdas por acumulação de poeiras. Assim o valor final de energia é de  $29\,403,12 \text{ MWh}$  para uma área de  $81776 \text{ m}^2$  painéis fotovoltaicos.

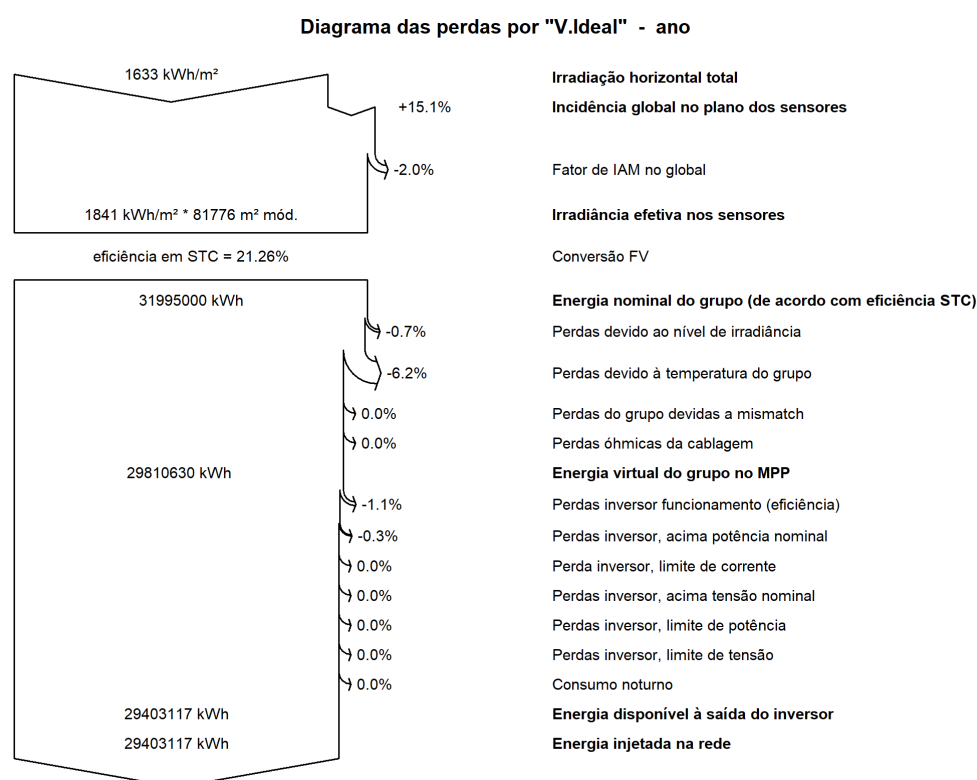


Figura 5.2: Diagrama de perdas no cenário ideal

A figura 5.3 ilustra as produções normalizadas em cada mês. Ao observarmos o gráfico é possível identificarmos diferentes aspetos. A cor roxa, são as perdas do conjunto ( $L_c$ ), incluindo perdas térmicas, de cablagem, de qualidade dos módulos, desfasamento, bem como todas as outras ineficiências, e têm o valor de  $0,46 \text{ kWh/kWp/dia}$ . A verde encontram-se as perdas do sistema ( $L_s$ ), perdas do inversor com um valor de  $0,05 \text{ kWh/kWp/dia}$ . A energia útil diária do sistema ( $Y_f$ ) em relação à potência nominal, está representada a vermelho e corresponde a  $4,64 \text{ kWh/kWp/dia}$

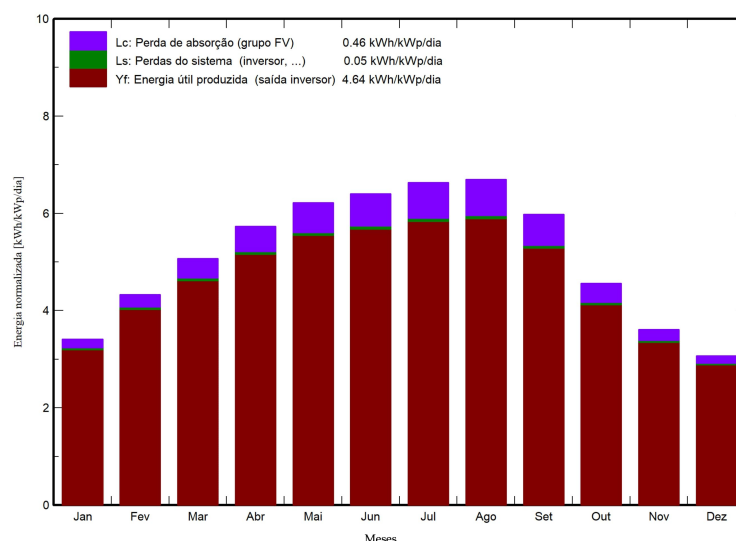


Figura 5.3: Produções normalizadas por kWp instalado

Na tabela 5.2, encontram-se presentes os principais resultados obtidos na simulação do cenário ideal. A energia anual disponível para injetar na rede é  $29\,403,12 \text{ MWh}$  e este cenário tem um PR de  $0,901$ .

Tabela 5.2: Principais resultados da simulação ideal

|           | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEff<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>kWh | E_Grid<br>kWh | PR<br>rácio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| Janeiro   | 61.7                          | 24.82                         | 9.68        | 105.9                         | 104.4                         | 1743105       | 1723394       | 0.937       |
| Fevereiro | 82.5                          | 35.03                         | 10.29       | 121.3                         | 119.4                         | 1982363       | 1960463       | 0.930       |
| Março     | 126.6                         | 53.20                         | 12.74       | 157.1                         | 154.2                         | 2516807       | 2488508       | 0.912       |
| Abril     | 158.6                         | 62.31                         | 14.09       | 172.0                         | 168.3                         | 2719378       | 2689329       | 0.900       |
| Maio      | 201.1                         | 74.83                         | 16.63       | 192.9                         | 188.1                         | 3021391       | 2987560       | 0.891       |
| Junho     | 209.1                         | 77.44                         | 18.90       | 192.1                         | 187.1                         | 2992079       | 2957483       | 0.886       |
| Julho     | 219.4                         | 73.76                         | 20.40       | 205.8                         | 200.6                         | 3178565       | 3142824       | 0.879       |
| Agosto    | 198.6                         | 69.89                         | 20.77       | 207.6                         | 203.1                         | 3209209       | 3174612       | 0.880       |
| Setembro  | 150.1                         | 52.21                         | 19.38       | 179.5                         | 176.1                         | 2786274       | 2755352       | 0.884       |
| Outubro   | 103.7                         | 46.79                         | 17.28       | 141.3                         | 138.9                         | 2246159       | 2221008       | 0.905       |
| Novembro  | 66.9                          | 29.16                         | 12.42       | 108.3                         | 106.8                         | 1766493       | 1746747       | 0.928       |
| Dezembro  | 54.2                          | 26.05                         | 10.63       | 95.2                          | 93.7                          | 1574125       | 1555839       | 0.941       |
| Ano       | 1632.6                        | 625.49                        | 15.30       | 1878.9                        | 1840.6                        | 29735949      | 29403117      | 0.901       |

Onde:

- GlobHor ( $\text{kW h/m}^2$ ): Radiação global horizontal
- DiffHor ( $\text{kW h/m}^2$ ): Radiação difusa horizontal

- $T_{Amb}$  (° C): Temperatura ambiente
- $G_{Inc}$  (kW h/m<sup>2</sup>): Radiação global incidente no módulo
- $G_{Eff}$  (kW h/m<sup>2</sup>): Radiação incidente no módulo, efetiva, depois das perdas
- $E_{Array}$  (kWh): Energia produzida pelo sistema
- $E_{Grid}$  (kWh): Energia injetada na rede
- **Índice de performance (PR)**: Razão entre a energia efetivamente produzida e a energia que seria produzida se o sistema estivesse a funcionar continuamente com a sua eficiência nominal STC

Para um maior detalhe, no anexo VI, encontra-se o relatório gerado através do pvsyst, onde são apresentados todos os detalhes da simulação (gráficos, tabelas e diagramas).

### 5.1.2 Cenário Real

No segundo cenário, como foi referido na secção 4.10 existiram diversos fatores que contribuíram para que este se tornasse o projeto final, adotado na Central da Quinta da Cruz.

Contrariamente ao que ocorreu na primeira hipótese, para este cenário foram utilizadas duas orientações diferentes, e indicadas na tabela 5.3.

Tabela 5.3: Orientação e inclinação cenário real

| Situação Real  |        |        |          |          |          |                     |                     |
|----------------|--------|--------|----------|----------|----------|---------------------|---------------------|
|                | Zona 1 | Zona 2 | Zona 3   |          |          |                     |                     |
|                |        |        | Zona 3.1 | Zona 3.2 | Zona 3.3 | Zona 3.4 + Zona 3.5 | Zona 3.6 + Zona 3.7 |
| Orientação (°) | 0      | 0      | 22       | 22       | 22       | 22                  | 22                  |
| Inclinação (°) | 20     | 20     | 20       | 20       | 20       | 20                  | 20                  |

Conforme está ilustrado na figura 5.4, através do *PVsyst* é possível definir a variante como tendo "múltiplas orientações", máximo de 8, o que permite efetuar uma simulação para a central toda, mesmo que esta tenha diferentes ângulos de inclinação e/ou orientação. Ao comparar este cenário com o anteriormente apresentado, através do gráfico presente na figura 5.4 do **fator de transposição (FT)** em função da inclinação do módulo, conseguimos perceber que as perdas em relação à situação ótima são de 3%. Este valor era esperado, uma vez que o ângulo de inclinação já não corresponde ao ótimo. O **fator de transposição (FT)** tem um valor de 1,14.

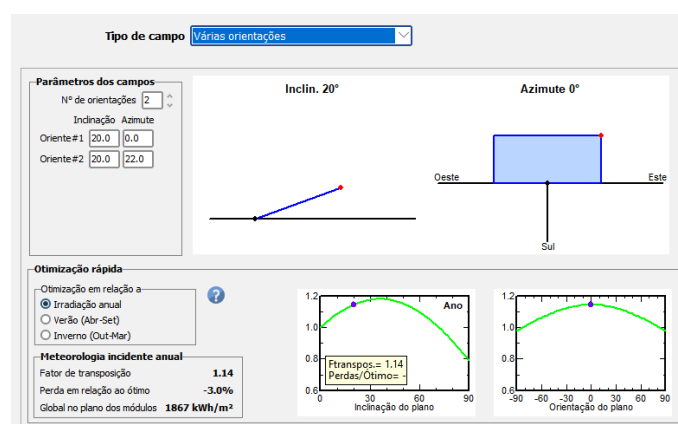


Figura 5.4: Definição da variante para o cenário real

### Diagrama de perdas

Na figura 5.5, está presente o diagrama de perdas, *loss diagram* do PVsyst, do cenário em questão.

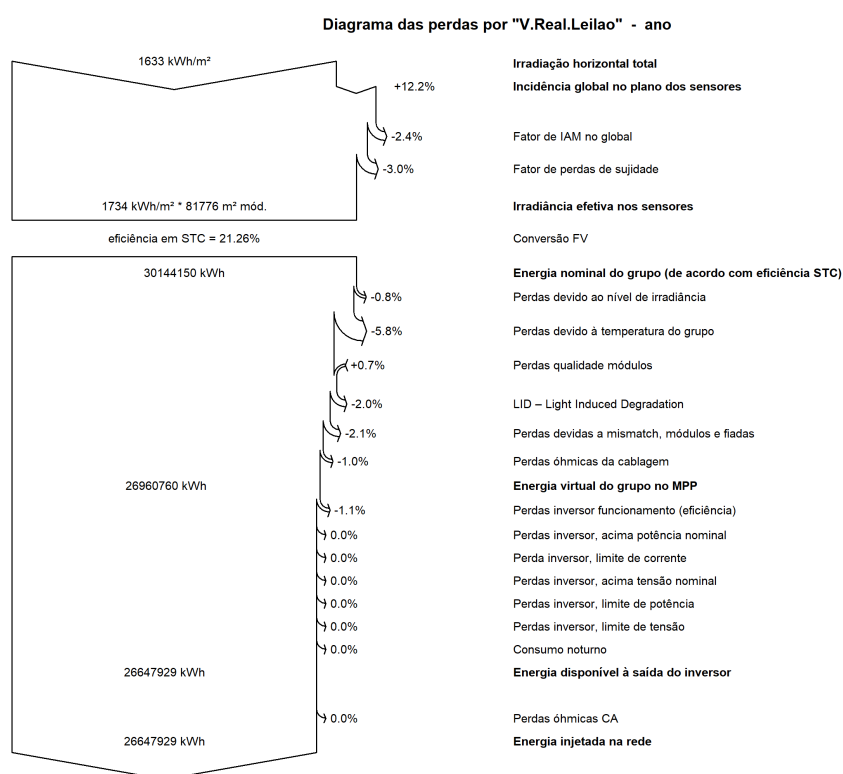


Figura 5.5: Diagrama de perdas no cenário real

Neste segundo caso, foram consideradas as perdas decorrentes de poeira, as quais têm um impacto negativo de 3% em relação à radiação efetiva que alcança a superfície dos módulos. Para evitar que este tipo de perdas afete o desempenho do sistema, como já tinha sido apresentado na secção 3.7.1, é de extrema importância realizar uma manutenção

constante do parque a fim de manter a eficiência e vida útil do sistema. Através do que foi discutido na secção 3.6, percebe-se o efeito que as perdas do conjunto, incluindo perdas térmicas, de cablagem, LID, de desfasamento (*mismatch loss*), de MPP bem como todas as outras ineficiências têm no sistema como um todo. Assim, a energia disponível para ser injetada na rede, no cenário real é de 26 648,08MWh.

Para este segundo cenário, os valores das produções normalizadas estão ilustrados na figura 5.6. As perdas do conjunto ( $L_c$ ), incluindo perdas térmicas, de cablagem, de qualidade dos módulos, de desfasamento, bem como todas as outras ineficiências, têm o valor de 0,77kWh/kWp/dia. Relativamente às perdas do sistema ( $L_s$ ), perdas do inversor com um valor de 0,05kWh/kWp/dia. Por fim a energia útil diária do sistema ( $Y_f$ ), relativamente à potência nominal é de 4,2kWh/kWp/dia.

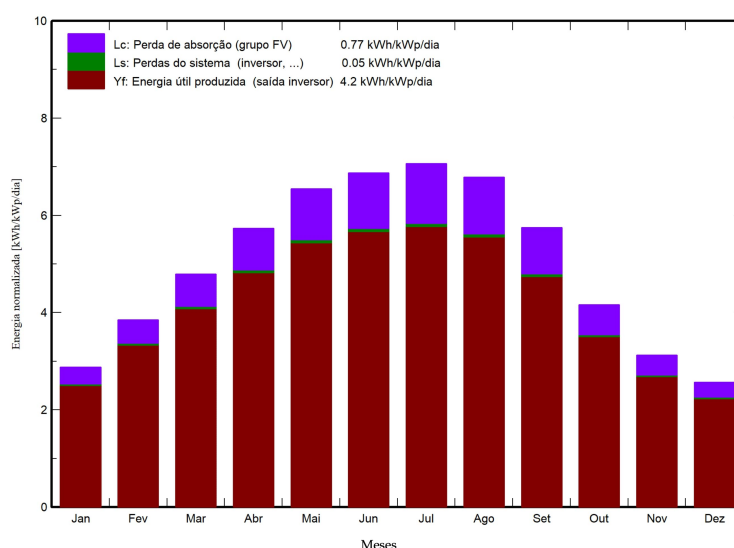


Figura 5.6: Produções normalizada por kWp instalado

Na tabela 5.4 é possível observar os principais resultados obtidos para o cenário ideal, incluindo dados sobre a radiação global horizontal, valores da temperatura ambiente, a energia do sistema e o PR. Como se pode observar, a energia disponível para injetar na rede para este segundo cenário é 26 647,93 MWh e o PR tem um valor de 0,84.

Tabela 5.4: Principais resultados da simulação Real

| Balancos e resultados principais |                    |                    |       |                    |                    |          |          |       |
|----------------------------------|--------------------|--------------------|-------|--------------------|--------------------|----------|----------|-------|
|                                  | GlobHor            | DiffHor            | T_Amb | GlobInc            | GlobEff            | EArray   | E_Grid   | PR    |
|                                  | kWh/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | °C    | kWh/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | kWh      | kWh      | rácio |
| Janeiro                          | 61.7               | 24.82              | 9.68  | 89.4               | 84.4               | 1366793  | 1350454  | 0.870 |
| Fevereiro                        | 82.5               | 35.03              | 10.29 | 107.8              | 102.1              | 1641299  | 1622367  | 0.866 |
| Março                            | 126.6              | 53.20              | 12.74 | 148.6              | 140.9              | 2225237  | 2199693  | 0.852 |
| Abril                            | 158.6              | 62.31              | 14.09 | 172.0              | 162.9              | 2543336  | 2514983  | 0.842 |
| Mai                              | 201.1              | 74.83              | 16.63 | 203.0              | 192.2              | 2963025  | 2929560  | 0.831 |
| Junho                            | 209.1              | 77.44              | 18.90 | 206.3              | 195.2              | 2988981  | 2954549  | 0.824 |
| Julho                            | 219.4              | 73.76              | 20.40 | 219.0              | 207.4              | 3145957  | 3110437  | 0.817 |
| Agosto                           | 198.6              | 69.89              | 20.77 | 210.5              | 199.6              | 3027460  | 2994602  | 0.819 |
| Setembro                         | 150.1              | 52.21              | 19.38 | 172.5              | 163.7              | 2502754  | 2474484  | 0.825 |
| Outubro                          | 103.7              | 46.79              | 17.28 | 129.1              | 122.3              | 1912181  | 1890081  | 0.842 |
| Novembro                         | 66.9               | 29.16              | 12.42 | 93.7               | 88.6               | 1419504  | 1402889  | 0.862 |
| Dezembro                         | 54.2               | 26.05              | 10.63 | 79.7               | 74.9               | 1218922  | 1203828  | 0.869 |
| Ano                              | 1632.6             | 625.49             | 15.30 | 1831.6             | 1734.1             | 26955450 | 26647929 | 0.837 |

No anexo VII está apresentado o relatório gerado para este cenário através do *PVsyst*.

## 5.2 Discussão dos Resultados

Em conclusão aos resultados presentes nas figura 5.7 e 5.8, é possível inferir que as perdas têm um efeito significativo relativamente à produção e ao nível de desempenho de uma central fotovoltaica. Relativamente ao primeiro cenário, as perdas são desprezáveis. No entanto, tal não ocorre num cenário real onde os valores das perdas não são desprezáveis e os sistemas fotovoltaicos são afetados por diversas perdas. Estas afetam a central e por isso a produção deste cenário é 10% inferior quando comparado com o cenário ideal.

Como foi explicado anteriormente na secção 3.5.1, a escolha da orientação e inclinação são fatores de extrema importância que levam à diminuição ou aumento da produção e do desempenho da central. Estes valores têm de ser ajustados conforme a necessidade do cliente e de acordo com o local da instalação. Apesar de o ângulo ótimo ser o que dá origem a uma produção superior, em muitos dos casos pode não ser o valor utilizado devido a restrições impostas pelo terreno, espaço disponível, estrutura a utilizar, como acontece no cenário implementado. Este posicionamento, diferente do ângulo ótimo, pode resultar numa menor captação dos raios solares e, consequentemente, menos produção quando comparado com o cenário ideal.

| Resultados principais |                         |                   |                         |
|-----------------------|-------------------------|-------------------|-------------------------|
| Produção do sistema   | <b>29403 MWh/ano</b>    | Prod. normalizada | <b>4.64 kWh/kWp/dia</b> |
| Prod. específica      | <b>1692 kWh/kWp/ano</b> | Perdas do grupo   | <b>0.46 kWh/kWp/dia</b> |
| Índice de performance | <b>0.901</b>            | Perdas do sistema | <b>0.05 kWh/kWp/dia</b> |

Figura 5.7: Cenário ideal

| Resultados principais |                  |                   |                  |
|-----------------------|------------------|-------------------|------------------|
| Produção do sistema   | 26648 MWh/ano    | Prod. normalizada | 4.20 kWh/kWp/dia |
| Prod. específica      | 1534 kWh/kWp/ano | Perdas do grupo   | 0.77 kWh/kWp/dia |
| Índice de performance | 0.837            | Perdas do sistema | 0.05 kWh/kWp/dia |

Figura 5.8: Cenário real

Outro fator de extrema importância e que é necessário analisar encontra-se na figura 5.9 e na figura 5.10. No eixo esquerdo das ordenadas, está representada a energia injetada na rede (MWh) ao longo dos vários meses e no eixo direito das ordenadas encontra-se representado o desempenho do sistema, PR. Através da análise cuidada, conseguimos perceber que em ambos os cenários, de Abril a Setembro, ocorre uma maior produção de energia, no entanto uma maior produção de energia não significa que a Central tenha um bom desempenho e isso está demonstrado no gráfico.

Para o cenário ideal o valor médio da performance de Janeiro a Março e de Outubro a Dezembro é 0,93, porém de Abril a Setembro é 0,89. Sucede a mesma situação para a segunda simulação. No cenário ideal de Janeiro a Março e de Outubro a Dezembro é 0,86, porém de Abril a Setembro é 0,83. Na secção 3.4.2 é apresentada a fórmula utilizada para calcular o PR. Este valor é inversamente proporcional à radiação solar que atinge os módulos, por este motivo é expectável que uma maior radiação durante os meses de Verão leve a uma diminuição do desempenho do sistema. De acordo com o cálculo da temperatura da célula, apresentado na secção 3.6, a temperatura é diretamente proporcional à temperatura ambiente, podendo assim concluir-se que durante o verão a temperatura dos módulos irá ser superior, o que também terá impacto no desempenho das mesmas.

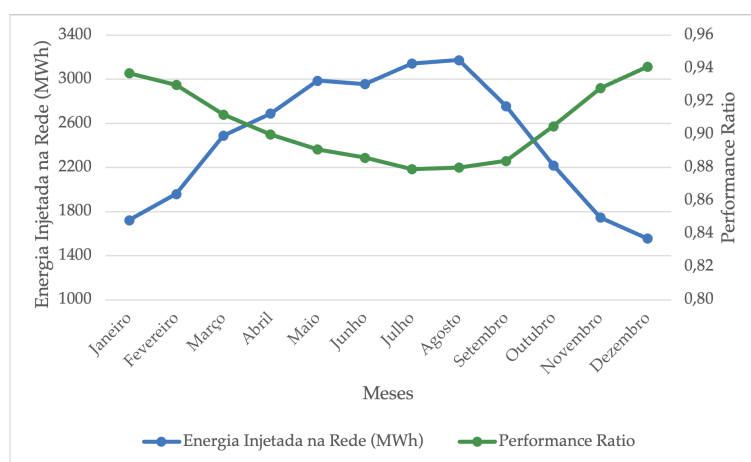


Figura 5.9: Valor mensal da energia disponível para injetar na rede e do PR do cenário ideal

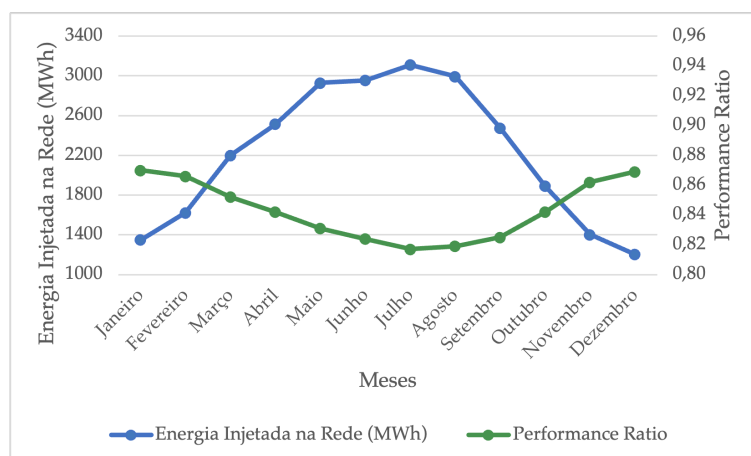


Figura 5.10: Valor mensal da energia disponível para injetar na rede e do PR do cenário real

## ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÓMICA

A análise da viabilidade económica dos sistemas fotovoltaicos é crucial para a determinação da rentabilidade de um dado projeto. Ao longo dos anos os custos associados a este tipo de projetos e à tecnologia fotovoltaica têm vindo a diminuir, e por este motivo a procura tem sido cada vez maior. Com os avanços tecnológicos que foram acontecendo ao longo dos anos, conduziu-se a uma maior eficiência e a uma redução dos custos de fabrico.

O investimento efetuado e a tarifa da venda da energia, estão diretamente relacionados com a rentabilidade de um projeto [FV](#). Estes fatores contribuem coletivamente para um retorno do investimento mais rápido, ou não, tornando ou não um projeto economicamente viável. Além disso, os benefícios económicos dos projetos [FV](#) vão para além do retorno financeiro imediato. Como comentado anteriormente, este tipo de projetos feito através de energia renovável, é também uma mais valia para o planeta, ajudando a reduzir a dependência dos combustíveis fósseis e de todo o tipo de atividades ambientais prejudiciais.

Neste capítulo é feito o estudo da viabilidade económica associada a este projeto na vida útil acordada com o cliente de 25 anos. É realizado um estudo para o cenário real apresentado na secção [4.10](#), tendo por base o preço estipulado através do leilão solar fotovoltaico de 2019. Uma vez que o leilão definiu como ano de início do período de vigência 2020, o segundo cenário corresponde ao preço médio capturado da produção de energia solar relativamente ao ano de 2020. Este estudo é feito através da funcionalidade disponível na ferramenta *PVsyst*.

Além disso, é realizada uma análise relativamente à libertação de  $\text{CO}_2$  que é possível evitar com a criação desta central, utilizando o *PVsyst*.

### 6.1 Análise económica de Projetos Fotovoltaicos

Para ser feito um investimento num projeto fotovoltaico, é necessário estudar diferentes cenários e ver qual é que se adequa melhor ao objetivo pretendido. Como tal, do ponto de vista do investidor é necessário avaliar:

- **Benefícios Atuais:** Benefícios resultantes do investimento inicial efetuado.

- **Benefícios Futuros:** Relacionados com os *cash flows*/fluxo de caixa gerados pelo investimento efetuado.

Nos investimentos em instalações fotovoltaicas a durabilidade associada à tecnologia utilizada também é um dos fatores a ter em consideração na definição da “vida útil do investimento” [38].

A análise relativa ao tempo para atingir o retorno do investimento permite-nos perceber qual é a rentabilidade do investimento.

Em termos de análise de investimento existem vários conceitos fundamentais a considerar:

- **Valor atual líquido (VAL):** Utiliza-se para comparar os valores dos cash flows obtidos no futuro com o investimento efetuado. Através da equação 6.1 conseguimos perceber se foi um bom investimento.

$$VAL = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (6.1)$$

Em que,

t=0,1,2...N: Ano;

$I_0$ : Investimento inicial(t=0);

N: Período de investimento;

$CF_t$ : Cash flow no ano t;

r: Taxa de atualização, custo de capital.

De acordo com o valor obtido ter-se-á umas das seguintes condições.

**VAL > 0:** Bom investimento **VAL = 0:** Situação limite **VAL < 0:** Mau investimento

- **Taxa de rentabilidade interna (TRI):** A TRI é utilizada para perceber se um projeto é viável. Corresponde ao valor da taxa de atualização (r) que faz com que o VAL de todos os fluxos de caixa seja igual a zero. Conforme está apresentado na equação 6.2,  $R_t$  corresponde às receitas referentes ao ano t,  $D_t$  corresponde às despesas no ano t.

$$0 = \sum_{t=1}^N \frac{(R_t) - (D_t)}{(1 + TRI)^t} - I_0 \quad (6.2)$$

- **Período de recuperação do investimento/payback (PRI):** Indica o período de tempo, em anos, que o projeto leva a recuperar o capital investido.
- **Retorno sobre investimento (ROI):** Mede a rentabilidade de um projeto. Caso este valor seja negativo o projeto não é rentável. É uma razão entre o benefício líquido e o investimento inicial.

- **Custo de Energia Produzida (LCOE, €/kWh):** Corresponde ao preço a que cada kWh de energia é produzido. Este valor pode ser calculado através da equação 6.3:

$$LCOE = \frac{c_{inv}}{E_{prod}} \quad (6.3)$$

Em que:

$c_{inv}$ , corresponde ao custo inicial, ao investimento feito para o projeto, incluindo preços de manutenção e operação ao longo dos anos.

$E_{prod}$ , corresponde à energia produzida pelo sistema ao longo da vida útil do mesmo.

## 6.2 Investimentos e encargos

Para esta análise os investimentos e encargos associados para as duas análises são os mesmos, visto que está a ser analisado o mesmo cenário, diferindo apenas no preço de venda da eletricidade. Em termos de investimento feito é necessário ter em consideração dois custos:

- Despesas de capital (Capital expenditures) (CAPEX)
- Despesas de operação (Operational expenditures) (OPEX)

### 6.2.1 Custo da Instalação

Relativamente aos custos da instalação (CAPEX), são analisados os custos dos componentes (módulos, inversores), despesas com estudos e análises, taxas administrativas (custo de ligação à rede, encargos bancários, licenças, impostos), seguros, custos do terreno.

Na figura 6.1 estão apresentados os valores definidos relativos ao custo desta instalação. Estes valores, estão em conformidade com os estabelecidos com os fornecedores. Em termos gerais, esta central tem um custo de instalação de 6 767 911,76€.

| Descrição                        | Quantidade | Preço unitário | Total               |            |
|----------------------------------|------------|----------------|---------------------|------------|
| Módulos FV                       |            |                | 6,085,111.76        | EUR        |
| Inversores                       |            |                | 360,000.00          | EUR        |
| Outros componentes               |            |                | 310,800.00          | EUR        |
| Estudos e análises               |            |                | 3,000.00            | EUR        |
| Instalação                       |            |                | 6,000.00            | EUR        |
| STS                              | 3.00       | 1,000.00       | 3,000.00            | EUR        |
| <b>Custo total de instalação</b> |            |                | <b>6,767,911.76</b> | <b>EUR</b> |
| Sem amortizável                  |            |                | 5,435,360.00        | EUR        |

Figura 6.1: Custos da Instalação

## 6.2.2 Custos Operacionais

Nesta secção são definidos os custos anuais de funcionamento da central (OPEX), analisados em conjunto com a empresa, relativos à manutenção, inspeções da central, seguros e taxas associadas.

Na figura 6.2 encontram-se os valores definidos. Em termos de manutenção (reparações, limpezas) foi acordado um valor de 55 000€ ao ano e ao nível de seguros contratados, o valor é de 40 000€, o que perfaz um total de 95 000€ por ano.

**Custos de operação (anual)**

| Descrição                        | Custo anual      |                |
|----------------------------------|------------------|----------------|
| Manutenção                       | 55,000.00        | EUR            |
| Seguros                          | 40,000.00        | EUR            |
| <b>Custos de operação (OPEX)</b> | <b>95,000.00</b> | <b>EUR/ano</b> |

Figura 6.2: Custos da Instalação

## 6.3 Degradação da Central

Este projeto tem uma vida útil de 25 anos e o ano de início apontado para efeitos da simulação foi 2020. Na figura 6.3 encontra-se a informação relativa aos parâmetros financeiros do projeto. De acordo com as informações da ficha técnica dos módulos, estes têm uma depreciação anual de 0,5%, tida em consideração para esta análise.

**Período de simulação**

Duração do projeto: 25 anos      Ano de início: 2020

---

**Variações previstas**

Inflação: 0.00 %/ano      Taxa de desconto: 0.00 %/ano

Variação da produção (envelhecimento)

☒ Linear: 0.50 %/ano      ☐ Resultados da funcionalidade de envelh...

---

**Despesas dependentes dos rendimentos**

Imposto sobre os: 0.00 %/ano      Dividendos: 0.00 %/ano

Outros impostos sobre os rendimentos: 0.00 %/ano

---

**Amortização fiscal**

| Ativo                | Tipo | Período de amortiz... | Amortizável             |
|----------------------|------|-----------------------|-------------------------|
| Módulos FV           |      |                       |                         |
| Inversores           |      |                       |                         |
| Outros compon...     |      |                       |                         |
| <b>Total remível</b> |      |                       | <b>5,435,360.00 EUR</b> |

Figura 6.3: Parâmetros Financeiros

## 6.4 Cenário 1 - Leilão Solar 2019

Como foi explicado na secção 2.6 existem dois tipos de remunerações associadas aos leilões solares: garantida e geral.

Para este projeto foi escolhida a remuneração garantida, que permite garantir que o preço a que energia será vendida durante 15 anos tenha um desconto de 47,02% em relação ao preço do fecho do leilão do valor do mercado da eletricidade. Para ser feito este estudo, de acordo com a tabela 6.1, o preço do fecho do leilão é de 45,11€/MWh, e uma vez que este projeto tem um desconto de 47,04%, a energia é vendida à rede por 23,90 €/MWh.

Tabela 6.1: Preço médio capturado da produção de energia solar para o leilão de 2019

| Ano                                 | 2020  |
|-------------------------------------|-------|
| Preço médio (€/MWh)                 | 45,11 |
| Preço Remuneração Garantida (€/MWh) | 23,90 |

O resumo financeiro para este cenário é apresentado na figura 6.4. Considerando as despesas associadas à aquisição de equipamentos, estudos efetuados e instalação, o valor total do investimento é 6 767 911,76€. O custo de operação anual (OPEX), que engloba a manutenção e os seguros, está projetada em 95 000,00 €.

Ao analisar o investimento, o custo por quilowatt-hora (kWh) de energia produzida é de 0,0129 €/kWh (LCOE). Com um tempo de vida útil de 25 anos e um período de amortização de 12 anos, a instalação apresenta rentabilidade, recuperando o capital inicial no seu período de funcionamento.

| Resumo financeiro      |                   |
|------------------------|-------------------|
| Custos da instalação   | 6,767,911.76 EUR  |
| Custo total anual      | 95,000.00 EUR/ano |
| LCOE                   | 0.0129 EUR/kWh    |
| Período de amortização | 12.0 anos         |

Figura 6.4: Cenário 1

A análise económica detalhada deste cenário, encontra-se em mais detalhe no anexo VIII.

## 6.5 Cenário 2 - Ano de 2020

Para o segundo cenário, foi utilizado o preço médio da produção de energia solar relativamente ao ano de 2020 (início do período de vigência). Como se encontra na tabela 6.2 o preço da venda utilizado é de 45,11 €/MWh.

Tabela 6.2: Preço médio capturado da produção de energia solar

| Ano                 | 2020  |
|---------------------|-------|
| Preço médio (€/MWh) | 45,11 |

Relativamente a este cenário o resumo financeiro é apresentado na figura 6.5. Como se pode comprovar as despesas de capital (CAPEX) e as despesas de operação (OPEX) são iguais à do cenário 1 apresentado na secção 6.4, uma vez que o projeto é o mesmo, apenas diferem no preço da produção de energia solar. Assim, como é expectável, o valor de LCOE é o mesmo, 0,0129€/kWh.

| Resumo financeiro      |                   |
|------------------------|-------------------|
| Custos da instalação   | 6,767,911.76 EUR  |
| Custo total anual      | 95,000.00 EUR/ano |
| LCOE                   | 0.0129 EUR/kWh    |
| Período de amortização | 6.1 anos          |

Figura 6.5: Cenário 2

A análise económica detalhada deste cenário, encontra-se em mais detalhe no anexo IX.

## 6.6 Análise e discussão dos resultados obtidos

Na figura 6.6 estão os principais resultados obtidos, na figura 6.6a são os valores do cenário 1 e na 6.6b estão os do cenário 2.

Conforme foi apresentado na secção 6.4 e na secção 6.5, o investimento inicial foi o mesmo para os dois cenários, apenas diferem no preço de venda da energia à rede, por isso o valor do **levelized energy cost (LCOE)** é o mesmo, 0,0129€/kWh.

No entanto através dos restantes valores (**VAL**, **TRI**, **ROI** e **payback**), conclui-se que o projeto feito com os preços acordados em leilão não é tão rentável como o cenário 2, preços de 2020 (45,11€/MWh).

Como é visível na figura 6.6, o cenário 2 é considerado um melhor investimento que o cenário 1, uma vez que o cenário 2 apresenta um **VAL** notavelmente mais elevado, de 22 439 822€, que é 2,83 vezes superior aos 7 942 361€ associados ao cenário 1. Além disso, em termos de viabilidade do projeto medida pela **TRI**, o cenário 2 apresenta um aumento de 2,34 vezes (16,2%) em comparação com o cenário 1 (6,91%). Ao longo dos 25 anos de duração do projeto, o cenário 2 produz um retorno do investimento 2,82 vezes mais substancial (331,6%) do que os 117,4% do cenário 1. De notar que o cenário 2 também apresenta um período de retorno mais curto de 6,1 anos para o investimento inicial. Ao realizar um investimento de tal magnitude, é desejável obter resultados mais favoráveis, e, neste sentido, observamos que o cenário 2 apresenta perspectivas mais promissoras em comparação com a central que foi implementada.

Apesar de o leilão solar, cenário 1, não apresentar uma viabilidade e rentabilidade tão acentuadas quanto as observadas no cenário 2, constatamos que o **VAL** possui um valor considerado viável ( $VAL > 0$ ) e a **TRI** alcança 6,91%.

Através desta análise, é possível compreender que a rentabilidade dos leilões solares não é a melhor. No entanto, estes facilitam a criação de centrais fotovoltaicas, conforme

foi apresentado na secção 2.6, pois a obtenção de licenças e permissão de injeção na rede é facilitada. Devido aos custos elevados para ser criado um ponto de injeção na rede, este cenário por vezes também pode ser mais viável.

|                                     |                          |                                     |                          |
|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------|
| <b>Custos da instalação (CAPEX)</b> |                          | <b>Custos da instalação (CAPEX)</b> |                          |
| Custo total de instalação           | 6,767,912 EUR            | Custo total de instalação           | 6,767,912 EUR            |
| Bem amortizável                     | 5,435,360 EUR            | Bem amortizável                     | 5,435,360 EUR            |
| <b>Financiamento</b>                |                          | <b>Financiamento</b>                |                          |
| Fundos próprios                     | 6,767,912 EUR            | Fundos próprios                     | 6,767,912 EUR            |
| Subsídios                           | 0.00 EUR                 | Subsídios                           | 0.00 EUR                 |
| Empréstimos                         | 0.00 EUR                 | Empréstimos                         | 0.00 EUR                 |
| Total                               | <b>6,767,912 EUR</b>     | Total                               | <b>6,767,912 EUR</b>     |
| <b>Despesas</b>                     |                          | <b>Despesas</b>                     |                          |
| Custos de operação(OPEX)            | 95,000.00 EUR/ano        | Custos de operação(OPEX)            | 95,000.00 EUR/ano        |
| Anuidades do empréstimo             | 0.00 EUR/ano             | Anuidades do empréstimo             | 0.00 EUR/ano             |
| Total                               | <b>95,000.00 EUR/ano</b> | Total                               | <b>95,000.00 EUR/ano</b> |
| LCOE                                | <b>0.0129 EUR/kWh</b>    | LCOE                                | <b>0.0129 EUR/kWh</b>    |
| <b>Rendimento</b>                   |                          | <b>Rendimento</b>                   |                          |
| Valor atual líquido (VPN)           | <b>7,942,361 EUR</b>     | Valor atual líquido (VPN)           | <b>22,439,822 EUR</b>    |
| Taxa de rentabilidade interna (TRI) | <b>6.91 %</b>            | Taxa de rentabilidade interna (TRI) | <b>16.20 %</b>           |
| Período de amortização              | <b>12.0 anos</b>         | Período de amortização              | <b>6.1 anos</b>          |
| Rendimento (ROI)                    | <b>117.4 %</b>           | Rendimento (ROI)                    | <b>331.6 %</b>           |

(a) Cenário 1

(b) Cenário 2

Figura 6.6: Resultados económicos obtidos

## 6.7 Balanço CO<sub>2</sub>

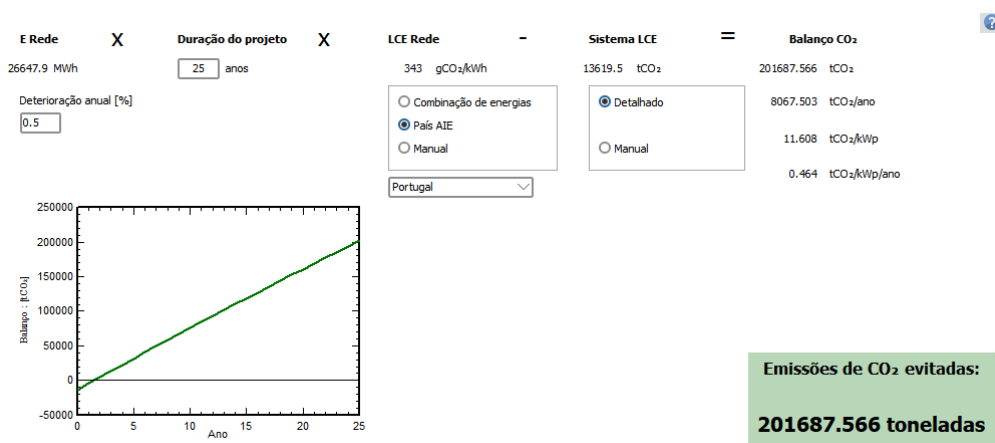
Na sequência do que é abordado nesta dissertação, e de acordo com as necessidades atuais de atingir a neutralidade carbónica, torna-se útil realizar um balanço das emissões de CO<sub>2</sub> evitadas com a criação desta central. A base para este cálculo são as *life cycle emissions* (LCE) que representam as emissões correspondentes de um componente (módulos, inversores) ou quantidade de energia. Incluem a manutenção, produção, transporte dos equipamentos, entre outros.

Visto que o objetivo desta central é injetar a energia da rede, torna-se então possível que esta quantidade de energia previamente estabelecida de injeção na rede substitua a mesma quantidade na rede. Assim, caso as libertações de CO<sub>2</sub> para esta central sejam inferiores às que seriam esperadas para a mesma quantidade de energia na rede, então é possível inferir que haverá uma poupança nas emissões.

O *PVsyst* possui uma ferramenta que permite realizar esta análise. Para ser feito este estudo são necessários preencher vários parâmetros, como se pode ver na figura 6.7:

- Duração definida para o projeto
- Deterioração anual que pode ocorrer ao longo dos anos ao sistema fotovoltaico e por defeito está definido como sendo 1%

- **LCE rede** ( $\text{gCO}_2/\text{kWh}$ ) quantidade média de emissões de  $\text{CO}_2$  por kWh produzido pela rede. Este valor é publicado pela **Agência Internacional de Energia (AIE)**. No caso de Portugal o valor é de  $343 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$
- **Sistema LCE** ( $\text{tCO}_2$ ) quantidade total de emissões de  $\text{CO}_2$  causadas pela construção e operação do projeto fotovoltaico a analisar

Figura 6.7: Balanço  $\text{CO}_2$ 

Ao analisar a figura anterior podemos perceber que esta instalação fotovoltaica permitiu evitar 201687,57 toneladas de  $\text{CO}_2$  libertado. Isto permite concluir que este tipo de projeto, é uma forma de conseguir atingir os objetivos apresentados na secção 1.1.

## CONCLUSÃO E TRABALHO FUTURO

Neste capítulo são apresentadas as conclusões retiradas da realização desta dissertação. Assim como, são mencionados trabalhos futuros que possam ser realizados a fim de complementar e melhorar esta dissertação.

### 7.1 Conclusão

A utilização de energias renováveis é de extrema importância para enfrentar os desafios do mundo contemporâneo, especialmente na busca pela neutralidade carbónica até 2050. Para alcançar este ambicioso objetivo, é crucial adotar novas fontes de energia e promover uma mudança significativa nas mentalidades e comportamentos em relação ao uso de recursos energéticos. A transição para energias renováveis desempenha um papel fundamental na redução das emissões de gases de efeito estufa e na preservação do meio ambiente, garantindo assim um futuro sustentável para as gerações futuras.

Este estudo teve como principal objetivo a análise da viabilidade técnica e económica da Central da Quinta da Cruz.

Através da análise técnica, foi possível compreender se o projeto seria eficiente, e de que forma diversos fatores afetam a produção e desempenho do mesmo. No que diz respeito ao estudo da viabilidade económica, este permitiu analisar a rentabilidade deste projeto e o impacto que os leilões solares, que têm vindo a ser realizados em Portugal, têm neste tipo de projetos.

Através do estudo dos dois cenários apresentados (ideal e real) foi possível perceber-se que a produção e o desempenho de uma central fotovoltaica são influenciados por diferentes fatores, desde as características ambientais, local da instalação até aos aspetos técnicos e escolha das componentes do projeto. Mais uma vez é importante referir que a visita ao local e a escolha cuidada dos componentes a utilizar é de extrema importância. Para além disso, após ser implementado o centro eletroprodutor é necessário garantir a sua manutenção, de forma a evitar falhas e a diminuir a influência que o desgaste da central tem ao longo da vida útil do projeto.

Na sequência dos resultados acima apresentados verifica-se que os principais objetivos

delineados para esta dissertação foram concretizados, uma vez que apesar de existir uma discrepância entre os resultados do cenário ideal e os resultados observados no cenário implementado, o desempenho da central foi bom, de acordo com as diretrizes Europeias um **PR** de 0,837 significa um bom desempenho demonstrando assim a viabilidade técnica do projeto em questão.

No que diz respeito a questões económicas, foi importante estudar o cenário da central tendo por base os leilões solares e os preços praticados pelo mercado. Conclui-se que a viabilidade financeira da central está diretamente ligada aos custos da instalação, custos operacionais e ao preço da venda de eletricidade, como seria de esperar.

Conforme apresentado na secção 6.6, apesar dos resultados obtidos na Central da Quinta da Cruz (preços de leilão de 2019), não serem tão favoráveis quando comparados com o cenário dos preços de 2020, o projeto é viável uma vez que, todos os parâmetros económicos analisados validam de forma satisfatória o mesmo: o **VAL** é positivo, a TRI deste projeto foi de 6,91% e o *payback* é de 12 anos, ou seja o projeto tem recuperação do investimento dentro do período de vida útil do mesmo (25 anos).

Este estudo permitiu perceber que os leilões, acabam por ser uma hipótese menos viável e rentável, pelo menos neste caso, através da análise económica feita. No entanto, servem para colmatar a falta de títulos de reserva de capacidade de rede **TRC**. Este incentivo governamental associado aos leilões, tornam estas modalidades aliciantes para a obtenção de energia através de fontes renováveis, pois permitem agilizar os processos burocráticos.

Tal como descrito na secção 6.7, este projeto específico desempenha um papel fundamental na resolução dos desafios contemporâneos, atenuando a emissão de  $CO_2$ . No caso deste projeto, evitou a emissão de 201 687,57 toneladas de  $CO_2$ .

Em suma, este projeto é economicamente e tecnicamente viável, no entanto, estudos adicionais podem ser realizados, de forma a perceber qual seria a forma mais benéfica para se conseguir aumentar a viabilidade económica deste projeto.

## 7.2 Trabalho Futuro

Como trabalho futuro, apesar dos resultados favoráveis apresentados nesta dissertação, seria útil realizar o estudo desta central utilizando outro tipo de estrutura, como seguidores solares, apresentados na secção 3.5.2.

Sugere-se também a realização de um estudo comparativo entre dois tipos de acordos apresentados na secção 2.5, acordo entre o interessado e o operador da rede e os leilões solares, para compreender qual o projeto mais rentável, uma vez que na primeira hipótese os custos financeiros do reforço na rede são todos cobertos pelo interessado, contrariamente ao que acontece nos leilões.

Por fim, também seria interessante realizar este estudo através da geração de eletricidade a partir de duas ou mais fontes renováveis, processo de hibridização. Este processo

permite ter um centro eletroprodutor, que consegue gerar energia através da combinação de duas ou mais fontes renováveis, por exemplo:

- Energia Solar + Energia Eólica
- Energia Solar + Energia Híbrida

Esta combinação pode ser feita do zero, ou num projeto previamente desenvolvido e implementado. O facto de partilharem o mesmo ponto de ligação à rede, permitirá maximizar a ligação de projetos já realizados.

Este estudo possibilitaria comparar dois tipos de soluções atualmente existentes no mercado, e perceber qual a solução que permitiria aumentar a produção de eletricidade, bem como tornar o processo dos leilões mais viável tecnicamente e economicamente, diminuindo os custos para o consumidor [34].

## BIBLIOGRAFIA

- [1] N. Agarwal e A. Agarwal. «Mismatch losses in solar photovoltaic array and reduction techniques». Em: *MIT International Journal of Electrical and Instrumentation Engineering* 4.1 (2014), pp. 16–19 (ver p. 31).
- [2] APREN - *Produção*. URL: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao> (ver p. 1).
- [3] APREN - *Tudo sobre os Leilões de energia solar fotovoltaica*. URL: <https://www.apren.pt/pt/tudo-sobre-os-leiloes-de-energia-solar-fotovoltaica> (ver pp. 9, 10).
- [4] R. E. Campos et al. «A review of the main methods to trace the I-V characteristic curve of PV sources». Em: *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2018 - Proceedings* (2019-01), pp. 24–30. DOI: [10.1109/INDUSCON.2018.8627254](https://doi.org/10.1109/INDUSCON.2018.8627254) (ver p. 19).
- [5] M. F. Carvalho. «Dimensionamento de um Parque solar Fotovoltaico: Análise Técnico- económica das diferentes Tecnologias». 2021 (ver p. 29).
- [6] R. Castro. *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*. Ed. por I. -. I. S. Técnico. 2011. ISBN: 978-989-8481-01-6 (ver pp. 22, 25).
- [7] P. Czyżak et al. *Shocked into action* (ver p. 2).
- [8] E. Dâmaso e R. B. Proença. «A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL Estado-da-Arte e Perspectivas de Desenvolvimento Engenharia e Gestão Industrial». 2007 (ver p. 13).
- [9] DGEG. *Reserva de Capacidade*. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/reserva-de-capacidade> (ver p. 9).
- [10] A. Durgadevi, S. Arulselvi e S. Natarajan. «Photovoltaic modeling and its characteristics». Em: 2011. ISBN: 9781424479269 (ver p. 17).
- [11] E-REDES. *Manual de ligações à rede elétrica de serviço público* (ver p. 33).

- 
- [12] «Estatísticas rápidas das renováveis». Em: (2023), pp. 1–23. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/media/owbbtggv/dgeg-arr-2023-04.pdf> (ver p. 7).
- [13] J. Fernando e C. Oliveira. «Elaboração de um projeto de uma central fotovoltaica de miniprodução e estudo de viabilidade técnica, económica e financeira» (ver p. 28).
- [14] E. Fortunato, H. Águas e R. Martins. *Energia Fotovoltaica: Materiais e Aplicações*. Vol. 2. 2019 (ver pp. 22, 24, 25, 43, 44, 48).
- [15] E. Fortunato, R. Martins e H. Águas. *Energia Fotovoltaica: Materiais e Aplicações*. Vol. 1. 2019 (ver p. 20).
- [16] M. A. Galdino e J. T. Pinho. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. 2014 (ver pp. 16, 27).
- [17] E. Ghiani, F. Pilo e S. Cossu. «On the performance ratio of photovoltaic installations». Em: *2013 IEEE Grenoble Conference*. 2013, pp. 1–6. DOI: [10.1109/PTC.2013.6652489](https://doi.org/10.1109/PTC.2013.6652489) (ver p. 26).
- [18] IEA PVPS report - Trends in Photovoltaic Applications 2020. ISBN: 9783907281284. URL: [www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org) (ver pp. 22, 25).
- [19] IRENA. RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2022. 2022. URL: [www.irena.org](http://www.irena.org) (ver pp. 5, 6, 12).
- [20] B. Jaeckel. *The Dawn of New PV Safety Requirements: IEC 61730 2ND EDITION*. 2017-05 (ver p. 50).
- [21] A. Joyce. «As tecnologias fotovoltaicas». Em: *Renováveis Magazine* (2011), pp. 40–44 (ver p. 20).
- [22] A. M. Khalid et al. «Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 65 (2016-11), pp. 1139–1158. ISSN: 1364-0321. DOI: [10.1016/J.RSER.2016.07.066](https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.07.066) (ver p. 26).
- [23] J. M. Lourenço. *The NOVAtthesis L<sup>A</sup>T<sub>E</sub>X Template User's Manual*. NOVA University Lisbon. 2021. URL: <https://github.com/joaomlourenco/novathesis/raw/master/template.pdf> (ver p. ii).
- [24] A. Luque e S. Hegedus. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Wiley, 2003-04. ISBN: 9780471491965. DOI: [10.1002/0470014008](https://doi.org/10.1002/0470014008) (ver p. 18).
- [25] *Marcação CE – obtenção do certificado, requisitos da UE*. URL: [https://europa.eu/youreurope/business/product-requirements/labels-markings/ce-marking/index\\_pt.htm](https://europa.eu/youreurope/business/product-requirements/labels-markings/ce-marking/index_pt.htm) (ver p. 47).
- [26] T. Markvart et al. *Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications*. Elsevier, 2003 (ver pp. 14, 18, 29).
- [27] G. M. Masters. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. 2013 (ver pp. 13–15, 19, 20, 23–25).

- [28] M. E. Meral e F. Diner. «A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (5 2011-06), pp. 2176–2184. ISSN: 1364-0321. DOI: [10.1016/J.RSER.2011.01.010](https://doi.org/10.1016/J.RSER.2011.01.010) (ver p. 26).
- [29] Mibel – Mercado Ibérico de Electricidade. URL: <https://www.mibel.com/> (ver p. 8).
- [30] F. G. d. C. Oliveira. «Dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica para uma exploração agrícola direcionada à indústria de laticínios». Instituto Politécnico do Porto. Instituto Superior de Engenharia do Porto., 2013 (ver p. 36).
- [31] N. Pearsall. *The performance of photovoltaic (PV) systems: modelling, measurement and assessment*. Vol. 23. John Wiley e Sons Ltd, 2015-12, pp. 1754–1770. DOI: [10.1002/PIP.2618](https://doi.org/10.1002/PIP.2618) (ver p. 24).
- [32] *Portugal to speed up switch to renewable power in wake of Ukraine war* | Reuters. URL: <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/portugal-speed-up-switch-renewable-power-wake-ukraine-war-2022-04-01/> (ver p. 2).
- [33] *Power Plant Controller (PPC)*. URL: <https://www.meteocontrol.com/en/scada-plant-control/solutions/power-plant-controller-ppc> (ver p. 54).
- [34] *Produção de energia elétrica através de processos de hibridização*. URL: <http://noctula.pt/producao-de-energia-eletrica-por-hibridizacao/> (ver p. 77).
- [35] *Programa do Procedimento Leilão 2019*. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/procedimentos-concursais/leilao-solar-2019> (ver p. 10).
- [36] *Roteiro para a neutralidade carbónica (RNC2050)* (ver p. 2).
- [37] A. D. S. Silva e J. S. M. Fernandes. «Acordo de Paris 2015-2020». Em: () (ver p. 2).
- [38] E. S. Silva e M. Queirós. *Análise de Investimentos em Ativos Reais–Volume 2*. Vida Economica Editorial, 2013 (ver p. 68).
- [39] A. Smets et al. *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. Bloomsbury Publishing, 2016 (ver p. 24).
- [40] D. G. für Sonnenenergie. *Planning and installing photovoltaic systems : a guide for installers, architects, and engineers*. Routledge, 2013. ISBN: 9781849776998 (ver p. 36).
- [41] J. Sreedevi, N. Ashwin e M. N. Raju. «A study on grid connected PV system». Em: Institute of Electrical e Electronics Engineers Inc., 2017-02. ISBN: 9781467399685. DOI: [10.1109/NPSC.2016.7858870](https://doi.org/10.1109/NPSC.2016.7858870) (ver p. 24).
- [42] E. Urrejola et al. «Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile». Em: *Energy Conversion and Management* 114 (2016-04), pp. 338–347. ISSN: 0196-8904. DOI: [10.1016/J.ENCONMAN.2016.02.016](https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2016.02.016) (ver p. 27).

- [43] S. White. *Solar Photovoltaic Basics: A Study Guide for the NABCEP Associate Exam*. Routledge, 2018 (ver p. [29](#)).

## MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

powered by

**Q.ANTUM DUO Z**

PRELIMINARY

# Q.PEAK DUO XL-G11.2

## 570-590

ENDURING HIGH  
PERFORMANCE



### BREAKING THE 21% EFFICIENCY BARRIER

Q.ANTUM DUO Z Technology with zero gap cell layout boosts module efficiency up to 21.7%.



### LOW ELECTRICITY GENERATION COSTS

Higher yield per surface area, lower BOS costs and up to 175 watts more module power than standard 144 half-cell modules.



### ENDURING HIGH PERFORMANCE

Long-term yield security with Anti LID Technology, Anti PID Technology<sup>1</sup>, Hot-Spot Protect and Traceable Quality Tra.Q™.



### EXTREME WEATHER RATING

High-tech aluminium alloy frame, certified for high snow (5400 Pa) and wind loads (2400 Pa).



### A RELIABLE INVESTMENT

Inclusive 12-year product warranty and 25-year linear performance warranty<sup>2</sup>.



### STATE OF THE ART MODULE TECHNOLOGY

Q.ANTUM DUO combines cutting edge cell separation and innovative 12-busbar design with Q.ANTUM Technology.

<sup>1</sup> APT test conditions according to IEC/TS 62804-1:2015, method B (-1500V, 168h)

<sup>2</sup> See data sheet on rear for further information.

### THE IDEAL SOLUTION FOR:



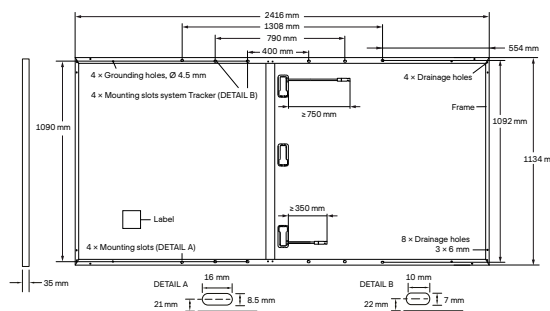
Ground-mounted  
solar power plants

Engineered in Germany

**Q CELLS**

## MECHANICAL SPECIFICATION

|              |                                                                              |
|--------------|------------------------------------------------------------------------------|
| Format       | 2416 mm × 1134 mm × 35 mm (including frame)                                  |
| Weight       | 31.3 kg                                                                      |
| Front Cover  | 3.2 mm thermally pre-stressed glass with anti-reflection technology          |
| Back Cover   | Composite film                                                               |
| Frame        | Anodised aluminium                                                           |
| Cell         | 6 × 26 monocrystalline Q.ANTUM solar half cells                              |
| Junction box | 53-101 mm × 32-60 mm × 15-18 mm<br>Protection class IP67, with bypass diodes |
| Cable        | 4 mm <sup>2</sup> Solar cable; (+) ≥ 750 mm, (–) ≥ 350 mm                    |
| Connector    | Stäubli MC4-Evo2, Hanwha Q CELLS HQC4; IP68                                  |

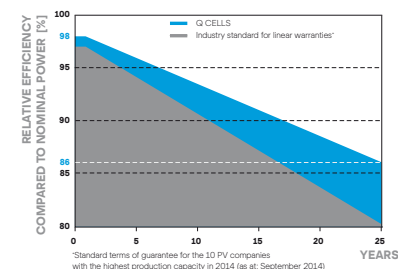


## ELECTRICAL CHARACTERISTICS

| POWER CLASS                                                                                     |                                    | 570                  | 575    | 580    | 585    | 590    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|----------------------|--------|--------|--------|--------|
| MINIMUM PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS, STC <sup>1</sup> (POWER TOLERANCE +5 W / -0 W) |                                    |                      |        |        |        |        |
| Minimum                                                                                         | Power at MPP <sup>1</sup>          | P <sub>MPP</sub> [W] | 570    | 575    | 580    | 585    |
|                                                                                                 | Short Circuit Current <sup>1</sup> | I <sub>SC</sub> [A]  | 13.49  | 13.51  | 13.54  | 13.57  |
|                                                                                                 | Open Circuit Voltage <sup>1</sup>  | V <sub>OC</sub> [V]  | 53.59  | 53.62  | 53.64  | 53.70  |
|                                                                                                 | Current at MPP                     | I <sub>MPP</sub> [A] | 12.82  | 12.87  | 12.92  | 12.97  |
|                                                                                                 | Voltage at MPP                     | V <sub>MPP</sub> [V] | 44.46  | 44.68  | 44.90  | 45.33  |
|                                                                                                 | Efficiency <sup>1</sup>            | η [%]                | ≥ 20.8 | ≥ 21.0 | ≥ 21.2 | ≥ 21.4 |
| MINIMUM PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CONDITIONS, NMOT <sup>2</sup>                           |                                    |                      |        |        |        |        |
| Minimum                                                                                         | Power at MPP                       | P <sub>MPP</sub> [W] | 427.6  | 431.4  | 435.1  | 438.9  |
|                                                                                                 | Short Circuit Current              | I <sub>SC</sub> [A]  | 10.87  | 10.89  | 10.91  | 10.93  |
|                                                                                                 | Open Circuit Voltage               | V <sub>OC</sub> [V]  | 50.54  | 50.56  | 50.59  | 50.62  |
|                                                                                                 | Current at MPP                     | I <sub>MPP</sub> [A] | 10.09  | 10.13  | 10.17  | 10.22  |
|                                                                                                 | Voltage at MPP                     | V <sub>MPP</sub> [V] | 42.39  | 42.58  | 42.77  | 42.96  |

<sup>1</sup>Measurement tolerances P<sub>MPP</sub> ± 3%; I<sub>SC</sub>; V<sub>OC</sub> ± 5% at STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 ± 2°C, AM 1.5 according to IEC 60904-3 • 2800 W/m<sup>2</sup>, NMOT, spectrum AM 1.5

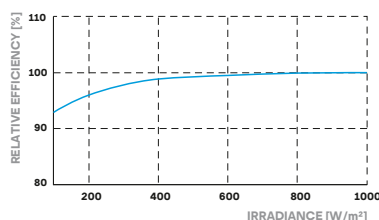
## Q CELLS PERFORMANCE WARRANTY



At least 98% of nominal power during first year. Thereafter max. 0.5% degradation per year. At least 93.5% of nominal power up to 10 years. At least 86% of nominal power up to 25 years.

All data within measurement tolerances. Full warranties in accordance with the warranty terms of the Q CELLS sales organisation of your respective country.

## PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



Typical module performance under low irradiance conditions in comparison to STC conditions (25°C, 1000 W/m<sup>2</sup>).

## TEMPERATURE COEFFICIENTS

|                                             |   |       |       |                                            |      |       |        |
|---------------------------------------------|---|-------|-------|--------------------------------------------|------|-------|--------|
| Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>  | α | [%/K] | +0.04 | Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub> | β    | [%/K] | -0.27  |
| Temperature Coefficient of P <sub>MPP</sub> | γ | [%/K] | -0.34 | Nominal Module Operating Temperature       | NMOT | [°C]  | 43 ± 3 |

## PROPERTIES FOR SYSTEM DESIGN

|                               |                      |             |                                                 |               |
|-------------------------------|----------------------|-------------|-------------------------------------------------|---------------|
| Maximum System Voltage        | V <sub>SYS</sub> [V] | 1500        | PV module classification                        | Class II      |
| Maximum Reverse Current       | I <sub>R</sub> [A]   | 20          | Fire Rating based on ANSI / UL 61730            | C / TYPE 1    |
| Max. Design Load, Push / Pull | [Pa]                 | 3600 / 1600 | Permitted Module Temperature on Continuous Duty | -40°C - +85°C |
| Max. Test Load, Push / Pull   | [Pa]                 | 5400 / 2400 |                                                 |               |

## QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES

IEC 61215:2016;  
IEC 61730:2016.  
This data sheet complies  
with DIN EN 50380.



www.tuv.com  
ID 1111220277

**Note:** Installation instructions must be followed. See the installation and operating manual or contact our technical service department for further information on approved installation and use of this product.

Hanwha Q CELLS GmbH

Sonnenallee 17-21, 06766 Bitterfeld-Wolfen, Germany | TEL +49 (0)3494 66 99-23444 | FAX +49 (0)3494 66 99-23000 | EMAIL sales@q-cells.com | WEB www.q-cells.com

II

**INVERSOR**

# SUN2000-215KTL-H0

## Smart String Inverter



9  
MPP Trackers



Max. Efficiency  
 $\geq 99.0\%$



Smart String-Level  
Disconnect



Smart I-V Curve  
Diagnosis Supported



MBUS  
Supported



Fuse Free  
Design

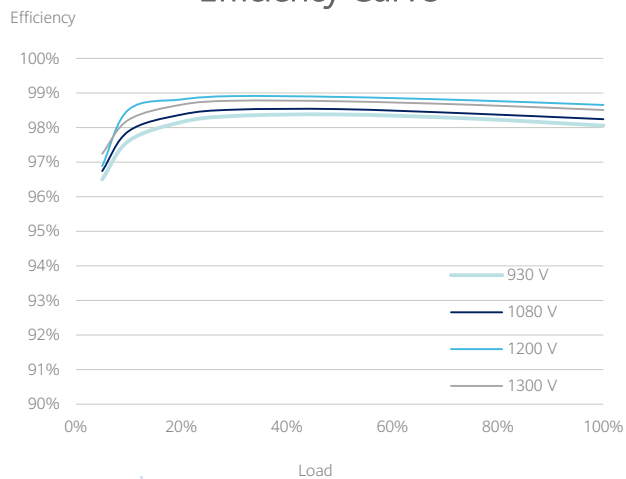


Surge Arresters for  
DC & AC

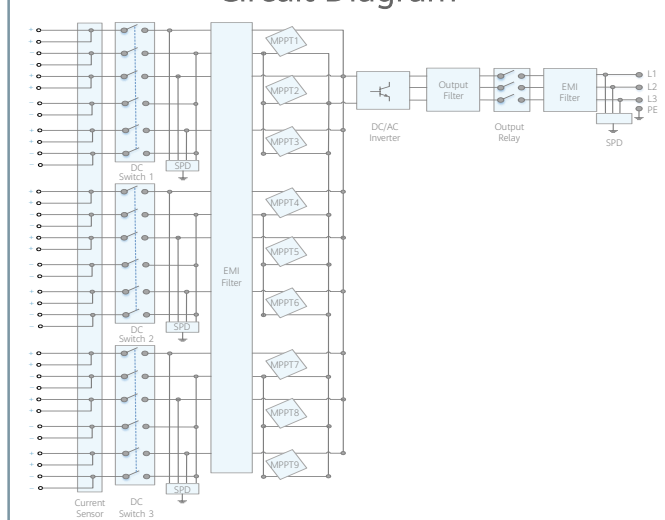


IP66  
Protection

### Efficiency Curve



### Circuit Diagram



# Technical Specifications

| Efficiency                               |                                                |
|------------------------------------------|------------------------------------------------|
| Max. Efficiency                          | 99.00%                                         |
| European Efficiency                      | 98.80%                                         |
| Input                                    |                                                |
| Max. Input Voltage                       | 1,500 V                                        |
| Max. Current per MPPT                    | 30 A                                           |
| Max. Short Circuit Current per MPPT      | 50 A                                           |
| Start Voltage                            | 550 V                                          |
| MPPT Operating Voltage Range             | 500 V ~ 1,500 V                                |
| Nominal Input Voltage                    | 1,080 V                                        |
| Number of Inputs                         | 18                                             |
| Number of MPP Trackers                   | 9                                              |
| Output                                   |                                                |
| Nominal AC Active Power                  | 200,000 W                                      |
| Max. AC Apparent Power                   | 215,000 VA                                     |
| Max. AC Active Power ( $\cos\phi=1$ )    | 215,000 W                                      |
| Nominal Output Voltage                   | 800 V, 3W + PE                                 |
| Rated AC Grid Frequency                  | 50 Hz / 60 Hz                                  |
| Nominal Output Current                   | 144.4 A                                        |
| Max. Output Current                      | 155.2 A                                        |
| Adjustable Power Factor Range            | 0.8 LG ... 0.8 LD                              |
| Max. Total Harmonic Distortion           | < 3%                                           |
| Protection                               |                                                |
| Input-side Disconnection Device          | Yes                                            |
| Anti-islanding Protection                | Yes                                            |
| AC Overcurrent Protection                | Yes                                            |
| DC Reverse-polarity Protection           | Yes                                            |
| PV-array String Fault Monitoring         | Yes                                            |
| DC Surge Arrester                        | Type II                                        |
| AC Surge Arrester                        | Type II                                        |
| DC Insulation Resistance Detection       | Yes                                            |
| Residual Current Monitoring Unit         | Yes                                            |
| Communication                            |                                                |
| Display                                  | LED Indicators, WLAN + APP                     |
| USB                                      | Yes                                            |
| MBUS                                     | Yes                                            |
| RS485                                    | Yes                                            |
| General                                  |                                                |
| Dimensions (W x H x D)                   | 1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch) |
| Weight (with mounting plate)             | ≤86 kg (189.6 lb.)                             |
| Operating Temperature Range              | -25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)                   |
| Cooling Method                           | Smart Air Cooling                              |
| Max. Operating Altitude without Derating | 4,000 m (13,123 ft.)                           |
| Relative Humidity                        | 0 ~ 100%                                       |
| DC Connector                             | Staubli MC4 EVO2                               |
| AC Connector                             | Waterproof Connector + OT/DT Terminal          |
| Protection Degree                        | IP66                                           |
| Topology                                 | Transformerless                                |

III

CABO STRING

# EXZHELLENT® CLASS SOLAR

class  
exZhellent SOLAR

H1Z2Z2-K - Isento de halogéneos  
1/1 (1,2) kV a.c.  
1,5/1,5 (1,8) kV d.c.



## APLICAÇÕES:

Especialmente concebido para instalações solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriais, agrícolas, fixas ou móveis. Podem ser instalados em esteiras, condutas e equipamentos.

## CONSTRUÇÃO:

### 1. Condutor:

Metal: cobre estanhado, flexível, classe 5, de acordo com a IEC 60228.

Temperatura máxima no condutor: 90 °C (120 °C, por 20.000 h). 250 °C em curto-circuito.

### 2. Isolamento:

Material: Composto reticulado livre halogéneos de acordo com a tabela B.1 do anexo B da EN 50618.

### 3. Revestimento:

Material: Composto reticulado livre halogéneos de acordo com a tabela B.1 do anexo B da EN 50618.

Cores: preto, vermelho ou azul.

## CARACTERÍSTICAS E ENSAIOS:

- Norma de conceção: EN 50618 e IEC 62930.
- Temperatura de serviço: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20.000 h).
- Ensaio de tensão alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensaio de tensão continua durante 5 min: 15 kV.
- Raio mínimo de curvatura estático (posição final instalado): 4D (D = diâmetro exterior máximo do cabo).

## ENSAIOS DE FOGO:

### Desempenho em relação ao fogo na União Europeia:

- Classe de reação ao fogo (CPR): Eca.
- Requerimentos de fogo: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Classificação com respeito ao fogo: EN 13501-6.
- Aplicação dos resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensaio: EN 60332-1-2.

### Normas de fogo também aplicáveis a países que não pertencem à União Europeia:

- Não propagação da chama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Sem halogéneos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baixa opacidade de fumos: EN 61034-2; IEC 61034-2.



## DESEMPENHOS:



NÃO PROPAGAÇÃO  
DE CHAMA  
EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2  
NFC 32070-C2



SEM HALOGENOS  
IEC 62821-1 Anexo B  
EN 50525-1 Anexo B



BAIXA OPACIDADE  
DE FUMOS  
EN 61034-2  
IEC 61034-2



CABO FLEXÍVEL



RESISTÊNCIA AO FRIO



ALTA RESISTÊNCIA  
À ÁGUA (ADT)



CPR



RESISTÊNCIA AOS  
RAIOS ULTRAVIOLETAS



RESISTÊNCIA  
AOS IMPACTOS



TEMPERATURA MÁXIMA  
DO CONDUTOR: 90°C



SERVIÇO CORTE



FÁCIL REMOÇÃO  
DA BAINHA



RESISTÊNCIA AOS  
AGENTES QUÍMICOS



RESISTÊNCIA AO  
OZÔNIO

## APROVAÇÕES:



L C I E

# EXZHELLENT® CLASS SOLAR

class  
exZhellent SOLAR

H1Z2Z2-K - Isento de halogéneos  
1/1 (1,2) kV a.c.  
1,5/1,5 (1,8) kV d.c.



## ENSAIOS ADICIONAIS:

|                                         |                                                                                                                                                 |
|-----------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Vida estimada                           | 25 anos                                                                                                                                         |
| Certificação                            | Bureau Veritas LCIE                                                                                                                             |
| Instalações móveis                      | SIM                                                                                                                                             |
| Isolamento duplo (classe II)            | SIM                                                                                                                                             |
| Tª máxima do condutor                   | 90 °C (120 °C, 20.000 h)                                                                                                                        |
| Resistência ao ozono                    | IEC 62930 Tab. 3 de acordo com a IEC 60811-403; EN 50618 Tab. 2 de acordo com a EN 50396 tipo de teste B                                        |
| Resistência aos raios UVA               | IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E                                                                                                             |
| Proteção contra a água                  | AD7 (imersão)                                                                                                                                   |
| Resistência a ácidos e bases            | IEC 62930 e EN 50618 Anexo B 7 dias, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido de sódio (de acordo com a IEC 60811-404; EN 60811-404)                  |
| Teste de retração                       | IEC 62930 Tab. 2 de acordo com a IEC 60811-503; EN 50618 Tab. 2 de acordo com a EN 60811-503 (máxima retração 2%)                               |
| Resistência ao calor húmido             | IEC 62930 Tab. 2 e EN 50618 Tab. 21.000 h a 90 °C e 85% de humidade para IEC 60068-2-78, EN-60068-2-78                                          |
| Resistência de isolamento a longo prazo | IEC 62821-2; EN 50395-9 (240 h/85 °C água/1,8 kV DC)                                                                                            |
| Respeito o meio ambiente                | Diretiva RoHS 2011/65/EU da União Europeia                                                                                                      |
| Ensaio de penetração dinâmica           | IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D                                                                                                             |
| Enrolamento a baixa temperatura         | Enrolamento e alongamento a -40 °C de acordo com a IEC 60811-504 e -505 e EN 50618 Tab. 2 de acordo com a IEC 60811-1-4 e EN 60811-504 e -505   |
| Resistência ao impacto a frio           | Resistência ao impacto a -40 °C de acordo com a IEC 62930 Anexo C de acordo com a IEC 60811-506 e EN 50618 Anexo C de acordo com a EN 60811-506 |
| Durabilidade da marcação                | IEC 62930; EN 50396                                                                                                                             |

# EXZHELLENT® CLASS SOLAR

class  
exZhelent SOLAR

H1Z2Z2-K - Isento de halogéneos  
1/1 (1,2) kV a.c.  
1,5/1,5 (1,8) kV d.c.



## ENSAIOS ADICIONAIS:

| Número de condutores x secção mm <sup>2</sup> | Diâmetro máximo do condutor mm (1) | Diâmetro exterior do cabo (valor máximo) mm | Raio mínimo de curvatura dinâmico mm | Raio mínimo de curvatura estático mm | Peso kg/km (1) | Resistência do condutor a 20 °C Ω/km | Intensidade máxima admissível ao ar (2) A | Intensidade máxima admissível ao ar. Ambiente 60 °C e t condutor 120 °C (3) | Queda de tensão V/(A.km) (2) |
|-----------------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------|--------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
| 1 x 1,5                                       | 1,8                                | 5,4                                         | 22                                   | 16                                   | 33             | 13,7                                 | 24                                        | 30                                                                          | 27,4                         |
| 1 x 2,5                                       | 2,4                                | 5,9                                         | 24                                   | 18                                   | 45             | 8,21                                 | 34                                        | 41                                                                          | 16,42                        |
| 1 x 4                                         | 3                                  | 6,6                                         | 26                                   | 20                                   | 61             | 5,09                                 | 46                                        | 55                                                                          | 10,18                        |
| 1 x 6                                         | 3,9                                | 7,4                                         | 30                                   | 22                                   | 80             | 3,39                                 | 59                                        | 70                                                                          | 6,78                         |
| 1 x 10                                        | 5,1                                | 8,8                                         | 35                                   | 26                                   | 124            | 1,95                                 | 82                                        | 98                                                                          | 3,90                         |
| 1 x 16                                        | 6,3                                | 10,1                                        | 40                                   | 30                                   | 186            | 1,24                                 | 110                                       | 132                                                                         | 2,48                         |
| 1 x 25                                        | 7,8                                | 12,5                                        | 63                                   | 50                                   | 286            | 0,795                                | 140                                       | 176                                                                         | 1,59                         |
| 1 x 35                                        | 9,2                                | 14                                          | 70                                   | 56                                   | 390            | 0,565                                | 182                                       | 218                                                                         | 1,13                         |
| 1 x 50                                        | 11                                 | 16,3                                        | 82                                   | 65                                   | 542            | 0,393                                | 220                                       | 276                                                                         | 0,786                        |
| 1 x 70                                        | 13,1                               | 18,7                                        | 94                                   | 75                                   | 742            | 0,277                                | 282                                       | 347                                                                         | 0,554                        |
| 1 x 95                                        | 15,1                               | 20,8                                        | 125                                  | 83                                   | 953            | 0,210                                | 343                                       | 416                                                                         | 0,42                         |
| 1 x 120                                       | 17                                 | 22,8                                        | 137                                  | 91                                   | 1206           | 0,164                                | 397                                       | 488                                                                         | 0,328                        |
| 1 x 150                                       | 19                                 | 25,5                                        | 153                                  | 102                                  | 1500           | 0,132                                | 458                                       | 566                                                                         | 0,264                        |
| 1 x 185                                       | 21                                 | 28,5                                        | 171                                  | 114                                  | 1843           | 0,108                                | 523                                       | 644                                                                         | 0,216                        |
| 1 x 240                                       | 24                                 | 32,1                                        | 193                                  | 128                                  | 2394           | 0,0817                               | 617                                       | 775                                                                         | 0,1634                       |

(1) Valores aproximados.

(2) Instalação monofásica ou corrente contínua em esteira perfurado ao ar [40 °C]. → XLPE2 com instalação tipo F → coluna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

Com exposição direta ao sol, multiplicar por 0,85.

(3) Instalação de condutores separados com renovação eficaz do ar em torno do cabo (cabos suspensos).

Temperatura ambiente 60 °C (à sombra) e temperatura máxima no condutor de 120 °C.

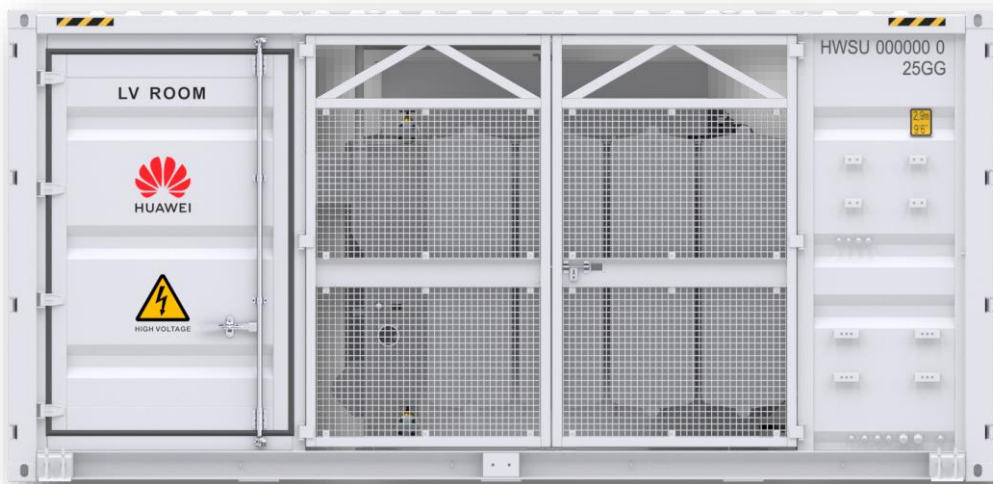
Valor que pode suportar o cabo, 20.000 h ao longo da sua vida estimada (25 anos).

IV

*SMART TRANSFORMER STATION*

# STS-6000K-H1

## Smart Transformer Station



### Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite  
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



### Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields  
Lower Self-consumption for Higher Yields



### Smart

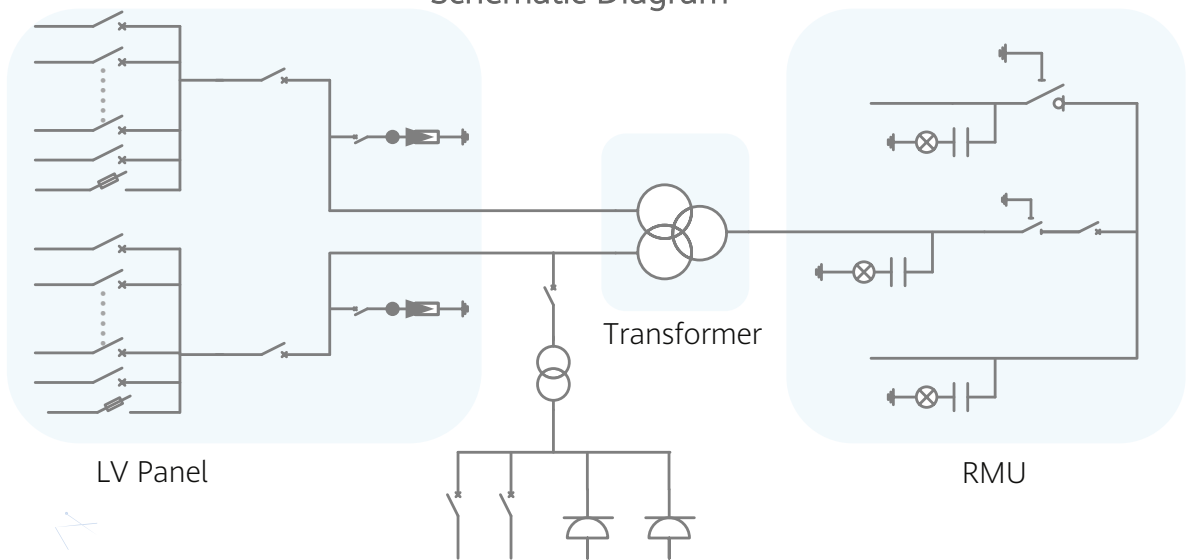
Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and RMU  
0.2% High Precision Sensor of LV Electricity Parameters  
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



### Reliable

Robust Design against Harsh Environments  
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M  
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution

### Schematic Diagram



# Technical Specifications

| Input                                     |                                                                             |
|-------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| Available Inverters / PCS                 | 32 * SUN2000-200KTL / SUN2000-215KTL; 30 * LUNA2000-200KTL                  |
| AC Power                                  | 6,500 kVA @40°C / 5,920 kVA @50°C <sup>1</sup>                              |
| Rated Input Voltage                       | 800 V                                                                       |
| Max. Input Current at Nominal Voltage     | 2,482.7 A x 2                                                               |
| LV Main Switches                          | ACB (2900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2 x 16 pcs) |
| Output                                    |                                                                             |
| Rated Output Voltage                      | 10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV <sup>2</sup>                |
| Frequency                                 | 50 Hz                                                                       |
| Transformer Type                          | Oil-immersed, Conservator Type                                              |
| Transformer Cooling Type                  | ONAN                                                                        |
| Transformer Tappings                      | ± 2 x 2.5%                                                                  |
| Transformer Oil Type                      | Mineral Oil (PCB Free)                                                      |
| Transformer Vector Group                  | Dy11-y11                                                                    |
| Transformer Min. Peak Efficiency Index    | Tier 2, Compliance with (EU) 548/2014 Amend by (EU) 2019/1783               |
| Transformer Load Losses                   | 42.6 kW                                                                     |
| Transformer No-load Losses                | 4.5 kW                                                                      |
| Impedance (HV-LV1, LV2)                   | 8% (0 ~ +10%) @6,500 kVA                                                    |
| RMU Type                                  | SF <sub>6</sub> Gas Insulated, 3 Units                                      |
| Auxiliary Transformer                     | Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11                                          |
| Output Voltage of Auxiliary Transformer   | 400 / 230 Vac                                                               |
| Protection                                |                                                                             |
| Transformer Monitoring & Protection       | Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz                       |
| Protection Degree of MV & LV Room         | IP 54                                                                       |
| Internal Arcing Fault of RMU              | IAC A 20 kA 1s                                                              |
| MV Relay Protection                       | 50/51, 50N/51N                                                              |
| LV Overvoltage Protection                 | Type I+II                                                                   |
| Features                                  |                                                                             |
| 2 kVA UPS                                 | Optional <sup>3</sup>                                                       |
| Updated to 50 kVA Auxiliary Transformer   | Optional <sup>3</sup>                                                       |
| IMD                                       | Optional <sup>3</sup>                                                       |
| Safety Interlocking for STS               | Optional <sup>3</sup>                                                       |
| MV Surge Arrester for MV VCB              | Optional <sup>3</sup>                                                       |
| Updated to CCV or CVC RMU                 | Optional <sup>3</sup>                                                       |
| Updated to 25kA 1s RMU                    | Optional <sup>3</sup>                                                       |
| Organic Oil for LV/MV Transformer         | Optional <sup>3</sup>                                                       |
| Winding Thermometer for LV/MV Transformer | Optional <sup>3</sup>                                                       |
| General                                   |                                                                             |
| Dimensions (W x H x D)                    | 6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)                                 |
| Weight                                    | < 22 t                                                                      |
| Operating Temperature Range               | -25°C ~ 60°C <sup>4</sup> (-13°F ~ 140°F)                                   |
| Relative Humidity                         | 0% ~ 95%                                                                    |
| Max. Operating Altitude                   | 2,000 m (6,562 ft.)                                                         |
| LV & MV Room Cooling                      | Smart Cooling without Air-across for Higher Availability                    |
| Communication                             | Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B                             |
| Applicable Standards                      | IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1            |

1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.

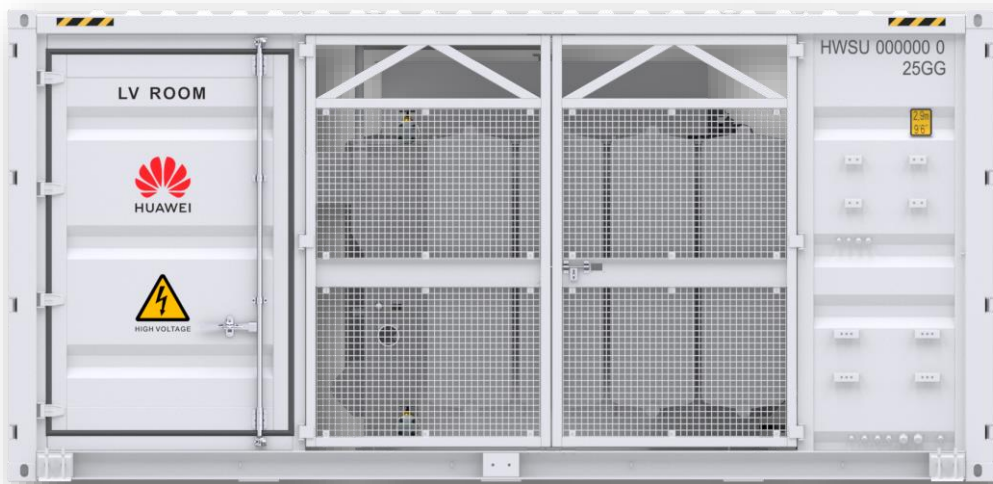
2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request

3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.

4 -When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.

# STS-3000K-H1

## Smart Transformer Station



### Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite  
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



### Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields  
Lower Self-consumption for Higher Yields



### Smart

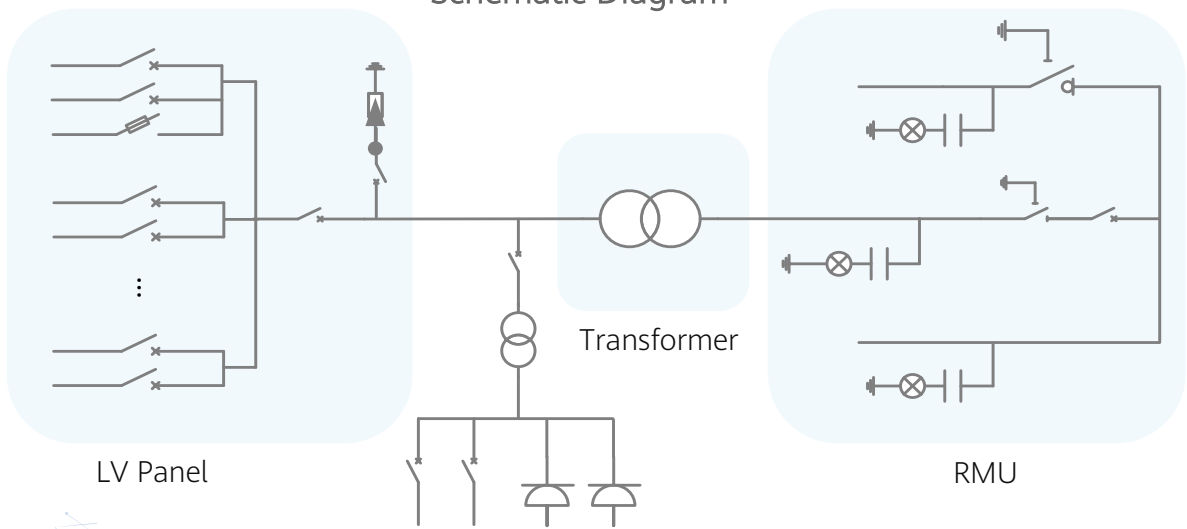
Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and RMU  
0.2% High Precision Sensor of LV Electricity Parameters  
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



### Reliable

Robust Design against Harsh Environments  
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M  
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution

### Schematic Diagram



# Technical Specifications

| Input                                     |                                                                     |
|-------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| Available Inverters / PCS                 | 16 * SUN2000-200KTL / SUN2000-215KTL; 15 * LUNA2000-200KTL          |
| AC Power                                  | 3,250 kVA @40°C / 2,960 kVA @50°C <sup>1</sup>                      |
| Rated Input Voltage                       | 800 V                                                               |
| Max. Input Current at Nominal Voltage     | 2,482.7 A                                                           |
| LV Main Switches                          | ACB (2900 A / 800 V / 3P, 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 16 pcs) |
| Output                                    |                                                                     |
| Rated Output Voltage                      | 10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV <sup>2</sup>        |
| Frequency                                 | 50 Hz                                                               |
| Transformer Type                          | Oil-immersed, Conservator Type                                      |
| Transformer Cooling Type                  | ONAN                                                                |
| Transformer Tappings                      | ± 2 x 2.5%                                                          |
| Transformer Oil Type                      | Mineral Oil (PCB Free)                                              |
| Transformer Vector Group                  | Dy11                                                                |
| Transformer Min. Peak Efficiency Index    | Tier 2, Compliance with (EU) 548/2014 Amend by (EU) 2019/1783       |
| Transformer Load Losses                   | 26.2 kW                                                             |
| Transformer No-load Losses                | 2.2 kW                                                              |
| Impedance                                 | 7% (0 ~ +10%) @3,250 kVA                                            |
| RMU Type                                  | SF <sub>6</sub> Gas Insulated, 3 Units                              |
| Auxiliary Transformer                     | Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11                                  |
| Output Voltage of Auxiliary Transformer   | 400 / 230 Vac                                                       |
| Protection                                |                                                                     |
| Transformer Monitoring & Protection       | Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz               |
| Protection Degree of MV & LV Room         | IP 54                                                               |
| Internal Arcing Fault of RMU              | IAC A 20 kA 1s                                                      |
| MV Relay Protection                       | 50/51, 50N/51N                                                      |
| LV Overvoltage Protection                 | Type I+II                                                           |
| Features                                  |                                                                     |
| 2 kVA UPS                                 | Optional <sup>3</sup>                                               |
| Updated to 50 kVA Auxiliary Transformer   | Optional <sup>3</sup>                                               |
| IMD                                       | Optional <sup>3</sup>                                               |
| Safety Interlocking for STS               | Optional <sup>3</sup>                                               |
| MV Surge Arrester for MV VCB              | Optional <sup>3</sup>                                               |
| Updated to CCV or CVC RMU                 | Optional <sup>3</sup>                                               |
| Updated to 25kA 1s RMU                    | Optional <sup>3</sup>                                               |
| Organic Oil for LV/MV Transformer         | Optional <sup>3</sup>                                               |
| Winding Thermometer for LV/MV Transformer | Optional <sup>3</sup>                                               |
| General                                   |                                                                     |
| Dimensions (W x H x D)                    | 6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)                         |
| Weight                                    | < 15 t                                                              |
| Operating Temperature Range               | -25°C ~ 60°C <sup>4</sup> (-13°F ~ 140°F)                           |
| Relative Humidity                         | 0% ~ 95%                                                            |
| Max. Operating Altitude                   | 2,000 m (6,562 ft.)                                                 |
| LV & MV Room Cooling                      | Smart Cooling without Air-across for Higher Availability            |
| Communication                             | Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B                     |
| Applicable Standards                      | IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1    |

1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.

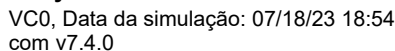
2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request

3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.

4 -When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.

V

## **ESQUEMA UNIFILAR DA REDE**



09/18/23

**VIABILIDADE TÉCNICA-RELATÓRIO DA  
CENTRAL (CENÁRIO IDEAL)**



## PVsyst V7.4.2

VC0, Data da simulação: 07/18/23 18:54  
com v7.4.0

## Resumo do projeto

## Localização geográfica

Quinta da Cruz

Portugal

## Localização

Latitude 40.03 °N

Longitude -8.62 °W

Altitude 46 m

Fuso horário UTC

## Parâmetros projeto

Albedo 0.20

## Dados meteorológicos

Quinta da Cruz

Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic

## Resumo do sistema

## Sistema acoplado à rede

## Orientação do plano dos módulos

Plano fixo

Inclinação/Azimute 35 / 0 °

## Informação do sistema

## Grupo FV

Nr. de módulos

29848 unidades

Pnom total

17.37 MWp

## Sem desenho 3D de sombras, sem sombras

## Sombras próximas

Sem sombras

## Exigências do consumidor

Carga ilimitada (rede)

## Inversores

Número de unidades

72 unidades

Pnom total

14.40 MWca

Rácio Pnom

1.207

## Resumo dos resultados

Energia produzida 29403117 kWh/ano

Produção específica

1692 kWh/kWp/ano

Índice de perf. PR

90.07 %

## Índice

|                                                                   |    |
|-------------------------------------------------------------------|----|
| Resumo do projeto e dos resultados                                | 2  |
| Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema | 3  |
| Resultados principais                                             | 8  |
| Diagrama de perdas                                                | 9  |
| Gráficos predefinidos                                             | 10 |
| Diagrama unifilar                                                 | 12 |



## PVsyst V7.4.2

VC0, Data da simulação: 07/18/23 18:54  
com v7.4.0

## Parâmetros gerais

## Sistema acoplado à rede

## Orientação do plano dos módulos

## Orientação

Plano fixo

Inclinação/Azimute 35 / 0 °

## Horizonte

Sem horizonte

## Sem desenho 3D de sombras, sem sombras

## Configuração dos sheds

Não há um desenho 3D definido

## Sombras próximas

Sem sombras

## Modelos utilizados

Transposição Perez

Difuso Perez, Meteonorm

Cicumsolar separado

## Exigências do consumidor

Carga ilimitada (rede)

## Características do grupo FV

## Módulo FV

Fabricante

Generic

Modelo

Q.Peak-Duo-XL-G11.3-580

(Parâmetros definidos pelo utilizador)

Potência unitária

580 Wp

Número de módulos FV

17264 unidades

Nominal (STC)

10.01 MWp

## Grupo #1 - Zona 1.Ideal

Número de módulos FV

13702 unidades

Nominal (STC)

7947 kWp

Módulos

527 Strings x 26 Em série

## Em condições de func. (50°C)

Pmpp

7271 kWp

Ump

1065 V

I mpp

6829 A

## Grupo #4 - Zona 3.2.Ideal

Número de módulos FV

1560 unidades

Nominal (STC)

905 kWp

Módulos

60 Strings x 26 Em série

## Em condições de func. (50°C)

Pmpp

828 kWp

Ump

1065 V

I mpp

777 A

## Grupo #5 - Zona 3.3.Ideal

Número de módulos FV

1664 unidades

Nominal (STC)

965 kWp

Módulos

64 Strings x 26 Em série

## Em condições de func. (50°C)

Pmpp

883 kWp

Ump

1065 V

I mpp

829 A

## Grupo #10 - Zona 3.5.Ideal

Número de módulos FV

52 unidades

Nominal (STC)

30.2 kWp

Módulos

2 Strings x 26 Em série

## Em condições de func. (50°C)

Pmpp

27.59 kWp

Ump

1065 V

I mpp

26 A

## Inversor

Fabricante

Generic

Modelo

SUN2000-215KTL-H0

(Parâmetros definidos pelo utilizador)

Potência unitária

200 kWca

Número de inversores

39.8 unidades

Potência total

7962 kWca

Número de inversores

31 unidades

Potência total

6200 kWca

Tensão de funcionamento

500-1500 V

Potência máx. (=&gt;25°C)

215 kWca

Rácio Pnom (DC:AC)

1.28

Partilha de potência neste inversor

Número de inversores

4 unidades

Potência total

800 kWca

Tensão de funcionamento

500-1500 V

Potência máx. (=&gt;25°C)

215 kWca

Rácio Pnom (DC:AC)

1.13

Partilha de potência neste inversor

Número de inversores

4 unidades

Potência total

800 kWca

Tensão de funcionamento

500-1500 V

Potência máx. (=&gt;25°C)

215 kWca

Rácio Pnom (DC:AC)

1.21

Partilha de potência neste inversor

Número de inversores

1 \* MPPT 12% 0.1 unidade

Potência total

24.9 kWca

Tensão de funcionamento

500-1500 V

Potência máx. (=&gt;25°C)

215 kWca

Rácio Pnom (DC:AC)

1.21



## PVsyst V7.4.2

VC0, Data da simulação: 07/18/23 18:54  
com v7.4.0

## Características do grupo FV

**Grupo #11 - Zona 3.5.Ideal**

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 12% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.2 kWp                | Potência total          | 24.9 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.59 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1065 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |

**Grupo #12 - Zona 3.5.Ideal**

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 12% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.2 kWp                | Potência total          | 24.9 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.59 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1065 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |

**Grupo #13 - Zona 3.5.Ideal**

|                                     |                        |                         |                         |
|-------------------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Número de módulos FV                | 26 unidades            | Número de inversores    | 1 * MPPT 6% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 15.08 kWp              | Potência total          | 12.4 kWca               |
| Módulos                             | 1 String x 26 Em série |                         |                         |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                        | Tensão de funcionamento | 500-1500 V              |
| Pmpp                                | 13.80 kWp              | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                |
| Ump                                 | 1065 V                 | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                    |
| I mpp                               | 13 A                   |                         |                         |

**Grupo #14 - Zona 3.5.Ideal**

|                                     |                        |                         |                         |
|-------------------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Número de módulos FV                | 26 unidades            | Número de inversores    | 1 * MPPT 6% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 15.08 kWp              | Potência total          | 12.4 kWca               |
| Módulos                             | 1 String x 26 Em série |                         |                         |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                        | Tensão de funcionamento | 500-1500 V              |
| Pmpp                                | 13.80 kWp              | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                |
| Ump                                 | 1065 V                 | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                    |
| I mpp                               | 13 A                   |                         |                         |

**Grupo #21 - Zona 3.7.Ideal**

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 12% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.2 kWp                | Potência total          | 24.9 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.59 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1065 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |

**Grupo #22 - Zona 3.7.Ideal**

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 12% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.2 kWp                | Potência total          | 24.9 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.59 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1065 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |



## PVsyst V7.4.2

VC0, Data da simulação: 07/18/23 18:54  
com v7.4.0

## Características do grupo FV

## Grupo #23 - Zona 3.7.Ideal

Número de módulos FV 26 unidades  
Nominal (STC) 15.08 kWp  
Módulos 1 String x 26 Em série

## Em condições de func. (50°C)

Pmpp 13.80 kWp  
Umpp 1065 V  
I mpp 13 A

Número de inversores 1 \* MPPT 6% 0.1 unidade  
Potência total 12.4 kWca

Tensão de funcionamento 500-1500 V  
Potência máx. (=>25°C) 215 kWca  
Rácio Pnom (DC:AC) 1.21

## Módulo FV

Fabricante Generic  
Modelo Q.Peak-Duo-XL-G11.3-585  
(Parâmetros definidos pelo utilizador)

Potência unitária 585 Wp  
Número de módulos FV 12584 unidades  
Nominal (STC) 7362 kWp

## Grupo #2 - Zona 2.Ideal

Número de módulos FV 3900 unidades  
Nominal (STC) 2282 kWp  
Módulos 150 Strings x 26 Em série

## Em condições de func. (50°C)

Pmpp 2089 kWp  
Umpp 1075 V  
I mpp 1942 A

## Inversor

Fabricante Generic  
Modelo SUN2000-215KTL-H0  
(Parâmetros definidos pelo utilizador)

Potência unitária 200 kWca  
Número de inversores 32.2 unidades  
Potência total 6438 kWca

Número de inversores 10 unidades  
Potência total 2000 kWca

Tensão de funcionamento 500-1500 V  
Potência máx. (=>25°C) 215 kWca  
Rácio Pnom (DC:AC) 1.14  
Partilha de potência neste inversor

## Grupo #3 - Zona 3.1.Ideal

Número de módulos FV 8190 unidades  
Nominal (STC) 4791 kWp  
Módulos 315 Strings x 26 Em série

## Em condições de func. (50°C)

Pmpp 4386 kWp  
Umpp 1075 V  
I mpp 4078 A

Número de inversores 21 unidades  
Potência total 4200 kWca

Tensão de funcionamento 500-1500 V  
Potência máx. (=>25°C) 215 kWca  
Rácio Pnom (DC:AC) 1.14  
Partilha de potência neste inversor

## Grupo #6 - Zona 3.4.Ideal

Número de módulos FV 52 unidades  
Nominal (STC) 30.4 kWp  
Módulos 2 Strings x 26 Em série

## Em condições de func. (50°C)

Pmpp 27.85 kWp  
Umpp 1075 V  
I mpp 26 A

Número de inversores 1 \* MPPT 13% 0.1 unidade  
Potência total 25.1 kWca

Tensão de funcionamento 500-1500 V  
Potência máx. (=>25°C) 215 kWca  
Rácio Pnom (DC:AC) 1.21

## Grupo #7 - Zona 3.4.Ideal

Número de módulos FV 52 unidades  
Nominal (STC) 30.4 kWp  
Módulos 2 Strings x 26 Em série

## Em condições de func. (50°C)

Pmpp 27.85 kWp  
Umpp 1075 V  
I mpp 26 A

Número de inversores 1 \* MPPT 13% 0.1 unidade  
Potência total 25.1 kWca

Tensão de funcionamento 500-1500 V  
Potência máx. (=>25°C) 215 kWca  
Rácio Pnom (DC:AC) 1.21



## PVsyst V7.4.2

VC0, Data da simulação: 07/18/23 18:54  
com v7.4.0

## Características do grupo FV

## Grupo #8 - Zona 3.4.Ideal

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Umpp                                | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #9 - Zona 3.4.Ideal

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Umpp                                | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #15 - Zona 3.6.Ideal

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Umpp                                | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #16 - Zona 3.6.Ideal

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Umpp                                | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #17 - Zona 3.6.Ideal

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Umpp                                | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #18 - Zona 3.6.Ideal

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Umpp                                | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |



## PVsyst V7.4.2

VC0, Data da simulação: 07/18/23 18:54  
com v7.4.0

## Características do grupo FV

## Grupo #19 - Zona 3.6.Ideal

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (>=25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #20 - Zona 3.6.Ideal

|                                     |                        |                         |                         |
|-------------------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Número de módulos FV                | 26 unidades            | Número de inversores    | 1 * MPPT 6% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 15.21 kWp              | Potência total          | 12.5 kWca               |
| Módulos                             | 1 String x 26 Em série |                         |                         |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                        | Tensão de funcionamento | 500-1500 V              |
| Pmpp                                | 13.92 kWp              | Potência máx. (>=25°C)  | 215 kWca                |
| Ump                                 | 1075 V                 | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                    |
| I mpp                               | 13 A                   |                         |                         |

## Potência FV total

|                    |               |
|--------------------|---------------|
| Nominal (STC)      | 17375 kWp     |
| Total              | 29848 módulos |
| Superfície módulos | 81776 m²      |

## Potência total inversor

|                               |             |
|-------------------------------|-------------|
| Potência total                | 14400 kWca  |
| Número de inversores          | 72 unidades |
| Rácio Pnom                    | 1.21        |
| Partilha de potência definida |             |

## Perdas do grupo

## Fator de perdas térm.

|                                           |               |
|-------------------------------------------|---------------|
| Temperatura módulos em função irradiância |               |
| Uc (const.)                               | 20.0 W/m²K    |
| Uv (vento)                                | 0.0 W/m²K/m/s |

## Perdas de cablagem DC

|                       |              |
|-----------------------|--------------|
| Res. global do grupo  | 0.000 mΩ     |
| Res. global dos cabos | 0.000 mΩ     |
| Fração perdas         | 0.0 % em STC |

## Perdas de qualidade dos módulos

|               |       |
|---------------|-------|
| Fração perdas | 0.0 % |
|---------------|-------|

## Perdas dos módulos com mismatch

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 0.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Fator de perda IAM

Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290

| 0°    | 30°   | 50°   | 60°   | 70°   | 75°   | 80°   | 85°   | 90°   |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1.000 | 0.999 | 0.987 | 0.962 | 0.892 | 0.816 | 0.681 | 0.440 | 0.000 |



## PVsyst V7.4.2

VC0, Data da simulação: 07/18/23 18:54  
com v7.4.0

## Resultados principais

## Produção do sistema

Energia produzida 29403117 kWh/ano

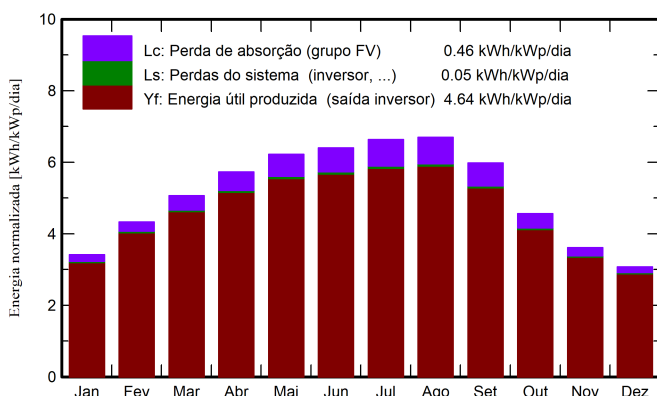
Produção específica

1692 kWh/kWp/ano

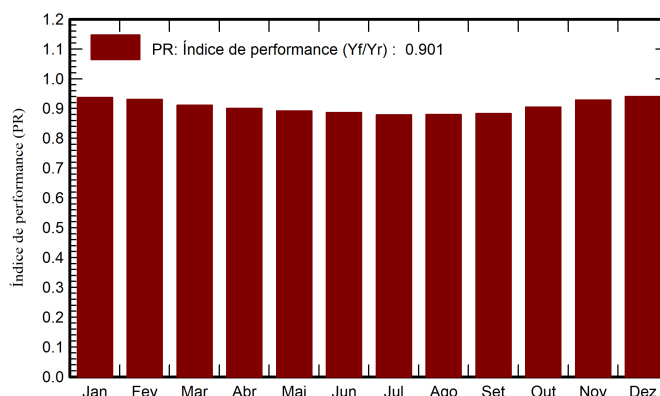
Índice de perf. PR

90.07 %

## Produções normalizadas (por kWp instalado)



## Índice de performance (PR)



## Balanços e resultados principais

|           | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEff<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>kWh | E_Grid<br>kWh | PR<br>rácio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| Janeiro   | 61.7                          | 24.82                         | 9.68        | 105.9                         | 104.4                         | 1743105       | 1723394       | 0.937       |
| Fevereiro | 82.5                          | 35.03                         | 10.29       | 121.3                         | 119.4                         | 1982363       | 1960463       | 0.930       |
| Março     | 126.6                         | 53.20                         | 12.74       | 157.1                         | 154.2                         | 2516807       | 2488508       | 0.912       |
| Abril     | 158.6                         | 62.31                         | 14.09       | 172.0                         | 168.3                         | 2719378       | 2689329       | 0.900       |
| Maio      | 201.1                         | 74.83                         | 16.63       | 192.9                         | 188.1                         | 3021391       | 2987560       | 0.891       |
| Junho     | 209.1                         | 77.44                         | 18.90       | 192.1                         | 187.1                         | 2992079       | 2957483       | 0.886       |
| Julho     | 219.4                         | 73.76                         | 20.40       | 205.8                         | 200.6                         | 3178565       | 3142824       | 0.879       |
| Agosto    | 198.6                         | 69.89                         | 20.77       | 207.6                         | 203.1                         | 3209209       | 3174612       | 0.880       |
| Setembro  | 150.1                         | 52.21                         | 19.38       | 179.5                         | 176.1                         | 2786274       | 2755352       | 0.884       |
| Outubro   | 103.7                         | 46.79                         | 17.28       | 141.3                         | 138.9                         | 2246159       | 2221008       | 0.905       |
| Novembro  | 66.9                          | 29.16                         | 12.42       | 108.3                         | 106.8                         | 1766493       | 1746747       | 0.928       |
| Dezembro  | 54.2                          | 26.05                         | 10.63       | 95.2                          | 93.7                          | 1574125       | 1555839       | 0.941       |
| Ano       | 1632.6                        | 625.49                        | 15.30       | 1878.9                        | 1840.6                        | 29735949      | 29403117      | 0.901       |

## Legendas

GlobHor Irradiação horizontal total  
DiffHor Irradiação difusa horizontal  
T\_Amb Temperatura ambiente  
GlobInc Incidência global no plano dos sensores  
GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

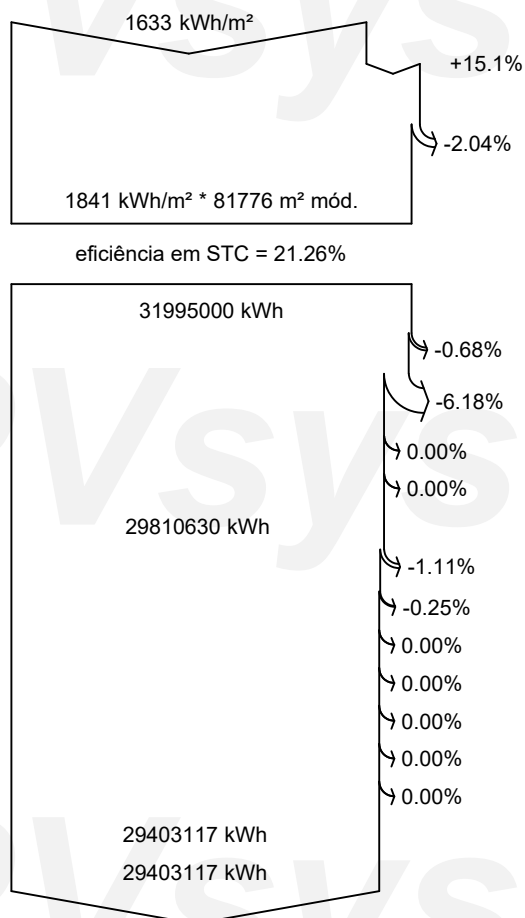
EArray Energia efetiva à saída do grupo  
E\_Grid Energia injetada na rede  
PR Índice de performance



**PVsyst V7.4.2**

VC0, Data da simulação: 07/18/23 18:54  
com v7.4.0

**Diagrama de perdas**



**Irradiação horizontal total**

**Incidência global no plano dos sensores**

Fator de IAM no global

**Irradiância efetiva nos sensores**

Conversão FV

**Energia nominal do grupo (de acordo com eficiência STC)**

Perdas devido ao nível de irradiação

Perdas devido à temperatura do grupo

Perdas do grupo devidas a mismatch

Perdas ôhmicas da cablagem

**Energia virtual do grupo no MPP**

Perdas inversor funcionamento (eficiência)

Perdas inversor, acima potência nominal

Perda inversor, limite de corrente

Perdas inversor, acima tensão nominal

Perdas inversor, limite de potência

Perdas inversor, limite de tensão

Consumo noturno

**Energia disponível à saída do inversor**

**Energia injetada na rede**

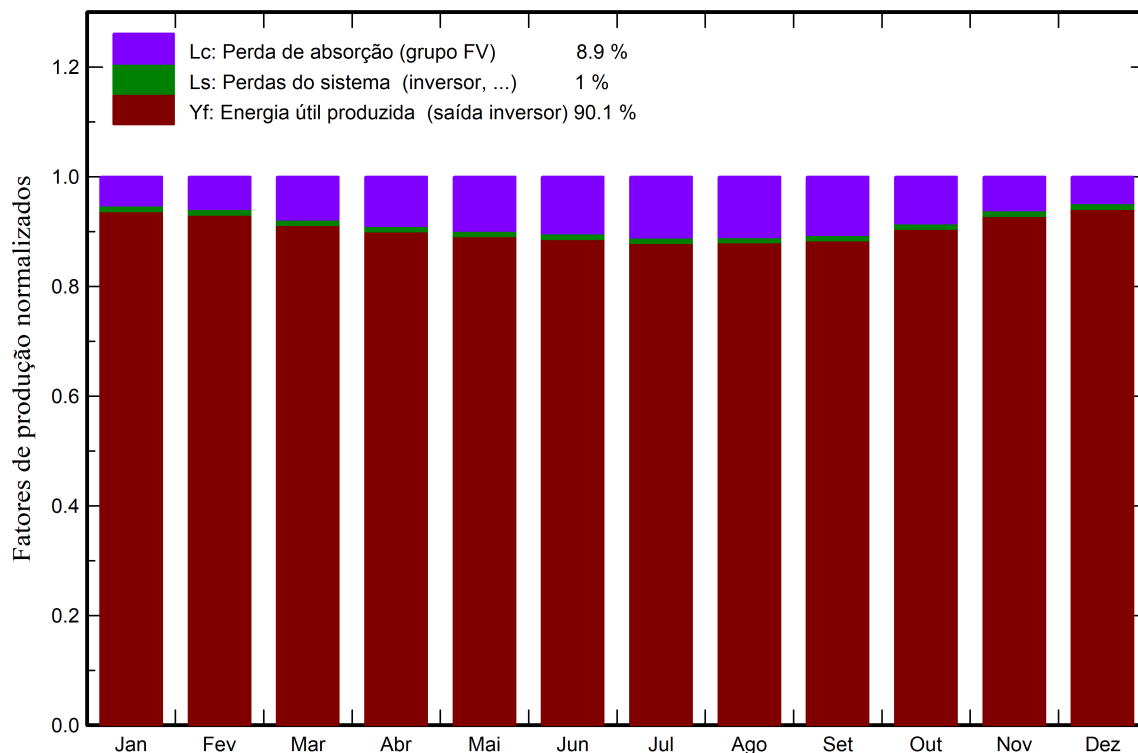


## PVsyst V7.4.2

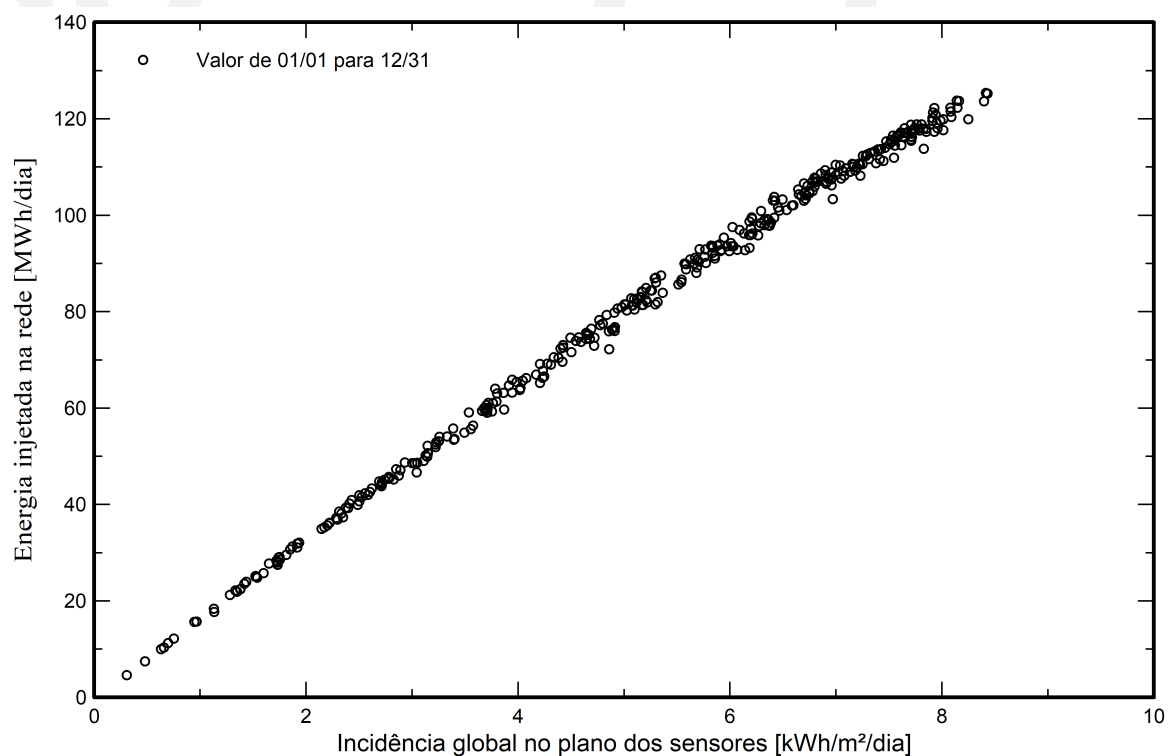
VC0, Data da simulação: 07/18/23 18:54  
com v7.4.0

## Gráficos predefinidos

## Fatores de produção e de perdas normalizados



## Diagrama de entrada / saída diário



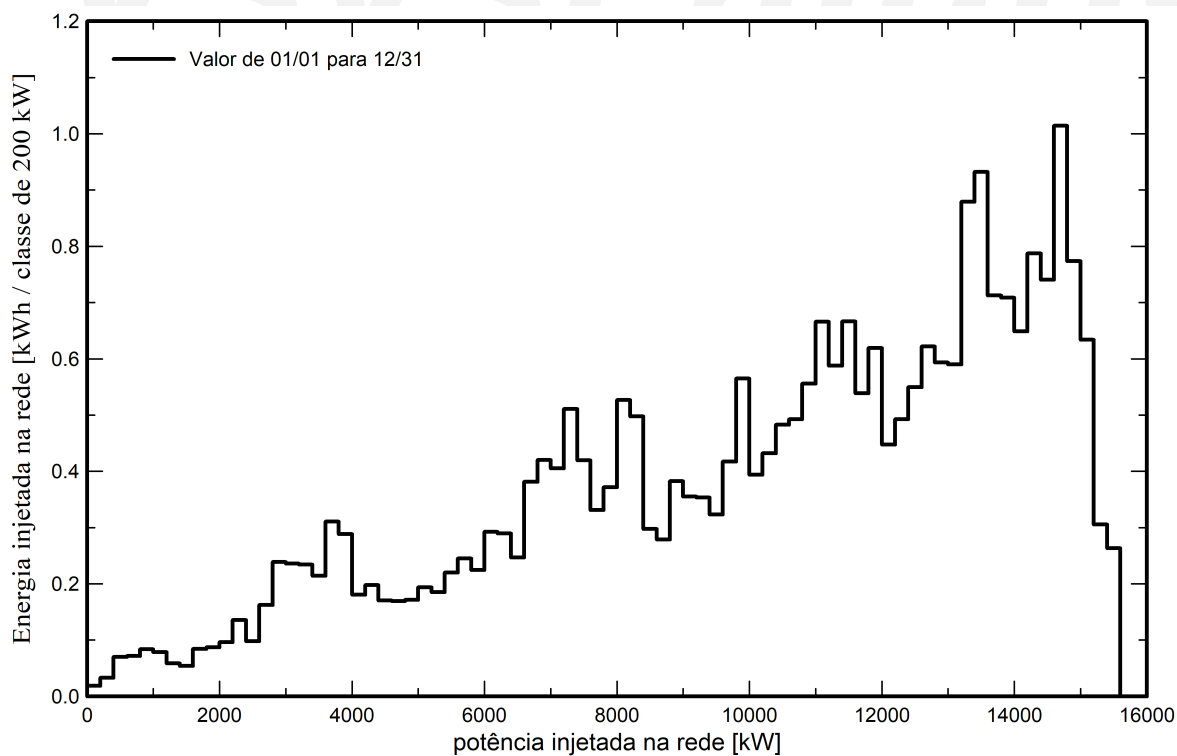


**PVsyst V7.4.2**

VC0, Data da simulação: 07/18/23 18:54  
com v7.4.0

**Gráficos predefinidos**

**System Output Power Distribution**



**VIABILIDADE TÉCNICA-RELATÓRIO DA  
CENTRAL (CENÁRIO REAL)**



## PVsyst V7.4.2

VC3, Data da simulação: 07/21/23 18:38  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

## Resumo do projeto

## Localização geográfica

Quinta da Cruz

Portugal

## Localização

Latitude 40.03 °N

Longitude -8.62 °W

Altitude 46 m

Fuso horário UTC

## Parâmetros projeto

Albedo 0.20

## Dados meteorológicos

Quinta da Cruz

Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic

## Resumo do sistema

## Sistema acoplado à rede

## Orientação do plano dos módulos

Planos fixos 2 orientações

Inclin/azimutes 20 / 0 °

20 / 22 °

## Informação do sistema

## Grupo FV

Nr. de módulos

29848 unidades

Pnom total

17.37 MWp

## Sem desenho 3D de sombras, sem sombras

## Sombras próximas

Sem sombras

## Exigências do consumidor

Carga ilimitada (rede)

## Inversores

Número de unidades

72 unidades

Pnom total

14.40 MWca

Rácio Pnom

1.207

## Resumo dos resultados

Energia produzida 26647929 kWh/ano

Produção específica

1534 kWh/kWp/ano

Índice de perf. PR

83.74 %

## Índice

|                                                                   |    |
|-------------------------------------------------------------------|----|
| Resumo do projeto e dos resultados                                | 1  |
| Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema | 2  |
| Resultados principais                                             | 10 |
| Diagrama de perdas                                                | 11 |
| Gráficos predefinidos                                             | 12 |



## PVsyst V7.4.2

VC3, Data da simulação: 07/21/23 18:38  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

## Parâmetros gerais

## Sistema acoplado à rede

## Orientação do plano dos módulos

## Orientação

Planos fixos 2 orientações  
Inclin/azimutes 20 / 0 °  
20 / 22 °

## Horizonte

Sem horizonte

## Sem desenho 3D de sombras, sem sombras

## Configuração dos sheds

Não há um desenho 3D definido

## Modelos utilizados

Transposição Perez  
Difuso Perez, Meteonorm  
Cicumsolar separado

## Sombras próximas

Sem sombras

## Exigências do consumidor

Carga ilimitada (rede)

## Características do grupo FV

## Módulo FV

Fabricante Generic  
Modelo Q.Peak-Duo-XL-G11.3-580  
(Parâmetros definidos pelo utilizador)  
Potência unitária 580 Wp  
Número de módulos FV 17264 unidades  
Nominal (STC) 10.01 MWp

## Inversor

Fabricante Generic  
Modelo SUN2000-215KTL-H0  
(Parâmetros definidos pelo utilizador)  
Potência unitária 200 kWca  
Número de inversores 39.8 unidades  
Potência total 7962 kWca

## Grupo #1 - Zona 1.Real

Orientação #1  
Inclinação/Azimute 20/0 °  
Número de módulos FV 13702 unidades  
Nominal (STC) 7947 kWp  
Módulos 527 Strings x 26 Em série

## Em condições de func. (50°C)

Pmpp 7271 kWp  
Ump 1065 V  
I mpp 6829 A

Número de inversores 31 unidades  
Potência total 6200 kWca

Tensão de funcionamento 500-1500 V  
Potência máx. (=>25°C) 215 kWca  
Rácio Pnom (DC:AC) 1.28  
Partilha de potência neste inversor

## Grupo #4 - Zona 3.2.Real

Orientação #2  
Inclinação/Azimute 20/22 °  
Número de módulos FV 1560 unidades  
Nominal (STC) 905 kWp  
Módulos 60 Strings x 26 Em série

## Em condições de func. (50°C)

Pmpp 828 kWp  
Ump 1065 V  
I mpp 777 A

Número de inversores 4 unidades  
Potência total 800 kWca

Tensão de funcionamento 500-1500 V  
Potência máx. (=>25°C) 215 kWca  
Rácio Pnom (DC:AC) 1.13  
Partilha de potência neste inversor

## Grupo #5 - Zona 3.3.Real

Orientação #2  
Inclinação/Azimute 20/22 °  
Número de módulos FV 1664 unidades  
Nominal (STC) 965 kWp  
Módulos 64 Strings x 26 Em série

## Em condições de func. (50°C)

Pmpp 883 kWp  
Ump 1065 V  
I mpp 829 A

Número de inversores 4 unidades  
Potência total 800 kWca

Tensão de funcionamento 500-1500 V  
Potência máx. (=>25°C) 215 kWca  
Rácio Pnom (DC:AC) 1.21  
Partilha de potência neste inversor



## PVsyst V7.4.2

VC3, Data da simulação: 07/21/23 18:38  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

## Características do grupo FV

## Grupo #10 - Zona 3.5.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 12% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.2 kWp                | Potência total          | 24.9 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.59 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1065 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mp                                | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #11 - Zona 3.5.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 12% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.2 kWp                | Potência total          | 24.9 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.59 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1065 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mp                                | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #12 - Zona 3.5.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 12% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.2 kWp                | Potência total          | 24.9 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.59 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1065 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mp                                | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #13 - Zona 3.5.Real

|                                     |                        |                         |                         |
|-------------------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Orientação                          | #2                     |                         |                         |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                |                         |                         |
| Número de módulos FV                | 26 unidades            | Número de inversores    | 1 * MPPT 6% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 15.08 kWp              | Potência total          | 12.4 kWca               |
| Módulos                             | 1 String x 26 Em série |                         |                         |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                        | Tensão de funcionamento | 500-1500 V              |
| Pmpp                                | 13.80 kWp              | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                |
| Ump                                 | 1065 V                 | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                    |
| I mp                                | 13 A                   |                         |                         |

## Grupo #14 - Zona 3.5.Real

|                                     |                        |                         |                         |
|-------------------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Orientação                          | #2                     |                         |                         |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                |                         |                         |
| Número de módulos FV                | 26 unidades            | Número de inversores    | 1 * MPPT 6% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 15.08 kWp              | Potência total          | 12.4 kWca               |
| Módulos                             | 1 String x 26 Em série |                         |                         |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                        | Tensão de funcionamento | 500-1500 V              |
| Pmpp                                | 13.80 kWp              | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                |
| Ump                                 | 1065 V                 | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                    |
| I mp                                | 13 A                   |                         |                         |



## PVsyst V7.4.2

VC3, Data da simulação: 07/21/23 18:38  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

## Características do grupo FV

## Grupo #21 - Zona 3.7.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 12% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.2 kWp                | Potência total          | 24.9 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.59 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1065 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mp                                | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #22 - Zona 3.7.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 12% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.2 kWp                | Potência total          | 24.9 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.59 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1065 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mp                                | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #23 - Zona 3.7.Real

|                                     |                        |                         |                         |
|-------------------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Orientação                          | #2                     |                         |                         |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                |                         |                         |
| Número de módulos FV                | 26 unidades            | Número de inversores    | 1 * MPPT 6% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 15.08 kWp              | Potência total          | 12.4 kWca               |
| Módulos                             | 1 String x 26 Em série |                         |                         |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                        | Tensão de funcionamento | 500-1500 V              |
| Pmpp                                | 13.80 kWp              | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                |
| Ump                                 | 1065 V                 | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                    |
| I mp                                | 13 A                   |                         |                         |

## Módulo FV

|                                        |                         |
|----------------------------------------|-------------------------|
| Fabricante                             | Generic                 |
| Modelo                                 | Q.Peak-Duo-XL-G11.3-585 |
| (Parâmetros definidos pelo utilizador) |                         |
| Potência unitária                      | 585 Wp                  |
| Número de módulos FV                   | 12584 unidades          |
| Nominal (STC)                          | 7362 kWp                |

## Inversor

|                                        |                   |
|----------------------------------------|-------------------|
| Fabricante                             | Generic           |
| Modelo                                 | SUN2000-215KTL-H0 |
| (Parâmetros definidos pelo utilizador) |                   |
| Potência unitária                      | 200 kWca          |
| Número de inversores                   | 32.2 unidades     |
| Potência total                         | 6438 kWca         |

## Grupo #2 - Zona 2.Real

|                                     |                           |                                     |             |
|-------------------------------------|---------------------------|-------------------------------------|-------------|
| Orientação                          | #1                        |                                     |             |
| Inclinação/Azimute                  | 20/0 °                    |                                     |             |
| Número de módulos FV                | 3900 unidades             | Número de inversores                | 10 unidades |
| Nominal (STC)                       | 2282 kWp                  | Potência total                      | 2000 kWca   |
| Módulos                             | 150 Strings x 26 Em série |                                     |             |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                           | Tensão de funcionamento             | 500-1500 V  |
| Pmpp                                | 2089 kWp                  | Potência máx. (=>25°C)              | 215 kWca    |
| Ump                                 | 1075 V                    | Rácio Pnom (DC:AC)                  | 1.14        |
| I mp                                | 1942 A                    | Partilha de potência neste inversor |             |



## PVsyst V7.4.2

VC3, Data da simulação: 07/21/23 18:38  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

## Características do grupo FV

## Grupo #3 - Zona 3.1.Real

|                                     |                           |                                     |             |
|-------------------------------------|---------------------------|-------------------------------------|-------------|
| Orientação                          | #2                        |                                     |             |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                   |                                     |             |
| Número de módulos FV                | 8190 unidades             | Número de inversores                | 21 unidades |
| Nominal (STC)                       | 4791 kWp                  | Potência total                      | 4200 kWca   |
| Módulos                             | 315 Strings x 26 Em série |                                     |             |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                           | Tensão de funcionamento             | 500-1500 V  |
| Pmpp                                | 4386 kWp                  | Potência máx. (=>25°C)              | 215 kWca    |
| Ump                                 | 1075 V                    | Rácio Pnom (DC:AC)                  | 1.14        |
| I mpp                               | 4078 A                    | Partilha de potência neste inversor |             |

## Grupo #6 - Zona 3.4.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #7 - Zona 3.4.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #8 - Zona 3.4.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #9 - Zona 3.4.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mpp                               | 26 A                    |                         |                          |



## PVsyst V7.4.2

VC3, Data da simulação: 07/21/23 18:38  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

## Características do grupo FV

## Grupo #15 - Zona 3.6.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mp                                | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #16 - Zona 3.6.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mp                                | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #17 - Zona 3.6.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mp                                | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #18 - Zona 3.6.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mp                                | 26 A                    |                         |                          |

## Grupo #19 - Zona 3.6.Real

|                                     |                         |                         |                          |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Orientação                          | #2                      |                         |                          |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                 |                         |                          |
| Número de módulos FV                | 52 unidades             | Número de inversores    | 1 * MPPT 13% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 30.4 kWp                | Potência total          | 25.1 kWca                |
| Módulos                             | 2 Strings x 26 Em série |                         |                          |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                         | Tensão de funcionamento | 500-1500 V               |
| Pmpp                                | 27.85 kWp               | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                 |
| Ump                                 | 1075 V                  | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                     |
| I mp                                | 26 A                    |                         |                          |



## PVsyst V7.4.2

VC3, Data da simulação: 07/21/23 18:38  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

## Características do grupo FV

## Grupo #20 - Zona 3.6.Real

|                                     |                        |                         |                         |
|-------------------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Orientação                          | #2                     |                         |                         |
| Inclinação/Azimute                  | 20/22 °                |                         |                         |
| Número de módulos FV                | 26 unidades            | Número de inversores    | 1 * MPPT 6% 0.1 unidade |
| Nominal (STC)                       | 15.21 kWp              | Potência total          | 12.5 kWca               |
| Módulos                             | 1 String x 26 Em série |                         |                         |
| <b>Em condições de func. (50°C)</b> |                        | Tensão de funcionamento | 500-1500 V              |
| Pmpp                                | 13.92 kWp              | Potência máx. (=>25°C)  | 215 kWca                |
| Ump                                 | 1075 V                 | Rácio Pnom (DC:AC)      | 1.21                    |
| I mpp                               | 13 A                   |                         |                         |

## Potência FV total

|                    |               |
|--------------------|---------------|
| Nominal (STC)      | 17375 kWp     |
| Total              | 29848 módulos |
| Superfície módulos | 81776 m²      |

## Potência total inversor

|                               |             |
|-------------------------------|-------------|
| Potência total                | 14400 kWca  |
| Número de inversores          | 72 unidades |
| Rácio Pnom                    | 1.21        |
| Partilha de potência definida |             |

## Perdas do grupo

## Perdas sujidade grupo

|               |       |
|---------------|-------|
| Fração perdas | 3.0 % |
|---------------|-------|

## Fator de perdas térm.

|                                           |               |
|-------------------------------------------|---------------|
| Temperatura módulos em função irradiância |               |
| Uc (const.)                               | 20.0 W/m²K    |
| Uv (vento)                                | 0.0 W/m²K/m/s |

## LID - "Light Induced Degradation"

|               |       |
|---------------|-------|
| Fração perdas | 2.0 % |
|---------------|-------|

## Perdas de qualidade dos módulos

|               |        |
|---------------|--------|
| Fração perdas | -0.8 % |
|---------------|--------|

## Perdas dos módulos com mismatch

## Grupo #1 - Zona 1.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Grupo #2 - Zona 2.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Grupo #3 - Zona 3.1.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Grupo #4 - Zona 3.2.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Grupo #5 - Zona 3.3.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Grupo #6 - Zona 3.4.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Grupo #7 - Zona 3.4.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Grupo #8 - Zona 3.4.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Grupo #9 - Zona 3.4.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Grupo #10 - Zona 3.5.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Grupo #11 - Zona 3.5.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Grupo #12 - Zona 3.5.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Grupo #13 - Zona 3.5.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|

## Grupo #14 - Zona 3.5.Real

|               |              |
|---------------|--------------|
| Fração perdas | 2.0 % no MPP |
|---------------|--------------|



## PVsyst V7.4.2

VC3, Data da simulação: 07/21/23 18:38  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

## Perdas do grupo

## Perdas dos módulos com mismatch

## Grupo #15 - Zona 3.6.Real

Fração perdas 2.0 % no MPP

## Grupo #16 - Zona 3.6.Real

Fração perdas 2.0 % no MPP

## Grupo #17 - Zona 3.6.Real

Fração perdas 2.0 % no MPP

## Grupo #18 - Zona 3.6.Real

Fração perdas 2.0 % no MPP

## Grupo #19 - Zona 3.6.Real

Fração perdas 2.0 % no MPP

## Grupo #20 - Zona 3.6.Real

Fração perdas 2.0 % no MPP

## Grupo #21 - Zona 3.7.Real

Fração perdas 2.0 % no MPP

## Grupo #22 - Zona 3.7.Real

Fração perdas 2.0 % no MPP

## Grupo #23 - Zona 3.7.Real

Fração perdas 2.0 % no MPP

## Fator de perda IAM

Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290

| 0°    | 30°   | 50°   | 60°   | 70°   | 75°   | 80°   | 85°   | 90°   |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1.000 | 0.999 | 0.987 | 0.962 | 0.892 | 0.816 | 0.681 | 0.440 | 0.000 |

## Perdas de cablagem DC

Res. global dos cabos 1.2 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #1 - Zona 1.Real

Res. global do grupo 2.6 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #3 - Zona 3.1.Real

Res. global do grupo 4.3 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #5 - Zona 3.3.Real

Res. global do grupo 21 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #7 - Zona 3.4.Real

Res. global do grupo 684 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #9 - Zona 3.4.Real

Res. global do grupo 684 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #11 - Zona 3.5.Real

Res. global do grupo 679 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #13 - Zona 3.5.Real

Res. global do grupo 1357 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #15 - Zona 3.6.Real

Res. global do grupo 684 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #2 - Zona 2.Real

Res. global do grupo 9.1 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #4 - Zona 3.2.Real

Res. global do grupo 23 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #6 - Zona 3.4.Real

Res. global do grupo 684 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #8 - Zona 3.4.Real

Res. global do grupo 684 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #10 - Zona 3.5.Real

Res. global do grupo 679 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #12 - Zona 3.5.Real

Res. global do grupo 679 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #14 - Zona 3.5.Real

Res. global do grupo 1357 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC

## Grupo #16 - Zona 3.6.Real

Res. global do grupo 684 mΩ

Fração perdas 1.5 % em STC



## PVsyst V7.4.2

VC3, Data da simulação: 07/21/23 18:38  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

## Perdas de cablagem DC

**Grupo #17 - Zona 3.6.Real**Res. global do grupo 684 mΩ  
Fração perdas 1.5 % em STC**Grupo #19 - Zona 3.6.Real**Res. global do grupo 684 mΩ  
Fração perdas 1.5 % em STC**Grupo #21 - Zona 3.7.Real**Res. global do grupo 679 mΩ  
Fração perdas 1.5 % em STC**Grupo #23 - Zona 3.7.Real**Res. global do grupo 1357 mΩ  
Fração perdas 1.5 % em STC**Grupo #18 - Zona 3.6.Real**Res. global do grupo 684 mΩ  
Fração perdas 1.5 % em STC**Grupo #20 - Zona 3.6.Real**Res. global do grupo 1369 mΩ  
Fração perdas 1.5 % em STC**Grupo #22 - Zona 3.7.Real**Res. global do grupo 679 mΩ  
Fração perdas 1.5 % em STC

## Perdas de cablagem CA

**Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção**Tensão inversor 230 Vac tri  
Fração perdas 0.00 % em STC**Inversor: SUN2000-215KTL-H0**Secção cabos (31 Inv.) Cobre 31 x 3 x 500 mm<sup>2</sup>  
Comprimento médio dos cabos 0 m**Inversor: SUN2000-215KTL-H0**Secção cabos (41 Inv.) Cobre 41 x 3 x 400 mm<sup>2</sup>  
Comprimento médio dos cabos 0 m



## PVsyst V7.4.2

VC3, Data da simulação: 07/21/23 18:38  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

## Resultados principais

## Produção do sistema

Energia produzida 26647929 kWh/ano

Produção específica

1534 kWh/kWp/ano

Índice de perf. PR

83.74 %

## Avaliação económica

## Investimento

Global 6,767,911.76 EUR

Específico 0.39 EUR/Wp

## Custo anual

Anuidades

0.00 EUR/ano

Custos operação

95,000.00 EUR/ano

Período amortização

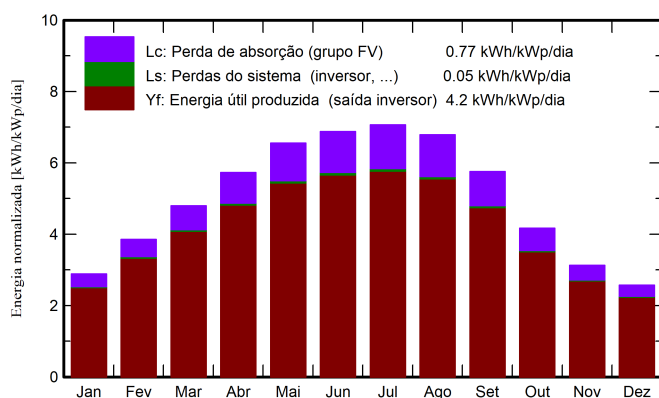
12.0 anos

## LCOE

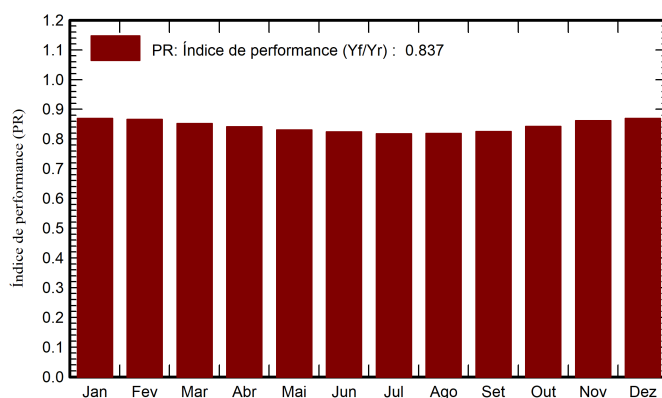
Custo da energia

0.01 EUR/kWh

## Produções normalizadas (por kWp instalado)



## Índice de performance (PR)



## Balanços e resultados principais

|           | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEff<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>kWh | E_Grid<br>kWh | PR<br>rácio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| Janeiro   | 61.7                          | 24.82                         | 9.68        | 89.4                          | 84.4                          | 1366793       | 1350454       | 0.870       |
| Fevereiro | 82.5                          | 35.03                         | 10.29       | 107.8                         | 102.1                         | 1641299       | 1622367       | 0.866       |
| Março     | 126.6                         | 53.20                         | 12.74       | 148.6                         | 140.9                         | 2225237       | 2199693       | 0.852       |
| Abril     | 158.6                         | 62.31                         | 14.09       | 172.0                         | 162.9                         | 2543336       | 2514983       | 0.842       |
| Mai       | 201.1                         | 74.83                         | 16.63       | 203.0                         | 192.2                         | 2963025       | 2929560       | 0.831       |
| Junho     | 209.1                         | 77.44                         | 18.90       | 206.3                         | 195.2                         | 2988981       | 2954549       | 0.824       |
| Julho     | 219.4                         | 73.76                         | 20.40       | 219.0                         | 207.4                         | 3145957       | 3110437       | 0.817       |
| Agosto    | 198.6                         | 69.89                         | 20.77       | 210.5                         | 199.6                         | 3027460       | 2994602       | 0.819       |
| Setembro  | 150.1                         | 52.21                         | 19.38       | 172.5                         | 163.7                         | 2502754       | 2474484       | 0.825       |
| Outubro   | 103.7                         | 46.79                         | 17.28       | 129.1                         | 122.3                         | 1912181       | 1890081       | 0.842       |
| Novembro  | 66.9                          | 29.16                         | 12.42       | 93.7                          | 88.6                          | 1419504       | 1402889       | 0.862       |
| Dezembro  | 54.2                          | 26.05                         | 10.63       | 79.7                          | 74.9                          | 1218922       | 1203828       | 0.869       |
| Ano       | 1632.6                        | 625.49                        | 15.30       | 1831.6                        | 1734.1                        | 26955450      | 26647929      | 0.837       |

## Legendas

GlobHor Irradiação horizontal total

DiffHor Irradiação difusa horizontal

T\_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Incidência global no plano dos sensores

GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

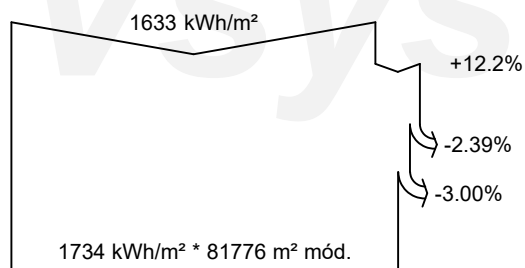
EArray Energia efetiva à saída do grupo

E\_Grid Energia injetada na rede

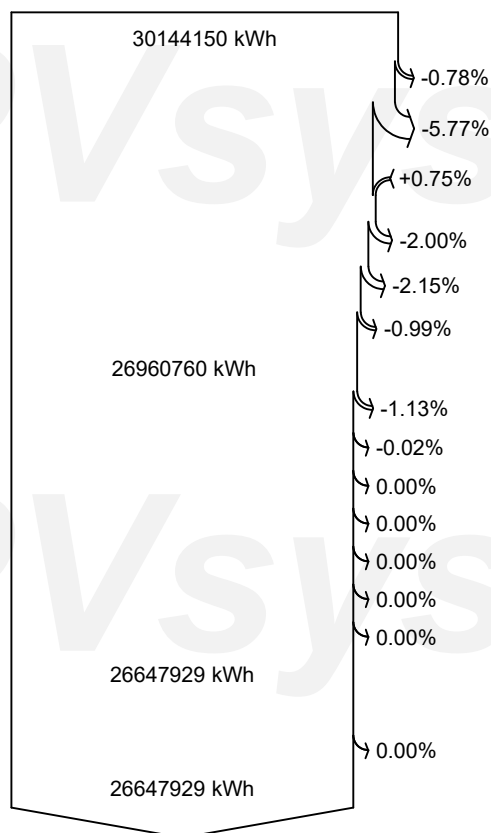
PR Índice de performance



## Diagrama de perdas



eficiência em STC = 21.26%



## Irradiação horizontal total

## Incidência global no plano dos sensores

Fator de IAM no global

Fator de perdas de sujidade

## Irradiância efetiva nos sensores

Conversão FV

## Energia nominal do grupo (de acordo com eficiência STC)

Perdas devido ao nível de irradiação

Perdas devido à temperatura do grupo

Perdas qualidade módulos

LID – Light Induced Degradation

Perdas devidas a mismatch, módulos e fiação

Perdas óhmicas da cablagem

## Energia virtual do grupo no MPP

Perdas inversor funcionamento (eficiência)

Perdas inversor, acima potência nominal

Perda inversor, limite de corrente

Perdas inversor, acima tensão nominal

Perdas inversor, limite de potência

Perdas inversor, limite de tensão

Consumo noturno

## Energia disponível à saída do inversor

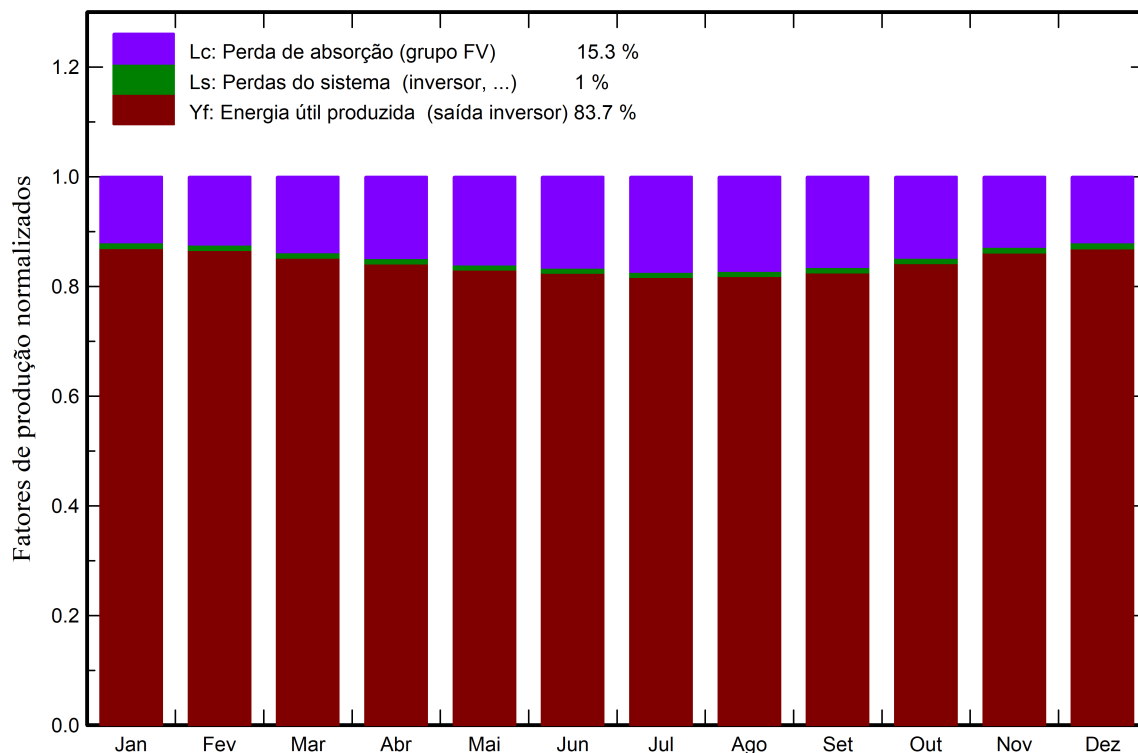
Perdas óhmicas CA

## Energia injetada na rede

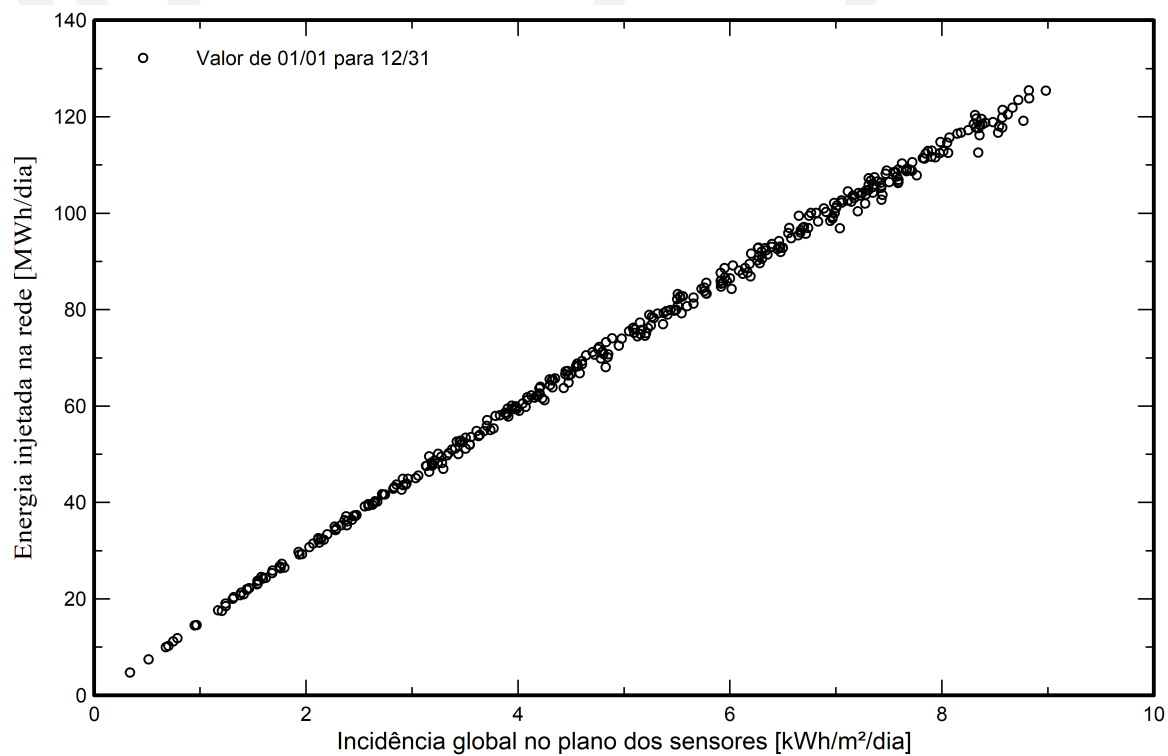


### Gráficos predefinidos

#### Normalized Production and Loss Factors



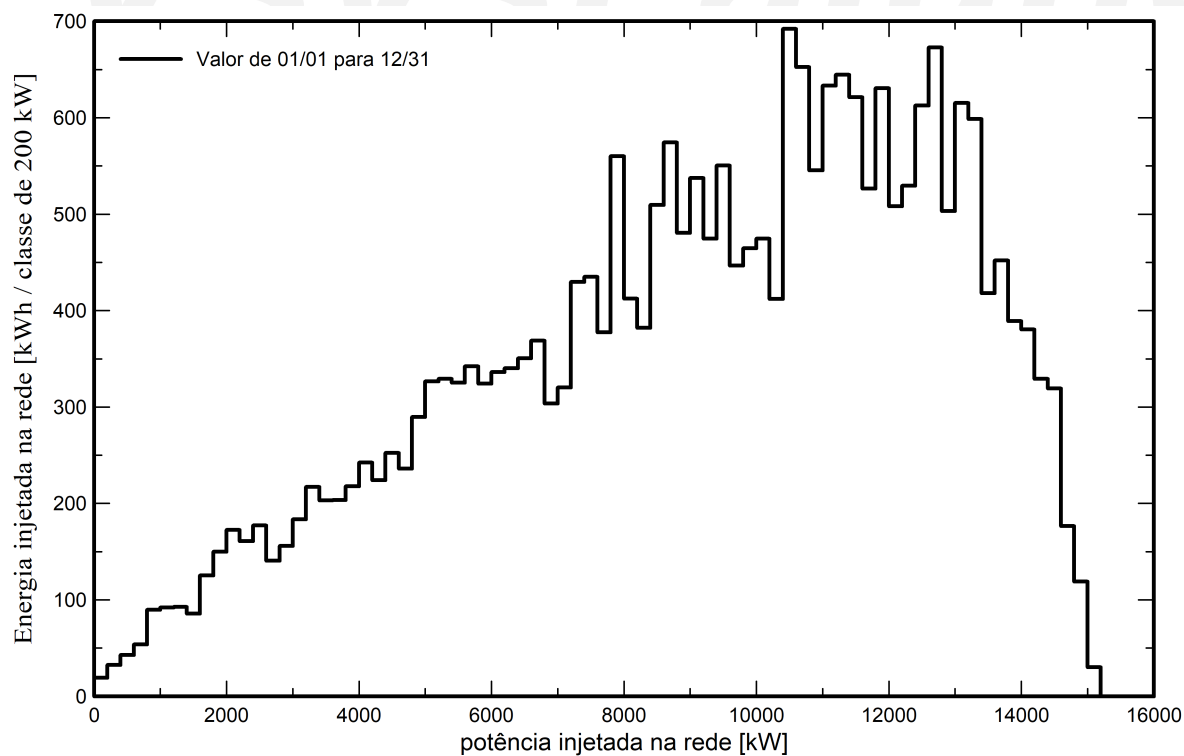
#### Daily Input/Output diagram





Gráficos predefinidos

System Output Power Distribution



**RELATÓRIO ECONÓMICO DA CENTRAL  
(CENÁRIO 1)**



## Custo do sistema

## Custos da instalação

| Item                                           | Quantidade<br>unidades | Custo<br>EUR    | Total<br>EUR |
|------------------------------------------------|------------------------|-----------------|--------------|
| Módulos FV                                     |                        |                 |              |
| Q.Peak-Duo-XL-G11.3-580                        | 17264                  | 170.00          | 2,934,880.00 |
| Q.Peak-Duo-XL-G11.3-585                        | 12584                  | 170.00          | 2,139,280.00 |
| Suportes dos módulos                           | 29848                  | 33.87           | 1,010,951.76 |
| Inversores                                     |                        |                 |              |
| SUN2000-215KTL-H0                              | 72                     | 5,000.00        | 360,000.00   |
| Outros componentes                             |                        |                 |              |
| Acessórios, fixações                           | 1                      | 1,200.00        | 1,200.00     |
| Cabos                                          | 1                      | 270,000.00      | 270,000.00   |
| Sistema de monitorização, ecrã de visualização | 1                      | 35,000.00       | 35,000.00    |
| Sistema de medida, piranómetro                 | 1                      | 2,100.00        | 2,100.00     |
| Pára-raios                                     | 1                      | 2,500.00        | 2,500.00     |
| Estudos e análises                             |                        |                 |              |
| Engenharia                                     | 1                      | 3,000.00        | 3,000.00     |
| Instalação                                     |                        |                 |              |
| Transporte                                     | 1                      | 6,000.00        | 6,000.00     |
| STS                                            | 3                      | 1,000.00        | 3,000.00     |
|                                                |                        | Total           | 6,767,911.76 |
|                                                |                        | Bem amortizável | 5,435,360.00 |

## Custos de operação

| Item               | Total<br>EUR/ano |
|--------------------|------------------|
| Manutenção         |                  |
| Reparações         | 50,000.00        |
| Limpeza            | 5,000.00         |
| Seguros            |                  |
| Seguro instalações | 40,000.00        |
| Total (OPEX)       | 95,000.00        |

## Resumo do sistema

|                                   |                   |
|-----------------------------------|-------------------|
| Custo total de instalação         | 6,767,911.76 EUR  |
| Custos de operação                | 95,000.00 EUR/ano |
| Energia produzida                 | 26649 MWh/ano     |
| Custo da energia produzida (LCOE) | 0.013 EUR/kWh     |



## PVsyst V7.4.2

VC3, Data da simulação: 07/21/23 18:38  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

## Análise financeira

## Período de simulação

Duração do projeto 25 anos Ano de início 2020

## Variação dos rendimentos ao longo do tempo

Inflação 0.00 %/ano  
Variação da produção (envelhecimento) 0.50 %/ano  
Taxa de desconto 0.00 %/ano

## Despesas dependentes dos rendimentos

Taxa de imposto sobre rendimentos 0.00 %/ano  
Outros impostos sobre os rendimentos 0.00 %/ano  
Dividendos 0.00 %/ano

## Bens amortizáveis

| Ativo                   | Método de amortização | Período de amortização (anos) | Valor resgate (EUR) | Amortizável (EUR) |
|-------------------------|-----------------------|-------------------------------|---------------------|-------------------|
| Módulos FV              |                       |                               |                     |                   |
| Q.Peak-Duo-XL-G11.3-580 | Linha reta            | 25                            | 0.00                | 2,934,880.00      |
| Q.Peak-Duo-XL-G11.3-585 | Linha reta            | 25                            | 0.00                | 2,139,280.00      |
| Inversores              |                       |                               |                     |                   |
| SUN2000-215KTL-H0       | Linha reta            | 25                            | 0.00                | 360,000.00        |
| Acessórios, fixações    | Linha reta            | 20                            | 0.00                | 1,200.00          |
|                         |                       | Total                         | 0.00                | 5,435,360.00      |

## Financiamento

Fundos próprios 6,767,911.76 EUR

## Venda de eletricidade

Tarifa de compra 0.0239 EUR/kWh  
Duração da garantia de tarifas 15 anos  
Imposto anual de ligação 0.00 EUR/kWh  
Variação da tarifa anual +0.1 %/ano  
Diminuição da tarifa de compra depois da garantia 0.00 %

## Rendimento

Período de amortização 12.0 anos  
Valor atual líquido (VPN) 7,942,360.58 EUR  
Taxa de rentabilidade interna (TRI) 6.91 %  
Rendimento (ROI) 117.4 %



## Análise financeira

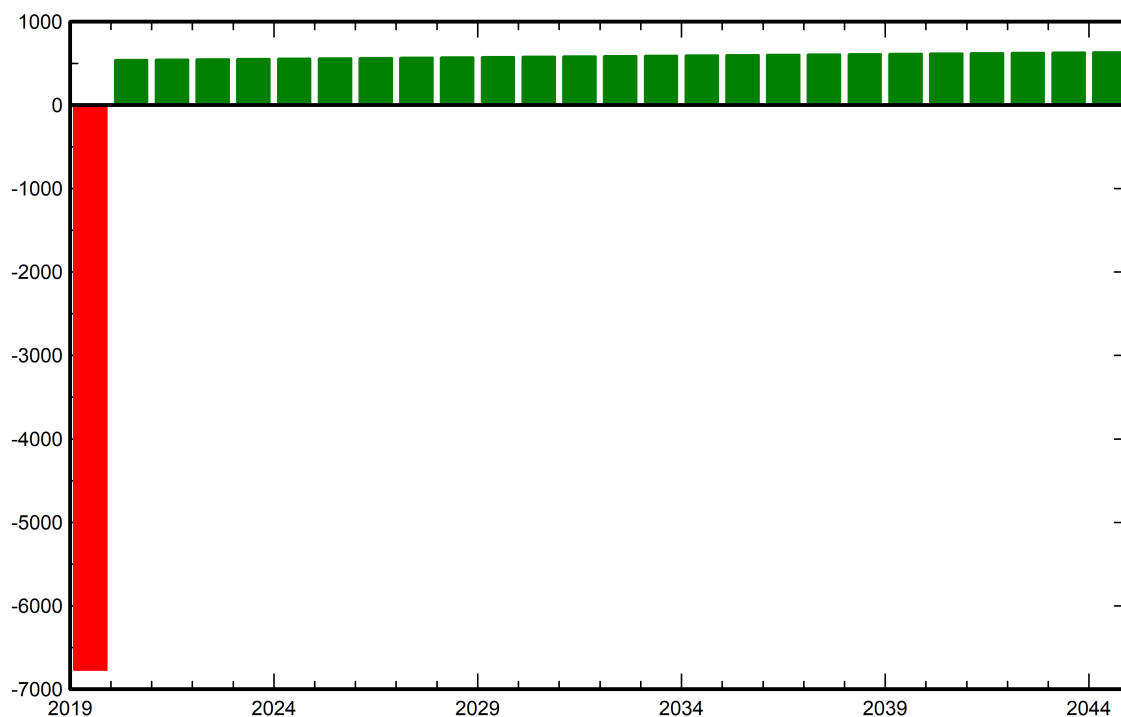
## Resultados económicos pormenorizados (EUR)

| Ano   | Venda<br>de eletricidade | Fundos<br>próprios | Custos<br>operação | Subsídio<br>de amortização | Rendimento<br>taxável | Impostos | Lucro<br>depois do imposto | Lucro<br>cumulado | %<br>amortec. |
|-------|--------------------------|--------------------|--------------------|----------------------------|-----------------------|----------|----------------------------|-------------------|---------------|
| 0     | 0                        | 6,767,912          | 0                  | 0                          | 0                     | 0        | 0                          | -6,767,912        | 0.0%          |
| 1     | 636,913                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 324,487               | 0        | 541,913                    | -6,225,999        | 8.0%          |
| 2     | 640,738                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 328,311               | 0        | 545,738                    | -5,680,261        | 16.1%         |
| 3     | 644,585                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 332,159               | 0        | 549,585                    | -5,130,675        | 24.2%         |
| 4     | 648,456                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 336,030               | 0        | 553,456                    | -4,577,219        | 32.4%         |
| 5     | 652,350                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 339,924               | 0        | 557,350                    | -4,019,869        | 40.6%         |
| 6     | 656,267                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 343,841               | 0        | 561,267                    | -3,458,602        | 48.9%         |
| 7     | 660,208                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 347,782               | 0        | 565,208                    | -2,893,393        | 57.2%         |
| 8     | 664,173                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 351,747               | 0        | 569,173                    | -2,324,220        | 65.7%         |
| 9     | 668,161                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 355,735               | 0        | 573,161                    | -1,751,059        | 74.1%         |
| 10    | 672,174                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 359,747               | 0        | 577,174                    | -1,173,886        | 82.7%         |
| 11    | 676,210                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 363,784               | 0        | 581,210                    | -592,676          | 91.2%         |
| 12    | 680,271                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 367,844               | 0        | 585,271                    | -7,405            | 99.9%         |
| 13    | 684,356                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 371,929               | 0        | 589,356                    | 581,951           | 108.6%        |
| 14    | 688,465                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 376,039               | 0        | 593,465                    | 1,175,416         | 117.4%        |
| 15    | 692,599                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 380,173               | 0        | 597,599                    | 1,773,015         | 126.2%        |
| 16    | 696,062                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 383,636               | 0        | 601,062                    | 2,374,078         | 135.1%        |
| 17    | 699,543                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 387,116               | 0        | 604,543                    | 2,978,621         | 144.0%        |
| 18    | 703,040                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 390,614               | 0        | 608,040                    | 3,586,661         | 153.0%        |
| 19    | 706,556                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 394,129               | 0        | 611,556                    | 4,198,217         | 162.0%        |
| 20    | 710,088                  | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 397,662               | 0        | 615,088                    | 4,813,305         | 171.1%        |
| 21    | 713,639                  | 0                  | 95,000             | 217,366                    | 401,272               | 0        | 618,639                    | 5,431,944         | 180.3%        |
| 22    | 717,207                  | 0                  | 95,000             | 217,366                    | 404,841               | 0        | 622,207                    | 6,054,151         | 189.5%        |
| 23    | 720,793                  | 0                  | 95,000             | 217,366                    | 408,427               | 0        | 625,793                    | 6,679,944         | 198.7%        |
| 24    | 724,397                  | 0                  | 95,000             | 217,366                    | 412,031               | 0        | 629,397                    | 7,309,341         | 208.0%        |
| 25    | 728,019                  | 0                  | 95,000             | 217,366                    | 415,653               | 0        | 633,019                    | 7,942,361         | 217.4%        |
| Total | 17,085,272               | 6,767,912          | 2,375,000          | 5,435,360                  | 9,274,912             | 0        | 14,710,272                 | 7,942,361         | 217.4%        |

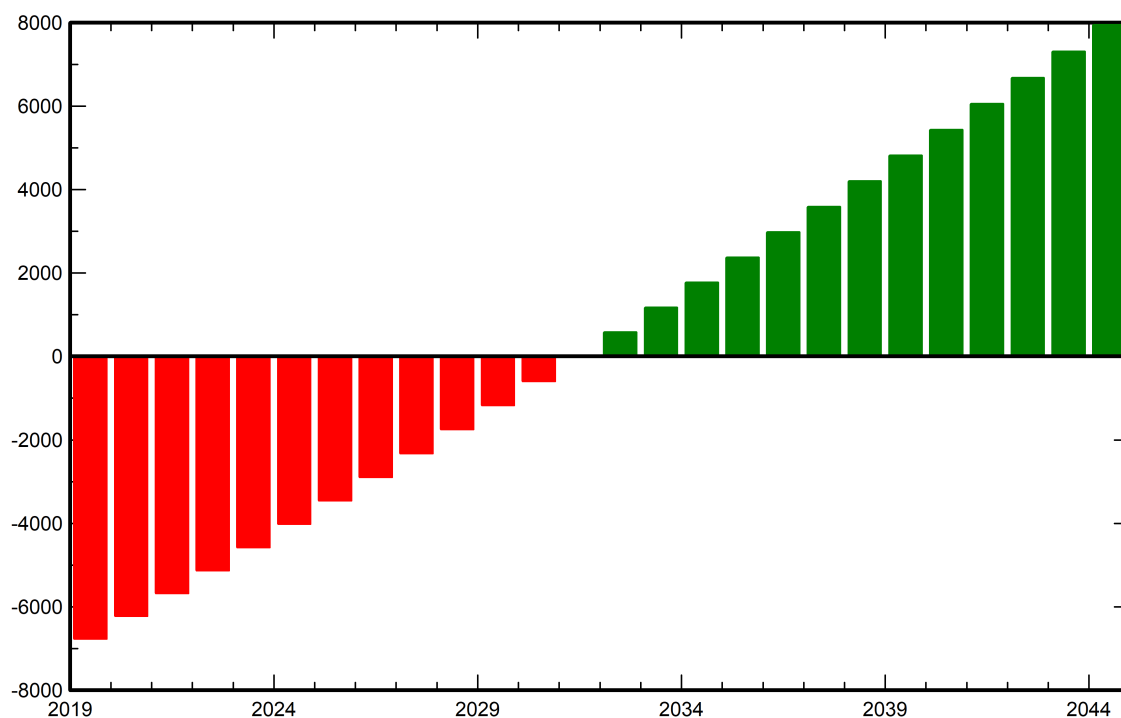


### Análise financeira

#### Lucro anual líquido (kEUR)



#### Fluxo de caixa cumulado (kEUR)



Balanço de emissões CO<sub>2</sub>Total: 201687.6 tCO<sub>2</sub>

## Emissões geradas

Total: 13619.47 tCO<sub>2</sub>

Origem: Cálculo em detalhe na tabela abaixo

## Emissões evitadas

Total: 228506.0 tCO<sub>2</sub>

Produção do sistema: 26647.93 MWh/ano

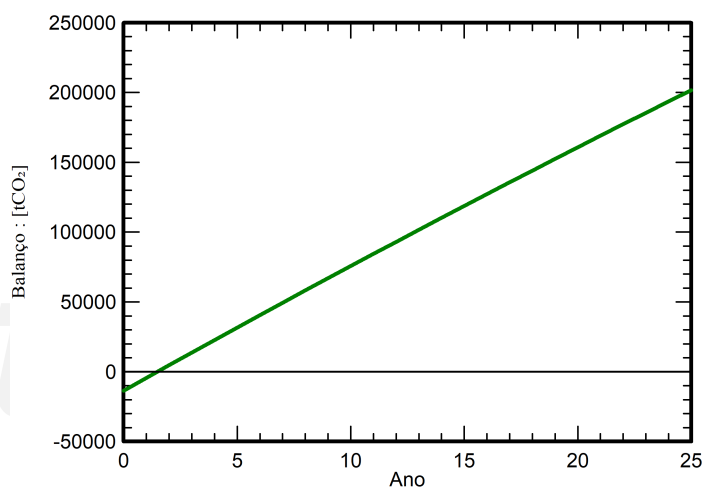
LCE - Emissões da rede: 343 gCO<sub>2</sub>/kWh

Origem: Lista TEA

País: Portugal

Tempo de vida: 25 anos

Deterioração anual: 0.5 %

Economia de emissões de CO<sub>2</sub> em função do tempo

## Pormenores das emissões durante o ciclo de vida do sistema

| Item       | LCE                             | Quantidade    | Subtotal<br>[kgCO <sub>2</sub> ] |
|------------|---------------------------------|---------------|----------------------------------|
| Módulos    | 744 kgCO <sub>2</sub> /kWp      | 17375 kWp     | 12920287                         |
| Suporta    | 2.29 kgCO <sub>2</sub> /kg      | 298480 kg     | 682866                           |
| Inversores | 227 kgCO <sub>2</sub> /unidades | 72.0 unidades | 16319                            |

**RELATÓRIO ECONÓMICO DA CENTRAL  
(CENÁRIO 2)**



## PVsyst V7.4.2

VC2, Data da simulação: 07/22/23 12:36  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

## Custo do sistema

## Custos da instalação

| Item                                           | Quantidade<br>unidades | Custo<br>EUR    | Total<br>EUR |
|------------------------------------------------|------------------------|-----------------|--------------|
| Módulos FV                                     |                        |                 |              |
| Q.Peak-Duo-XL-G11.3-580                        | 17264                  | 170.00          | 2,934,880.00 |
| Q.Peak-Duo-XL-G11.3-585                        | 12584                  | 170.00          | 2,139,280.00 |
| Suportes dos módulos                           | 29848                  | 33.87           | 1,010,951.76 |
| Inversores                                     |                        |                 |              |
| SUN2000-215KTL-H0                              | 72                     | 5,000.00        | 360,000.00   |
| Outros componentes                             |                        |                 |              |
| Acessórios, fixações                           | 1                      | 1,200.00        | 1,200.00     |
| Cabos                                          | 1                      | 270,000.00      | 270,000.00   |
| Sistema de monitorização, ecrã de visualização | 1                      | 35,000.00       | 35,000.00    |
| Sistema de medida, piranómetro                 | 1                      | 2,100.00        | 2,100.00     |
| Pára-raios                                     | 1                      | 2,500.00        | 2,500.00     |
| Estudos e análises                             |                        |                 |              |
| Engenharia                                     | 1                      | 3,000.00        | 3,000.00     |
| Instalação                                     |                        |                 |              |
| Transporte                                     | 1                      | 6,000.00        | 6,000.00     |
| STS                                            | 3                      | 1,000.00        | 3,000.00     |
|                                                |                        | Total           | 6,767,911.76 |
|                                                |                        | Bem amortizável | 5,435,360.00 |

## Custos de operação

| Item               | Total<br>EUR/ano |
|--------------------|------------------|
| Manutenção         |                  |
| Reparações         | 50,000.00        |
| Limpeza            | 5,000.00         |
| Seguros            |                  |
| Seguro instalações | 40,000.00        |
| Total (OPEX)       | 95,000.00        |

## Resumo do sistema

|                                   |                   |
|-----------------------------------|-------------------|
| Custo total de instalação         | 6,767,911.76 EUR  |
| Custos de operação                | 95,000.00 EUR/ano |
| Energia produzida                 | 26649 MWh/ano     |
| Custo da energia produzida (LCOE) | 0.013 EUR/kWh     |



## PVsyst V7.4.2

VC2, Data da simulação: 07/22/23 12:36  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

## Análise financeira

## Período de simulação

Duração do projeto 25 anos Ano de início 2020

## Variação dos rendimentos ao longo do tempo

Inflação 0.00 %/ano  
Variação da produção (envelhecimento) 0.50 %/ano  
Taxa de desconto 0.00 %/ano

## Despesas dependentes dos rendimentos

Taxa de imposto sobre rendimentos 0.00 %/ano  
Outros impostos sobre os rendimentos 0.00 %/ano  
Dividendos 0.00 %/ano

## Bens amortizáveis

| Ativo                   | Método de amortização | Período de amortização (anos) | Valor resgate (EUR) | Amortizável (EUR) |
|-------------------------|-----------------------|-------------------------------|---------------------|-------------------|
| Módulos FV              |                       |                               |                     |                   |
| Q.Peak-Duo-XL-G11.3-580 | Linha reta            | 25                            | 0.00                | 2,934,880.00      |
| Q.Peak-Duo-XL-G11.3-585 | Linha reta            | 25                            | 0.00                | 2,139,280.00      |
| Inversores              |                       |                               |                     |                   |
| SUN2000-215KTL-H0       | Linha reta            | 25                            | 0.00                | 360,000.00        |
| Acessórios, fixações    | Linha reta            | 20                            | 0.00                | 1,200.00          |
|                         |                       | Total                         | 0.00                | 5,435,360.00      |

## Financiamento

Fundos próprios 6,767,911.76 EUR

## Venda de eletricidade

Tarifa de compra 0.0442 EUR/kWh  
Duração da garantia de tarifas 15 anos  
Imposto anual de ligação 0.00 EUR/kWh  
Variação da tarifa anual +0.1 %/ano  
Diminuição da tarifa de compra depois da garantia 0.00 %

## Rendimento

Período de amortização 6.1 anos  
Valor atual líquido (VPN) 22,439,821.79 EUR  
Taxa de rentabilidade interna (TRI) 16.20 %  
Rendimento (ROI) 331.6 %



## Análise financeira

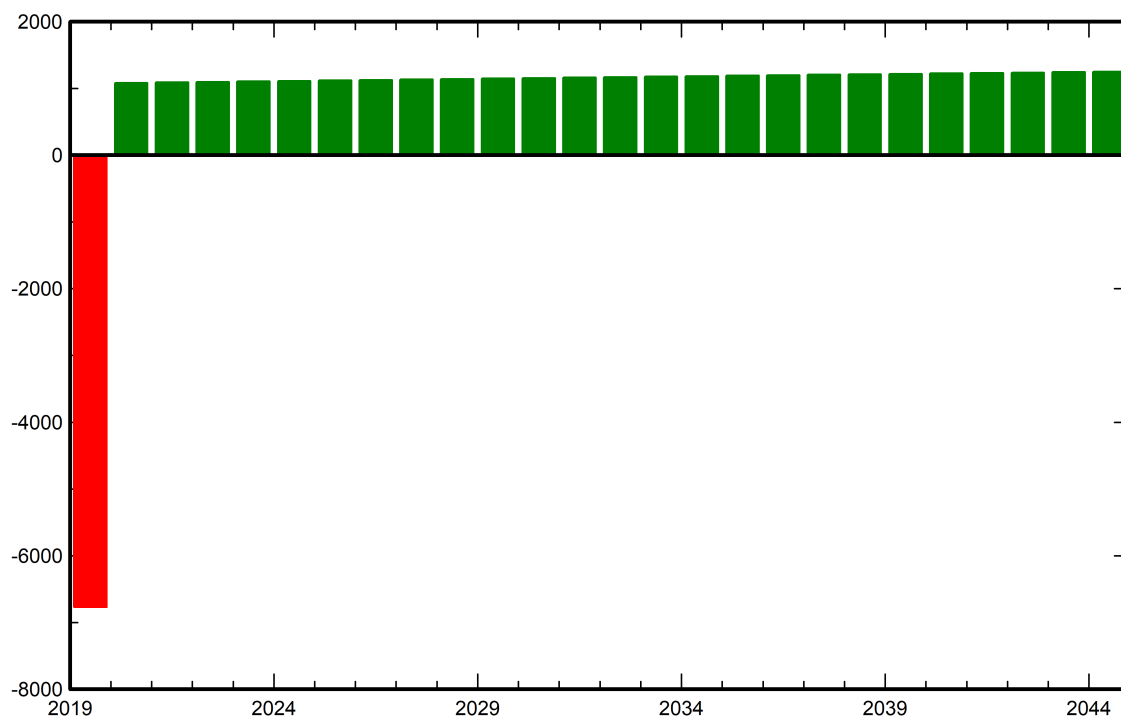
## Resultados económicos pormenorizados (kEUR)

| Ano   | Venda<br>de eletricidade | Fundos<br>próprios | Custos<br>operação | Subsídio<br>de amortização | Rendimento<br>taxável | Impostos | Lucro<br>depois do imposto | Lucro<br>cumulado | %<br>amortec. |
|-------|--------------------------|--------------------|--------------------|----------------------------|-----------------------|----------|----------------------------|-------------------|---------------|
| 0     | 0                        | 6,767,912          | 0                  | 0                          | 0                     | 0        | 0                          | -6,767,912        | 0.0%          |
| 1     | 1,177,357                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 864,930               | 0        | 1,082,357                  | -5,685,555        | 16.0%         |
| 2     | 1,184,427                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 872,000               | 0        | 1,089,427                  | -4,596,129        | 32.1%         |
| 3     | 1,191,539                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 879,113               | 0        | 1,096,539                  | -3,499,590        | 48.3%         |
| 4     | 1,198,694                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 886,268               | 0        | 1,103,694                  | -2,395,895        | 64.6%         |
| 5     | 1,205,892                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 893,466               | 0        | 1,110,892                  | -1,285,003        | 81.0%         |
| 6     | 1,213,134                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 900,707               | 0        | 1,118,134                  | -166,869          | 97.5%         |
| 7     | 1,220,419                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 907,992               | 0        | 1,125,419                  | 958,550           | 114.2%        |
| 8     | 1,227,747                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 915,321               | 0        | 1,132,747                  | 2,091,297         | 130.9%        |
| 9     | 1,235,120                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 922,693               | 0        | 1,140,120                  | 3,231,417         | 147.7%        |
| 10    | 1,242,537                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 930,110               | 0        | 1,147,537                  | 4,378,954         | 164.7%        |
| 11    | 1,249,998                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 937,572               | 0        | 1,154,998                  | 5,533,952         | 181.8%        |
| 12    | 1,257,504                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 945,078               | 0        | 1,162,504                  | 6,696,456         | 198.9%        |
| 13    | 1,265,056                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 952,629               | 0        | 1,170,056                  | 7,866,512         | 216.2%        |
| 14    | 1,272,652                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 960,226               | 0        | 1,177,652                  | 9,044,164         | 233.6%        |
| 15    | 1,280,295                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 967,868               | 0        | 1,185,295                  | 10,229,459        | 251.1%        |
| 16    | 1,286,696                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 974,270               | 0        | 1,191,696                  | 11,421,155        | 268.8%        |
| 17    | 1,293,130                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 980,703               | 0        | 1,198,130                  | 12,619,285        | 286.5%        |
| 18    | 1,299,595                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 987,169               | 0        | 1,204,595                  | 13,823,880        | 304.3%        |
| 19    | 1,306,093                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 993,667               | 0        | 1,211,093                  | 15,034,974        | 322.2%        |
| 20    | 1,312,624                | 0                  | 95,000             | 217,426                    | 1,000,197             | 0        | 1,217,624                  | 16,252,597        | 340.1%        |
| 21    | 1,319,187                | 0                  | 95,000             | 217,366                    | 1,006,820             | 0        | 1,224,187                  | 17,476,784        | 358.2%        |
| 22    | 1,325,783                | 0                  | 95,000             | 217,366                    | 1,013,416             | 0        | 1,230,783                  | 18,707,567        | 376.4%        |
| 23    | 1,332,412                | 0                  | 95,000             | 217,366                    | 1,020,045             | 0        | 1,237,412                  | 19,944,979        | 394.7%        |
| 24    | 1,339,074                | 0                  | 95,000             | 217,366                    | 1,026,707             | 0        | 1,244,074                  | 21,189,053        | 413.1%        |
| 25    | 1,345,769                | 0                  | 95,000             | 217,366                    | 1,033,403             | 0        | 1,250,769                  | 22,439,822        | 431.6%        |
| Total | 31,582,734               | 6,767,912          | 2,375,000          | 5,435,360                  | 23,772,374            | 0        | 29,207,734                 | 22,439,822        | 431.6%        |

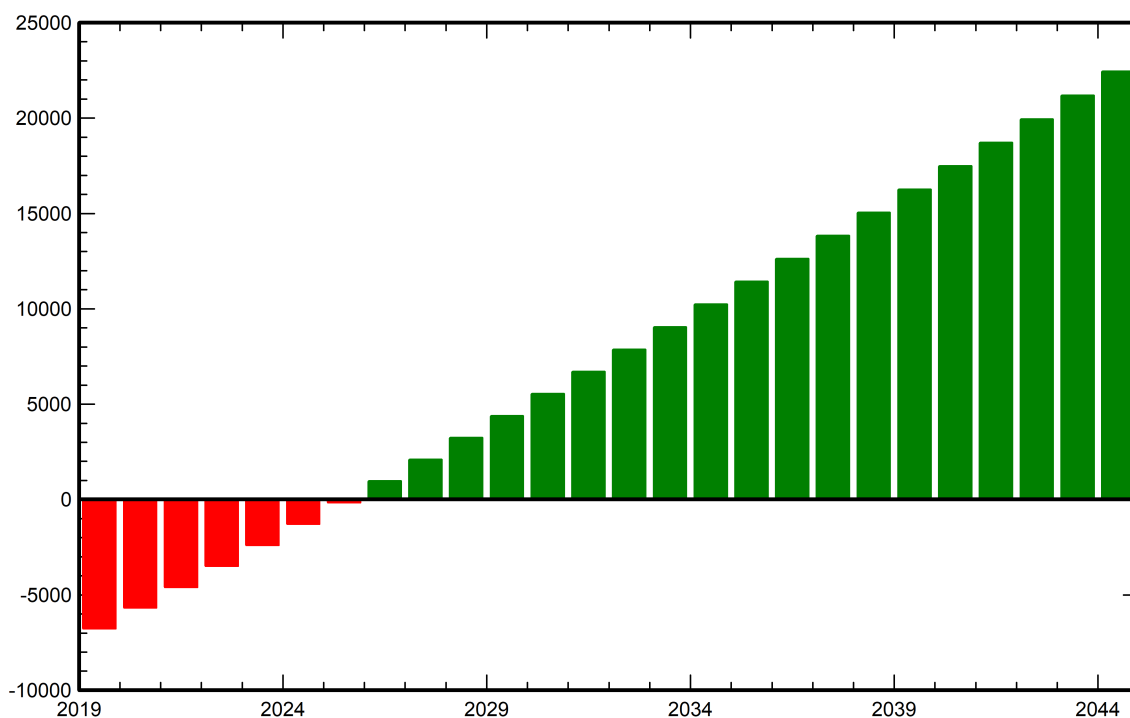


### Análise financeira

#### Lucro anual líquido (kEUR)



#### Fluxo de caixa cumulado (kEUR)





## PVsyst V7.4.2

VC2, Data da simulação: 07/22/23 12:36  
com v7.4.0

Patricia Neves (portugal)

Balanço de emissões CO<sub>2</sub>Total: 201687.6 tCO<sub>2</sub>

## Emissões geradas

Total: 13619.47 tCO<sub>2</sub>

Origem: Cálculo em detalhe na tabela abaixo

## Emissões evitadas

Total: 228506.0 tCO<sub>2</sub>

Produção do sistema: 26647.93 MWh/ano

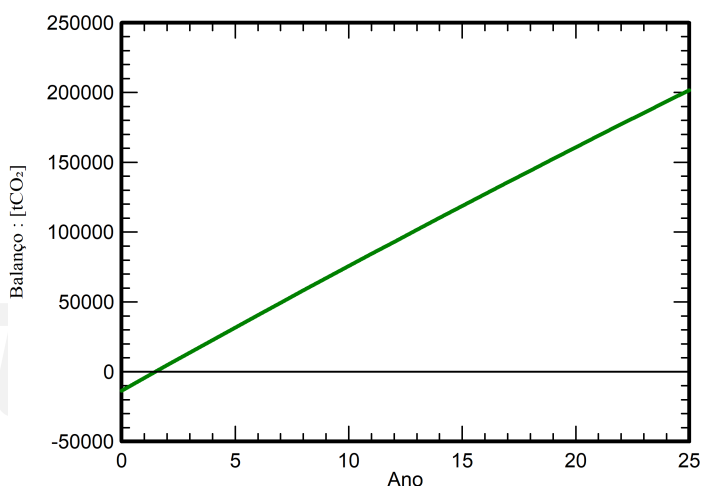
LCE - Emissões da rede: 343 gCO<sub>2</sub>/kWh

Origem: Lista TEA

País: Portugal

Tempo de vida: 25 anos

Deterioração anual: 0.5 %

Economia de emissões de CO<sub>2</sub> em função do tempo

## Pormenores das emissões durante o ciclo de vida do sistema

| Item       | LCE                             | Quantidade    | Subtotal<br>[kgCO <sub>2</sub> ] |
|------------|---------------------------------|---------------|----------------------------------|
| Módulos    | 744 kgCO <sub>2</sub> /kWp      | 17375 kWp     | 12920287                         |
| Suporta    | 2.29 kgCO <sub>2</sub> /kg      | 298480 kg     | 682866                           |
| Inversores | 227 kgCO <sub>2</sub> /unidades | 72.0 unidades | 16319                            |



Estudo Técnico de Viabilidade

2023

Projeto de Instalação

17,3 MWp

Patricia Neves

Foto: Central

NovA School of  
Science & Technology

NovA School of  
Science & Technology