



**Sistema autónomo de geração de energia renovável  
aplicado a consumidores agrícolas**

**João Henrique Duarte Belo Freixo Coelho**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

**Engenharia Eletrotécnica e de Computadores**

Orientadores: Professor João Filipe Pereira Fernandes  
Professor Paulo José da Costa Branco

**Júri**

Presidente: Professor Rui Manuel Gameiro de Castro

Orientador: Professor João Filipe Pereira Fernandes

Vogal: Professor João Paulo Neto Torres

**Novembro de 2018**



Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.



# Agradecimentos

Sendo esta dissertação de mestrado o resultado de muitas horas de trabalho, torna-se essencial deixar o meu profundo agradecimento a quem tornou a realização deste trabalho possível.

A Francisco Parente, pela disponibilidade demonstrada em fornecer dados relativos à sua empresa e sobre a qual incidiu a maior parte do trabalho realizado.

Aos meus orientadores Professor Paulo Branco e Professor João Fernandes, que me proporcionaram a oportunidade de realizar esta dissertação e pela orientação e disponibilidade demonstradas ao longo dos últimos meses.

À minha família pelo apoio demonstrado nos bons e maus momentos, pela preocupação relativamente a todo o processo de elaboração do trabalho, e pela capacidade de me motivarem nas fases mais críticas.

Ao meu amigo, João Fustiga, que me acompanhou em inúmeras ocasiões e demonstrou a sua constante preocupação durante a realização deste trabalho.

A todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram e tornaram possível a realização deste trabalho.



# Resumo

Como princípio fundamental desta dissertação, assenta a necessidade de desenvolver um sistema autónomo de geração de energia renovável aplicado a consumidores agrícolas. Para o efeito, a instalação de um sistema solar fotovoltaico é a ideia chave estudada por esta tese.

Neste contexto, são estudadas várias alternativas de sistemas solares fotovoltaicos a ser implementados, constituídos por painéis solares, controlador, inversor e hipoteticamente, baterias.

Numa primeira fase estuda-se a implementação de um sistema autónomo, capaz de gerar toda a energia consumida na unidade de exploração. Posteriormente, devido à inviabilidade económica desta solução, estuda-se, economicamente, a implementação de dois géneros de sistemas fotovoltaicos: um sistema composto somente por painéis fotovoltaicos e outro composto por painéis fotovoltaicos e baterias.

Complementarmente às hipóteses analisadas, surge a necessidade do estudo da instalação dos sistemas estudados, com a possibilidade da venda do excesso da energia produzida à rede elétrica, de maneira a antecipar o período de retorno de cada uma das soluções já simuladas.

Os resultados revelam que em termos energéticos, o melhor tipo de sistema a ser implementado consiste no sistema autónomo, um sistema cuja implementação é descartada devido ao elevado período de retorno, resultando numa solução economicamente inviável. Em termos financeiros, o sistema solar fotovoltaico sem a instalação de baterias apresenta uma melhor performance face às outras hipóteses estudadas. Quanto à venda do excesso de energia à rede elétrica, se for possível obter licenciamento para esta atividade, é uma mais valia no que toca ao tipo de sistema a ser implementado no âmbito desta dissertação.

## **Palavras-chave:**

Energia renovável, sistema solar fotovoltaico, autonomia, análise económica





# Abstract

This dissertation is based on the need to develop an autonomous system of renewable energy generation applied to agricultural consumers. For this purpose, the installation of a photovoltaic solar system is the key solution for the autonomous system studied in this thesis. In this context, several alternatives of photovoltaic solar systems (consisting of solar panels, controller, inverter and, hypothetically, batteries) are studied.

Firstly, the implementation of an autonomous system, capable of generating all the energy consumed by the exploration unit, is studied. Subsequently, due to the economic impracticability of this solution, the implementation of two types of photovoltaic systems is analysed: a system composed only of photovoltaic panels and another composed of photovoltaic panels and batteries. As a complement to the analysed hypotheses, it is studied the installation of the aforementioned systems with the possibility of selling the surplus to the grid, in order to anticipate the return period of the already simulated solutions.

The results show that, energetically, the best type of system to be implemented consists of the autonomous photovoltaic solar system, a system whose implementation is discarded due to the high return period it presents, resulting in an economically inviable solution. Economically, the photovoltaic solar system without the installation of batteries presents a better performance than the other hypotheses studied. Regarding the sale of surplus to the grid, if it is possible to obtain licensing for this activity, it is always a plus in what concerns the type of system to be implemented within this dissertation.

## **Keywords:**

Renewable energy, photovoltaic solar system, autonomy, economic analysis



# Índice

1	Introdução .....	1
1.1	Motivação e Enquadramento.....	2
1.2	Objetivos.....	3
1.3	Estrutura da dissertação.....	3
2	Energia Solar.....	5
2.1	Geometria Solar .....	5
2.1.1	O Tempo.....	7
2.1.2	Relações geométricas entre a Terra e o Sol.....	8
2.2	Irradiância Solar .....	12
2.3	Painéis fotovoltaicos.....	16
2.3.1	Célula Solar .....	18
2.4	Baterias.....	21
3	Caracterização do caso de estudo.....	23
3.1	Localização e clima .....	23
3.2	Sistema de Rega .....	25
3.2.1	Bombas.....	25
3.3	Curva de carga .....	27
3.4	Tarifas.....	30
4	Sistema autónomo (“off-grid”) .....	31
4.1	Seleção dos componentes .....	31
4.2	Resultados da simulação .....	33
4.2.1	Períodos de pico e de menor consumo.....	36
4.2.2	Evolução anual da energia e do dinheiro poupado .....	39
5	Análise Financeira: Período de Retorno .....	41
5.1	Sistema composto somente por painéis fotovoltaicos .....	41
5.1.1	Resultados da simulação .....	42
5.1.2	Solução típica em Portugal <i>versus</i> Solução otimizada .....	46
5.1.3	Influência da inclinação nos resultados.....	49
5.1.4	Evolução anual da energia e do dinheiro poupado .....	51
5.2	Sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias .....	52
5.2.1	Resultados da simulação .....	52
5.3	Sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias, com venda de “surplus” .....	65
5.3.1	Resultados da simulação .....	65

6	Discussão de Resultados.....	71
6.1	Análise de autonomia.....	72
6.2	Análise Financeira.....	72
7	Conclusões.....	75

## Lista de tabelas

Tabela 3.1 – Valores do índice de céu limpo médios para cada mês.....	24
Tabela 3.2 – Caudal e respetivo H da bomba 2 para cada uma das culturas.....	26
Tabela 3.3 – Potências hidráulica e elétrica consumidas pela bomba 2 para cada uma das culturas.....	27
Tabela 3.4 – Tarifa contratada no caso de estudo e respetivos preços e horários.....	30
Tabela 4.1 – Parâmetros principais do painel fotovoltaico REC265TP.....	32
Tabela 4.2 – Parâmetros principais da bateria UPG UB-8D.....	32
Tabela 4.3 – Variáveis de decisão e respetivos limites parametrizados na simulação.....	33
Tabela 5.1 – Variáveis de decisão e respetivos limites parametrizados na simulação.....	42
Tabela 5.2 – Variáveis de decisão e respetivos limites parametrizados na simulação.....	52
Tabela 5.3 – Valores de energia poupada no total, a partir das baterias e a partir dos painéis fotovoltaicos, no mês de Abril, para todas as simulações.....	59
Tabela 5.4 – Valores de energia poupada no total, a partir das baterias e a partir dos painéis fotovoltaicos, no mês de Julho, para todas as simulações.....	62
Tabela 5.5 – Valores de investimento, energia e dinheiro poupados anualmente e do período de retorno de ambas as soluções.....	64
Tabela 5.6 – Variáveis de decisão e respetivos limites parametrizados na simulação.....	66
Tabela D.1 – Valores de temperatura média para cada mês e hora no local em estudo.....	84



## Lista de figuras

Figura 1.1 – Produção Mundial de Energia Elétrica, 1990 – 2050. (adaptado para português de [1]).....	1
Figura 2.1 – Distância entre o Sol e a Terra ao longo do ano, com indicação do periélio e do afélio.....	6
Figura 2.2 – Órbita da Terra em torno do Sol. (extraído de [11]).....	7
Figura 2.3 – Equação do tempo ao longo de um ano, em minutos.....	8
Figura 2.4 – Posição relativa entre a Terra e o Sol num dia de Inverno no hemisfério Norte (e, consequentemente, Verão no hemisfério Sul. (adaptado para português de [11]).....	9
Figura 2.5 – Variação do ângulo de declinação, em graus, ao longo do ano.....	10
Figura 2.6 – Posição relativa entre um plano da superfície da Terra e o Sol, com representação dos ângulos mais importantes. (adaptado para português de [11]).....	11
Figura 2.7 – Variação da irradiância solar extraterrestre ao longo do ano.....	13
Figura 2.8 – O efeito do cosseno no conceito da irradiância solar extraterrestre, imediatamente fora da atmosfera. (adaptado para português de [9]).....	13
Figura 2.9 – Diferentes componentes da irradiância incidente num plano inclinado, na superfície da Terra. (adaptado para português de [8]).....	16
Figura 2.10 a) – Circuito equivalente representativo de uma célula solar – a luz solar atinge a célula solar e a curva VI varia enquanto a célula começa a produzir energia.....	19
Figura 2.10 b) – Circuito equivalente representativo de uma célula solar – quanto maior a intensidade de luz, maior a variação da curva VI.....	19
Figura 2.10 c) – Circuito equivalente representativo de uma célula solar – uma vez que a célula solar gera potência, a convenção passa por inverter o eixo da corrente.....	19
Figura 3.1 – Localização do caso de estudo em Portugal.....	24
Figura 3.2 – Período de rega para um dia típico do mês de fevereiro.....	27
Figura 3.3 – Período de rega para um dia típico do mês de março/novembro.....	28
Figura 3.4 – Período de rega para um dia típico do mês de abril.....	28
Figura 3.5 - Período de rega para um dia típico do mês de maio.....	28
Figura 3.6 – Período de rega para um dia típico do mês de junho.....	28
Figura 3.7 – Período de rega para um dia típico do mês de julho.....	29
Figura 3.8 – Período de rega para um dia típico do mês de agosto.....	29
Figura 3.9 – Período de rega para um dia típico do mês de setembro.....	29
Figura 3.10 – Período de rega para um dia típico do mês de outubro.....	29
Figura 4.1 – Última geração do cenário simulado.....	34
Figura 4.2 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – taxa de autonomia.....	34

Figura 4.3 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – investimento.....	34
Figura 4.4 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – número de painéis fotovoltaicos instalados.....	35
Figura 4.5 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – número de baterias instaladas.....	35
Figura 4.6 – Funções objetivos e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – inclinação.....	35
Figura 4.7 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – azimute.....	35
Figura 4.8 – Radiação total incidente nos painéis fotovoltaicos no mês de abril.....	36
Figura 4.9 – Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e estado de carga das baterias durante 5 dias no mês de abril.....	37
Figura 4.10 – Radiação total incidente nos painéis fotovoltaicos, no mês de julho.....	37
Figura 4.11 - Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e estado de carga das baterias durante 5 dias no mês de julho.....	38
Figura 4.12 – Potência total poupada, no mês de julho, e respetivos componentes.....	38
Figura 4.13 – Evolução anual da energia poupada, energia consumida e energia desperdiçada.....	39
Figura 4.14 – Evolução anual do dinheiro poupada e comparação com o investimento.....	40
Figura 5.1 – Última geração do cenário simulado.....	43
Figura 5.2 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – período de retorno.....	43
Figura 5.3 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – dinheiro poupado.....	43
Figura 5.4 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – número de painéis fotovoltaicos instalados.....	44
Figura 5.5 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – inclinação.....	44
Figura 5.6 – Funções objetivos e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – azimute.....	44
Figura 5.7 – Funções objetivos e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – taxa de autonomia.....	44
Figura 5.8 – Funções objetivos e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – “surplus”.....	44
Figura 5.9 – Diagrama de Carga cumulativo anual.....	46
Figura 5.10 – Radiação total incidente nos painéis fotovoltaicos, no mês de abril, para ambas as soluções.....	46
Figura 5.11 – Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, no mês de abril, para a solução otimizada (verde) e para a solução típica em Portugal (laranja).....	47
Figura 5.12 – Potência poupada com a instalação dos painéis fotovoltaicos, no mês de abril, para ambas as soluções.....	47



Figura 5.13 – Radiação total incidente nos painéis fotovoltaicos, no mês de julho, para ambas as soluções.....	48
Figura 5.14 – Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, no mês de julho, para a solução otimizada (verde) e para a solução típica em Portugal (laranja).....	48
Figura 5.15 – Potência poupada com a instalação dos painéis fotovoltaicos, no mês de julho, para ambas as soluções.....	49
Figura 5.16 – Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, no mês de julho, para ambas as soluções.....	50
Figura 5.17 – Potência poupada com a instalação dos painéis fotovoltaicos, no mês de julho, para ambas as soluções.....	51
Figura 5.18 – Evolução anual da energia poupada e da energia consumida.....	51
Figura 5.19 – Evolução anual do dinheiro poupado e comparação com o investimento.....	52
Figura 5.20 – Última geração do cenário simulado.....	53
Figura 5.21 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – período de retorno.....	53
Figura 5.22 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – dinheiro poupado.....	54
Figura 5.23 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – número de painéis fotovoltaicos instalados.....	54
Figura 5.24 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – número de baterias instaladas.....	54
Figura 5.25 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – inclinação.....	54
Figura 5.26 – Funções objetivos e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – azimute.....	54
Figura 5.27 – Funções objetivos e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – taxa de autonomia.....	55
Figura 5.28 – Funções objetivos e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – “surplus”.....	55
Figura 5.29 – Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e estado de carga das baterias, durante 5 dias no mês de abril, para todas as soluções em estudo.....	58
Figura 5.30 – Potência total poupada, no mês de abril, para todas as soluções.....	58
Figura 5.31 – Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e estado de carga das baterias, durante 5 dias no mês de julho, para todas as soluções em estudo.....	60
Figura 5.32 – Potência total poupada, no mês de julho, para todas as soluções.....	61
Figura 5.33 – Comparação da potência poupada num dia típico do mês de Abril com a instalação de uma ou nenhuma bateria.....	63
Figura 5.34 – Comparação da energia poupada anualmente com a implementação de cada uma das soluções.....	63
Figura 5.35 – Evolução anual da energia poupada e da energia consumida.....	64
Figura 5.36 – Evolução anual do dinheiro poupado e comparação com o investimento.....	65

Figura 5.37 – Última geração do cenário simulado.....	66
Figura 5.38 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – período de retorno.....	67
Figura 5.39 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – dinheiro poupado.....	67
Figura 5.40 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – número de painéis fotovoltaicos instalados.....	67
Figura 5.41 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – número de baterias instaladas.....	67
Figura 5.42 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – inclinação.....	67
Figura 5.43 – Funções objetivos e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – azimute.....	68
Figura 5.44 – Funções objetivos e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – taxa de autonomia.....	68
Figura 5.45 – Funções objetivos e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração – “surplus”.....	68
Figura 5.46 – Evolução anual da energia poupada, consumida e vendida.....	69
Figura 5.47 – Evolução anual do dinheiro poupado e comparação com o investimento.....	70
Figura 6.1 – Funções objetivo dos três tipo de sistema.....	71
Figura 6.2 – Evolução anual do dinheiro poupado, para ambos os casos, e comparação com o investimento.....	72
Figura 6.3 – Evolução do dinheiro poupado anualmente em função do número de painéis fotovoltaicos instalados.....	73
Figura 6.4 – Evolução do período de retorno em função do número de painéis fotovoltaicos instalados.....	73
Figura A.1 – Folha de especificações da bomba 1.....	79
Figura B.1 – Folha de especificações da bomba 2.....	80
Figura C.1 – Curva de carga para o mês de fevereiro.....	81
Figura C.2 – Curva de carga para o mês de março/novembro.....	81
Figura C.3 – Curva de carga para o mês de abril.....	81
Figura C.4 – Curva de carga para o mês de maio.....	82
Figura C.5 – Curva de carga para o mês de junho.....	82
Figura C.6 – Curva de carga para o mês de julho.....	82
Figura C.7 – Curva de carga para o mês de agosto.....	83
Figura C.8 – Curva de carga para o mês de setembro.....	83
Figura C.9 – Curva de carga para o mês de outubro.....	83
Figura E.1 – Radiação solar média incidente no solo, no mês de janeiro, na unidade de exploração....	91
Figura E.2 – Radiação solar média incidente no solo, no mês de fevereiro, na unidade de exploração.91	

Figura E.3 – Radiação solar média incidente no solo, no mês de março, na unidade de exploração....	91
Figura E.4 – Radiação solar média incidente no solo, no mês de abril, na unidade de exploração.....	92
Figura E.5 – Radiação solar média incidente no solo, no mês de maio, na unidade de exploração.....	92
Figura E.6 – Radiação solar média incidente no solo, no mês de junho, na unidade de exploração.....	92
Figura E.7 – Radiação solar média incidente no solo, no mês de julho, na unidade de exploração.....	93
Figura E.8 – Radiação solar média incidente no solo, no mês de agosto, na unidade de exploração.....	93
Figura E.9 – Radiação solar média incidente no solo, no mês de setembro, na unidade de exploração.	93
Figura E.10 – Radiação solar média incidente no solo, no mês de outubro, na unidade de exploração..	93
Figura E.11 – Radiação solar média incidente no solo, no mês de novembro, na unidade de exploração.....	93
Figura E.12 – Radiação solar média incidente no solo, no mês de dezembro, na unidade de exploração.....	94
Figura F.1 – Folha de especificações do painel fotovoltaico.....	95
Figura G.1 – Folha de especificações da bateria.....	96



## Lista de abreviaturas e símbolos

$AM$  – “Air Mass”

$A_i$  – Índice anisotrópico

$B$  – Função do dia a contar desde o início do ano

$C_{bat}$  – Custo de cada bateria

$C_{PV}$  – Custo de cada painel fotovoltaico

$E$  – Energia dos fótons

$E_{anual}$  – Energia consumida anualmente

$E_g$  – Diferença de energia entre a banda de condução e a banda de valência

$E_{PV}$  – Energia proveniente dos painéis fotovoltaicos

$ET$  – Equação do tempo

$f$  – Fator de modulação

$g$  – Aceleração da gravidade à superfície da Terra

$G$  – Irradiância solar global que atinge a atmosfera terrestre

$G_0$  – Irradiância solar extraterrestre incidente numa superfície plana tangente à atmosfera terrestre

$G_{0n}$  – Irradiância solar extraterrestre imediatamente fora da atmosfera terrestre

$G_b$  – Irradiância difusa incidente numa superfície horizontal

$G_d$  – Irradiância direta incidente numa superfície horizontal

$G_{SC}$  – Constante solar

$G_\beta$  – Irradiância global incidente numa superfície inclinada

$G_{b\beta}$  – Irradiância difusa incidente numa superfície inclinada

$G_{d\beta}$  – Irradiância direta incidente numa superfície inclinada

$G_{r\beta}$  – Irradiância refletida pelo solo incidente numa superfície inclinada

$H$  – Altura da elevação da bombagem

$I_D$  – Corrente do diodo

$I_L$  – Corrente gerada a partir da luz solar

$I_{SC}$  – Corrente de curto-circuito

$k_t$  – Índice de céu limpo

$L_{loc}$  – Longitude do ponto de vista do observador

$L_n$  – Distância de difusão dos eletrões

$L_p$  – Distância de difusão dos buracos

$L_{st}$  – Longitude do meridiano a partir do qual é baseado o tempo local

$n$  – Fator de idealidade do díodo

$N$  – Número do dia, a contar desde o início do ano

$n_{bat}$  – Número de baterias instaladas

$n_{PV}$  – Número de painéis fotovoltaicos instalados

$NOCT$  – “Nominal Operating Cell Temperature”

$p_{surplus}$  – Preço de venda da energia elétrica produzida à rede

$p_{tarifa}$  – Preço de compra da energia elétrica à rede

$P_H$  – Potência hidráulica

$P_e$  – Potência elétrica

$P_{in}$  – Potência de entrada que chega à célula solar

$P_{max}$  – Potência máxima gerada pela célula solar

$P_{PV}$  – Potência gerada por cada painel fotovoltaico

$Q$  – Caudal

$r$  – Distância entre a Terra e o Sol

$R_b$  – Rácio da irradiância incidente numa superfície inclinada relativamente a uma superfície horizontal

$T_{amb}$  – Temperatura ambiente

$T_{loc}$  – Constante de correção para a diferença entre a longitude do meridiano a partir do qual é baseado o tempo local e a longitude do ponto de vista do observador

$t_{local}$  – Tempo local

$T_{NOCT}$  – Temperatura em condições “NOCT”

$T_{PV}$  – Temperatura do painel fotovoltaico

$t_{solar}$  – Tempo solar

$V_{OC}$  – Tensão de circuito aberto

$\frac{kT}{q}$  – Tensão térmica aos terminais da célula solar

$\alpha$  – Coeficiente de temperatura da célula solar

$\beta$  – Ângulo de inclinação

$\gamma$  – Ângulo de azimute de superfície

$\delta$  – Ângulo de declinação

$\varepsilon_0$  – Fator de correção de excentricidade

$\eta$  – Rendimento

$\theta$  – Ângulo de incidência

$\theta_z$  – Ângulo de zénite

$\rho$  – Densidade de fluido

$\rho_g$  – Albedo terrestre

$\phi$  – Ângulo de latitude

$\omega$  – Ângulo horário

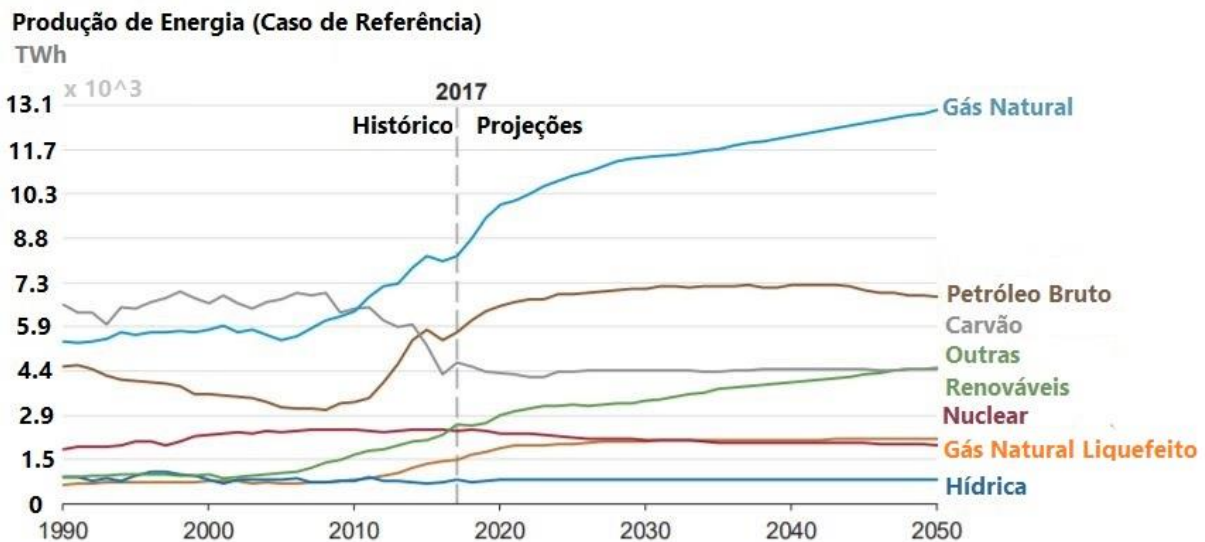




# 1 Introdução

O *Cenário Novas Políticas* projetado pelo *World Energy Outlook* da *International Energy Agency* (IEA), em 2017, que considera o impacto das novas políticas e medidas anunciadas à escala global relativas aos recursos energéticos, projeta um aumento em cerca de 30% da procura mundial de energia elétrica até ao ano de 2040 (o equivalente a adicionar outra China e Índia à procura mundial atual), conforme pode ser observado no gráfico da Figura 1.1, referente à evolução da produção mundial de energia elétrica desde 1990 até 2050 [1]. É também visível no mesmo gráfico que se prevê um aumento da utilização de gás natural (em estado gasoso e liquefeito), petróleo bruto e tecnologias renováveis além da hídrica até 2050. No sentido inverso coloca-se o carvão e a nuclear [2].

Em termos mundiais, a produção de energia elétrica tem um significativo impacto ambiental, em particular devido à produção de energia através de combustíveis fósseis, como o carvão e o gás natural. Os principais malefícios associados à produção de energia elétrica a partir de fontes não renováveis prendem-se com a emissão de gases para a atmosfera, como o dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>), os óxidos de azoto (NO<sub>x</sub>) e o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Estes gases potenciam e são responsáveis pela formação de chuvas ácidas, pela destruição da camada de ozono, pela formação de “smog” e pelo efeito de estufa e conseqüente aquecimento global do planeta. Outro dos problemas associados à utilização deste género de combustíveis para produção de energia elétrica refere-se ao possível esgotamento destes recursos, uma vez que o ritmo a que estes estão a ser utilizados é francamente superior ao ritmo a que são produzidos, levantando problemas de sustentabilidade para as gerações futuras [3].



*Figura 1.1 - Produção Mundial de Energia Elétrica, 1990 - 2050. (adaptado para português de [1])*

Torna-se essencial obter energia elétrica a partir de fontes que sejam menos poluentes e sustentáveis e com rendimentos energéticos mais elevados, de modo a garantir a sustentabilidade da produção de energia em termos ambientais. Um exemplo de uma alternativa conveniente para obter energia elétrica de um modo limpo e sustentável são os sistemas solares fotovoltaicos, que convertem a luz solar em energia elétrica. A utilização do Sol como uma fonte inesgotável de energia e o seu aproveitamento

para gerar energia é uma mais-valia económica (em termos de custo da matéria prima) e ambiental. Mais-valias essas que se traduzem em algumas vantagens como o facto do Sol ser uma fonte inesgotável de energia, a não libertação de gases nocivos para o ambiente durante a conversão de energia e a possibilidade de independência energética, sendo uma alternativa à utilização de energia da rede, que nem sempre é economicamente viável [4].

Os painéis fotovoltaicos funcionam com base no efeito fotovoltaico, que é o processo físico básico responsável pela conversão direta da potência da radiação solar em potência elétrica, através da utilização de materiais semicondutores como o silício. Quando os fotões constituintes da luz solar atingem uma célula solar, estes podem ser refletidos, absorvidos ou podem atravessar o material. Apenas os fotões que são absorvidos geram eletricidade. A energia destes é transferida para os eletrões do semicondutor, que se excitam e passam para a banda de condução do material semicondutor. A difusão destes eletrões gera uma força eletromotriz e este fenómeno permite a conversão da energia solar em energia elétrica [5].

## 1.1 Motivação e Enquadramento

Advém dessa necessidade de substituir os combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis que surge o tema desta dissertação. Ao implementar um sistema autónomo de geração de energia a partir de fontes renováveis, garante-se a sustentabilidade desse sistema em termos energéticos, garantindo que não ocorra libertação de gases nocivos para o ambiente e que haja uma fonte inesgotável de energia que permita o funcionamento desse mesmo sistema [6].

Também no âmbito do Acordo de Paris, um tratado no âmbito da Convenção das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima, que rege medidas de redução de emissão de dióxido de carbono a partir de 2020, no qual Portugal está inserido, surge a necessidade de desenvolver fontes energéticas renováveis que contribuam para essa redução da emissão de dióxido de carbono para a atmosfera terrestre [7].

Aliado aos motivos climáticos que incentivam a instalação de sistemas que funcionem com recurso a energias renováveis, surge o interesse por parte do proprietário da unidade de exploração em estudo em estudar a aplicação de painéis fotovoltaicos na agricultura, nomeadamente nas culturas que são exploradas na unidade, e otimizar o processo de geração/armazenamento de energia no local ao implementar um sistema solar fotovoltaico dimensionado tendo em conta as necessidades específicas de consumo por parte do local em estudo.

Ainda no seguimento do último parágrafo, surge ainda a necessidade por parte da unidade de exploração em estudo de reduzir a parcela da eletricidade no preço final a que é vendida a fruta produzida. Atualmente, no que toca à produção de pera rocha, a eletricidade tem um peso médio de 6% no custo a que esta é vendida. Quanto às restantes culturas, uma vez que as necessidades de rega são menores, o peso da eletricidade no preço final desce para 4%. Ao implementar um sistema autónomo de geração de energia proveniente de fontes renováveis, a fatia que a eletricidade ocupa no preço final a que a fruta é vendida irá diminuir a médio-longo prazo, uma vez que, idealmente, a unidade

de exploração será capaz de produzir toda a energia que consome, sem a necessidade de comprar à rede a energia que precisa para o bom funcionamento do sistema.

## 1.2 Objetivos

Este trabalho foi desenvolvido em parceria com a empresa Francisco Manuel Machado Parente, Unipessoal, Lda, na implementação de painéis fotovoltaicos num sistema agrícola. Os objetivos principais estão definidos nos seguintes pontos:

- Realização de uma análise técnica e económica de um sistema autónomo de geração de energia por fontes renováveis para consumidores agrícolas;
- Caracterização da unidade de exploração em estudo, nomeadamente, em termos de consumo de eletricidade, condições ambientais e culturas em exploração;
- Desenvolvimento de um sistema totalmente autónomo de geração de energia a partir de painéis fotovoltaicos e baterias adequado às características do local;
- Elaboração de metodologias que permitem a escolha dos componentes principais.
- Análise económica para cada aplicação agrícola;
- Simulação do sistema para as diferentes aplicações agrícolas e validação da tecnologia selecionada.

## 1.3 Estrutura da dissertação

Esta dissertação é composta por 7 capítulos organizados na seguinte configuração:

- No capítulo 1 é realizada uma introdução ao tema da dissertação, definindo a motivação, o enquadramento e os objetivos concretos deste trabalho;
- No capítulo 2 introduzem-se os modelos no qual se baseiam os cálculos efetuados relativamente à radiação solar que atinge um determinado local, ao longo de um determinado período de tempo. Também nesse capítulo são introduzidos os aspetos principais do funcionamento dos painéis fotovoltaicos e das baterias que a estes comumente são associadas;
- No capítulo 3 introduz-se o caso de estudo. É realizada uma análise do terreno e do clima na área em estudo, seguida da descrição do sistema de rega e das respetivas bombas hidráulicas. É efetuada uma caracterização do consumo energético da unidade de exploração, sendo apresentados modelos diários para todos os meses do ano. São ainda analisadas as tarifas elétricas contratadas na referida unidade de exploração;
- No capítulo 4 é efetuado o estudo da instalação de um sistema totalmente autónomo da rede elétrica;
- No capítulo 5 é realizada uma análise financeira da instalação de dois tipos de sistema: um sistema composto somente por painéis fotovoltaicos e um sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias;

- No capítulo 6 é efetuada a discussão dos resultados e a determinação do melhor tipo de sistema solar fotovoltaico a ser implementado pela empresa na unidade de exploração;
- No capítulo 7 são apresentadas as conclusões finais da dissertação.

## 2 Energia Solar

O Sol, o centro e o maior astro do Sistema Solar no qual o nosso planeta Terra se inclui, tem um diâmetro de  $1.39 \times 10^9$  m e está, em média, a  $1.5 \times 10^{11}$  m da Terra. Do ponto de vista da Terra, o Sol roda sobre o seu eixo cerca de uma vez a cada 4 semanas. No entanto, este não roda como um corpo sólido: o equador leva por volta de 27 dias, enquanto que nas regiões polares leva cerca de 30 dias por cada rotação. Na sua superfície, o Sol tem uma temperatura de 5777 K, enquanto que no seu núcleo estima-se que a temperatura varia entre  $8 \times 10^6$  K e  $40 \times 10^6$  K. Estima-se também que a densidade do Sol é cerca de 100 vezes superior à da água.

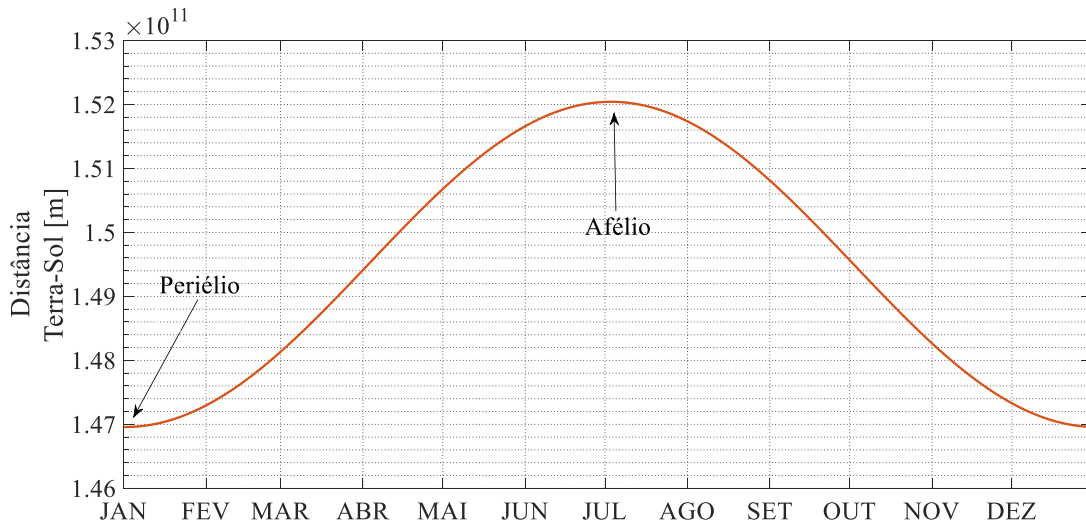
O Sol pode ser considerado, efetivamente, um reator de fusão contínuo, com os seus gases constituintes retidos através de forças gravitacionais. As múltiplas fusões nucleares que ocorrem no seu interior são a origem da energia irradiada pelo Sol, que posteriormente chega à Terra. A reação de fusão nuclear que é considerada a mais importante neste processo é aquela na qual o Hidrogénio (isto é, quatro protões) se combina para formar um núcleo Hélio. A massa do Hélio resultante é inferior à da soma dos quatro protões, sendo o diferencial de massa convertido em energia [8].

Se fosse possível captar e converter a energia proveniente de somente 10 hectares da superfície solar, haveria energia suficiente para suprir as necessidades energéticas mundiais. No entanto, há três razões principais pelas quais isto não é possível. A primeira relaciona-se com a distância que o Sol está da Terra, chegando apenas uma fração dessa energia à Terra. A segunda é devido ao movimento de rotação da Terra sobre o seu eixo, qualquer instrumento coletor de energia solar localizado na sua superfície apenas pode receber energia irradiada pelo Sol durante uma parte do dia. E finalmente, existe a atmosfera terrestre que filtra em média cerca de 30% da energia solar que chega ao exterior da atmosfera terrestre, mas que em dias de grande nebulosidade pode filtrar a maioria da energia solar que atinge a Terra [9].

### 2.1 Geometria Solar

De modo a perceber como se capta energia proveniente do Sol, é necessário prever a sua localização relativamente ao aparelho coletor. Para tal, é fundamental estudar a geometria solar e os ângulos específicos da posição do Sol relativamente aos painéis fotovoltaicos e consequentemente, relativamente à Terra. Nesta secção serão deduzidas as equações necessárias para compreender esse posicionamento do Sol face à Terra de modo a proceder-se a um estudo mais assertivo quanto ao posicionamento dos painéis fotovoltaicos.

O planeta Terra, com o seu movimento de translação, perfaz uma volta completa em torno do Sol a cada 365,25 dias numa órbita elíptica. Como se referiu anteriormente, a distância média do Sol à Terra é de  $1.5 \times 10^{11}$  m, atingindo o seu máximo no dia 3 de julho, cerca de  $1.52 \times 10^{11}$  m, sendo este fenómeno denominado de afélio. Quanto à distância mínima entre estes, esta é de cerca de  $1.47 \times 10^{11}$  m, num fenómeno denominado de periélio, que acontece no dia 2 de janeiro. Na Figura 2.1 é possível observar a variação da distância da Terra ao Sol ao longo do ano [10].



**Figura 2.1 - Distância entre o Sol e a Terra ao longo do ano, com indicação do periélio e do afélio.**

A distância da Terra ao Sol, em metros, é definida pela equação (2.1),

$$r = \left[ 1 + 0.017 \operatorname{sen} \left( \frac{360(N - 93)}{365} \right) \right] \cdot 1.496 \times 10^{11} \quad (2.1)$$

sendo a distância  $r$  definida em função do número do dia,  $N$ , a contar desde o início do ano. Note-se que a excentricidade da elipse é de apenas 0.017, ou seja, é muito pequena. É devido a esta pequena excentricidade que a distância é vulgarmente expressa como  $1.496 \times 10^8$  m, que equivale a uma unidade astronómica, 1 UA. No caso que está a ser estudado especificamente, e para a maioria dos estudos de engenharia, entra-se em conta com um fator de correção de excentricidade,  $\varepsilon_0$ , definido na equação (2.2).

$$\varepsilon_0 = (1.496 \times 10^{11}/r)^2 = 1 + 0.033 \cos \left( \frac{360 \cdot N}{365} \right) \quad (2.2)$$

No que toca ao movimento de rotação da Terra, este é significativamente mais curto e cada ciclo tem a duração de 24 horas. Neste movimento, a Terra roda em torno de si própria com uma inclinação de  $23.45^\circ$  relativamente ao plano elíptico. A inclinação da Terra relativamente ao plano elíptico é o que provoca a existência das estações do ano e é a causa para que haja mais horas de irradiância solar no Verão do que no Inverno. Na Figura 2.2 observa-se um esquema representativo da órbita da Terra em torno do Sol, onde estão fixos tanto os equinócios de Primavera e Outono como os solstícios de Verão e de Inverno [10].

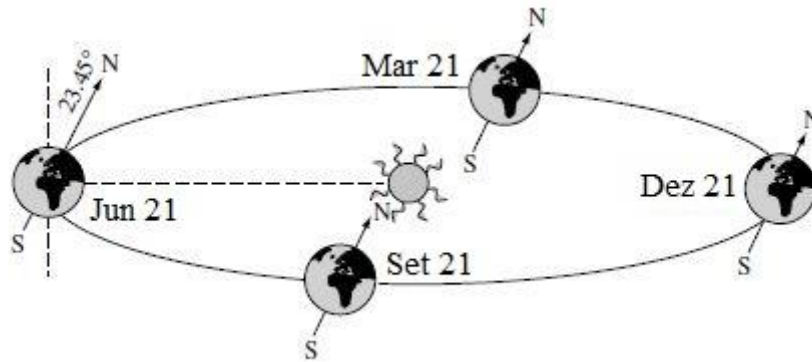


Figura 2.2 - Órbita da Terra em torno do Sol. (extraído de [11])

## 2.1.1 O Tempo

A ideia de que o tempo dos relógios corresponde à posição do Sol num dado instante é errada. Na verdade, a duração de um dia específico, varia significativamente durante o ano. Esta variação deve-se a quatro fatores, adiante enumerados por ordem decrescente de importância:

- A órbita da Terra em torno do Sol é elíptica, fazendo com que a Terra gire mais rapidamente quando está próxima do Sol do que quando está mais longe deste;
- O eixo da Terra está inclinado face ao plano que contém a sua órbita à volta do Sol;
- A Terra gira a uma taxa irregular em torno do seu eixo;
- A Terra oscila sobre o seu próprio eixo.

No estudo da instalação de painéis fotovoltaicos e na modelação do movimento da Terra em relação ao Sol é necessário ter em consideração a evolução do tempo e a definição de tempo solar,  $t_{solar}$ . O tempo solar é baseado no movimento angular aparente do Sol pelo céu, correspondendo o meio-dia solar ao momento em que o Sol cruza o meridiano do observador. A conversão da hora local para o tempo solar é realizada através de duas correções.

Primeiro, existe uma constante de correção,  $T_{loc}$ , em minutos, para a diferença entre a longitude do meridiano a partir do qual é baseado o tempo local,  $L_{st}$ , e a longitude do ponto de vista do observador,  $L_{loc}$ . Nesta primeira correção, definida pela equação (2.3), é preciso ter em consideração que o Sol leva 4 minutos a atravessar  $1^\circ$  de longitude e que os valores da longitude são positivos para valores a Oeste do meridiano de Greenwich e negativos para valores a Este do mesmo [8].

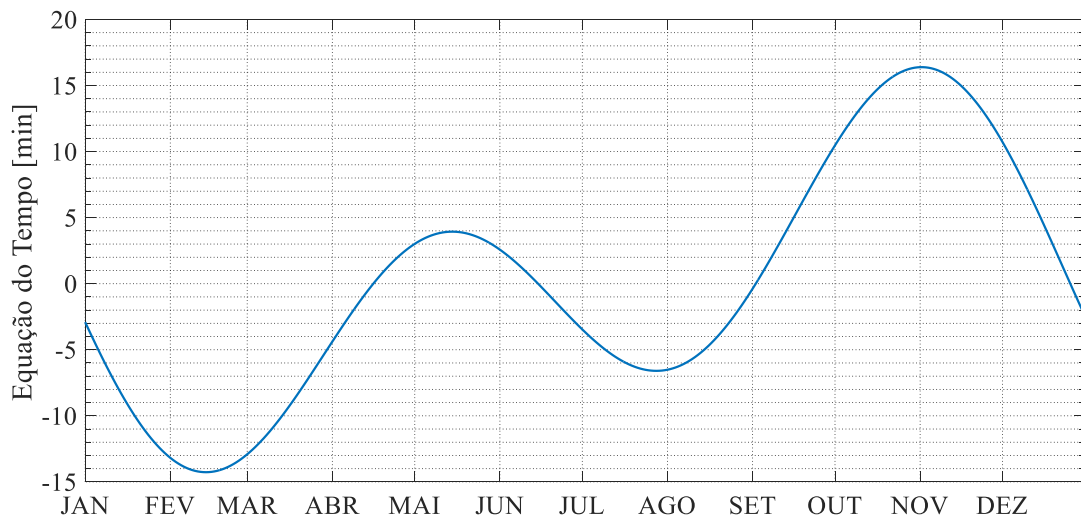
$$T_{loc} = 4(L_{st} - L_{loc}) \quad (2.3)$$

A segunda correção é feita através da equação do tempo,  $ET$ , também em minutos, que tem em conta as perturbações na velocidade de rotação da Terra, que afeta o momento em que o Sol cruza o meridiano do observador, e cuja representação gráfica pode ser observada na Figura 2.3. A sua expressão é dada pela equação (2.4) [8].

$$ET = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cdot \cos(B) - 0.032077 \cdot \sin(B) - 0.014615 \cdot \cos(2B) - 0.04089 \cdot \sin(2B)) \quad (2.4)$$

onde  $B$  é função do dia,  $N$ , a contar desde o início do ano e a respetiva expressão é dada pela equação (2.5).

$$B = (N - 1) \cdot \frac{360^\circ}{365} \quad (2.5)$$



**Figura 2.3 - Equação do tempo ao longo de um ano, em minutos.**

Aplicando as correções deduzidas nos parágrafos anteriores obtém-se a expressão (2.6) que permite calcular o tempo solar,  $t_{solar}$ , em minutos [8].

$$t_{solar} = t_{local} + T_{loc} + ET \quad (2.6)$$

## 2.1.2 Relações geométricas entre a Terra e o Sol

As relações geométricas entre um plano com qualquer orientação relativa à Terra, em qualquer instante, e a posição do Sol relativamente a esse plano e, conseqüentemente, à radiação por si irradiada, pode ser descrita em várias relações angulares. Estas relações, que podem ser observadas nas Figuras 2.4 e 2.6, e as suas convenções são as seguintes:



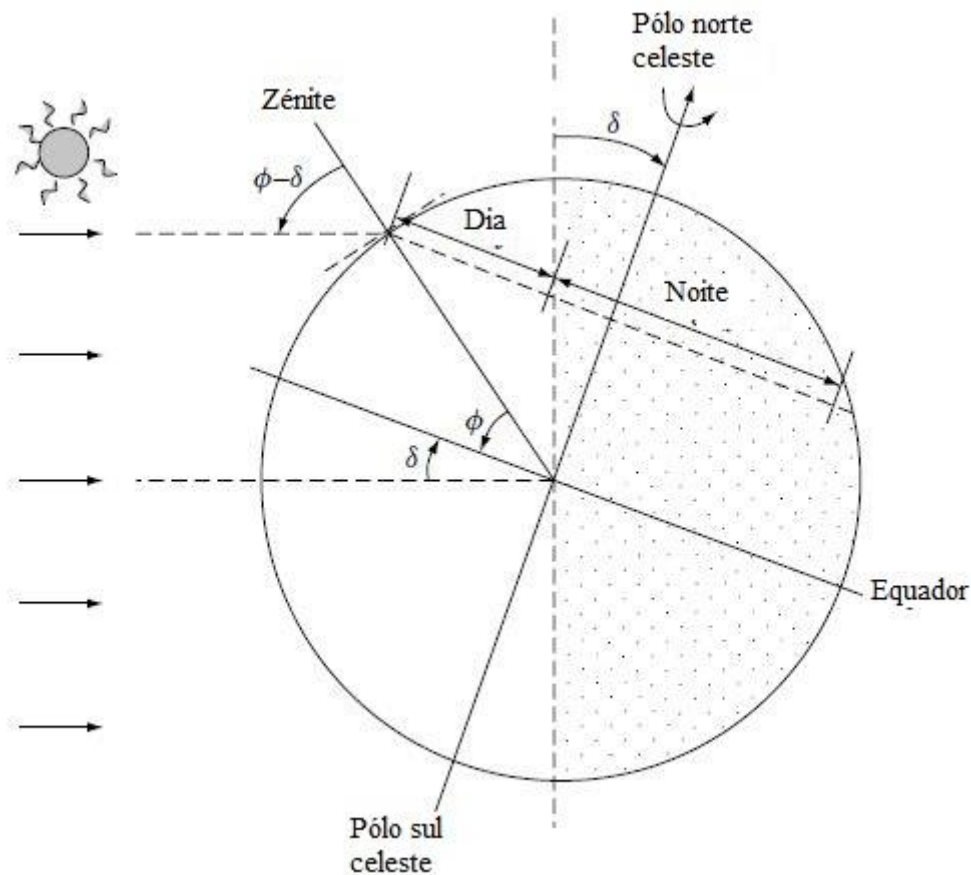


Figura 2.4 - Posição relativa entre a Terra e o Sol num dia de Inverno no hemisfério norte (e, conseqüentemente, Verão no hemisfério sul). (adaptado para português de [11])

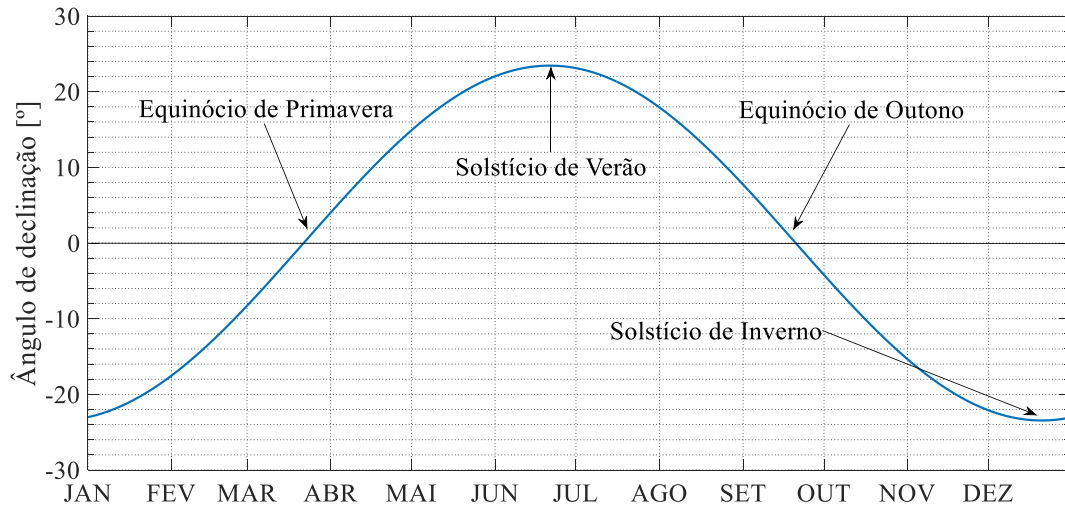
- **Latitude,  $\phi$**

A latitude é o ângulo que define a localização de norte a sul, na Terra, sendo a sua referência medida a partir do equador. As localizações a norte do equador são positivas e  $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$ . Na Figura 2.4 mostra-se um exemplo de uma latitude positiva, localizada a norte do equador.

- **Declinação,  $\delta$**

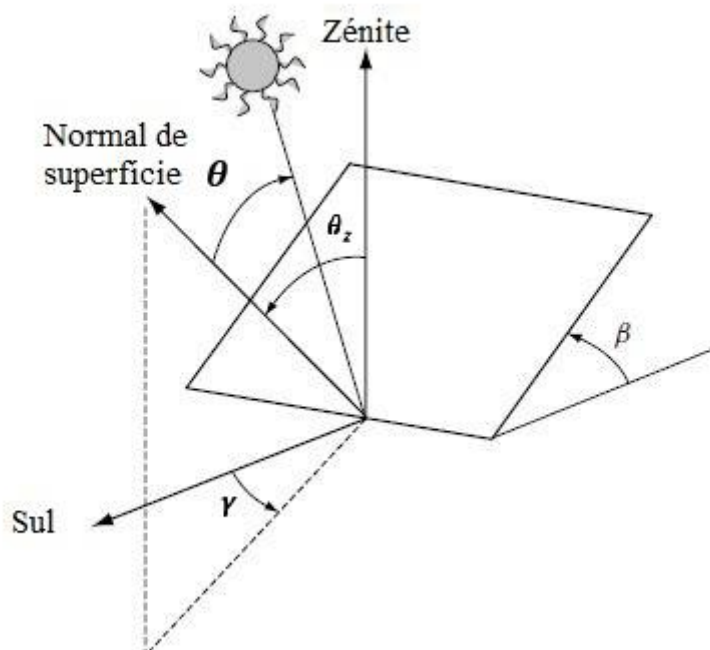
O ângulo de declinação representa a posição angular do Sol no meio-dia solar relativamente ao plano do equador da Terra. A sua função é descrita pela equação (2.7) e está representada no gráfico da Figura 2.5 [8].

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(360^\circ \cdot \frac{284 + N}{365}\right) \quad (2.7)$$



**Figura 2.5 - Variação do ângulo de declinação, em graus, ao longo do ano.**

Como mostra o gráfico da Figura 2.5, o ângulo de declinação tem dois zeros, um máximo e um mínimo. Os zeros coincidem com os equinócios de Primavera e de Outono, marcando o início de cada uma destas estações no hemisfério norte e corresponde ao dia em que a noite tem a mesma duração que o dia. O máximo, com  $\delta = 23.45^\circ$ , corresponde ao solstício de Verão e é nessa altura do ano que, no hemisfério norte, o dia tem mais horas de luz. Por outro lado, no solstício de Inverno o ângulo de declinação atinge o seu valor mínimo, com  $\delta = -23.45^\circ$ , e é nesta altura do ano que, no hemisfério norte, o dia tem menos horas de luz. Destaque para o facto do valor absoluto quer do máximo, quer do mínimo, do ângulo de declinação corresponder à inclinação que o eixo da Terra tem relativamente ao plano elíptico do movimento desta em torno do Sol, demonstrando que estes estão estritamente relacionados.



**Figura 2.6 – Posição relativa entre um plano na superfície da Terra e o Sol, com representação dos ângulos mais importantes. (adaptado para português de [11])**

- **Inclinação,  $\beta$**

O ângulo de inclinação é relativo a um plano na superfície da Terra e traduz a inclinação da superfície que recebe a radiação do Sol face ao plano horizontal e  $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$ . Nota para o facto que quando  $\beta \geq 90^\circ$  significa que o plano que recebe a radiação está virado para baixo.

- **Azimute de superfície,  $\gamma$**

O ângulo de azimute de superfície traduz o desvio entre a projeção do Sol no plano horizontal e a superfície na longitude do observador, sendo que um plano orientado para Sul tem  $0^\circ$  de azimute de superfície e os desvios para Este resultam em ângulos negativos enquanto que os desvios para Oeste resultam em ângulos positivos.  $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ .

- **Ângulo horário,  $\omega$**

O ângulo horário traduz-se deslocamento angular do Sol para Este ou Oeste do meridiano no ponto de vista do observador devido à rotação da Terra sobre o próprio eixo a  $15^\circ$  por hora, sendo que o meio-dia solar corresponde a  $\omega = 0^\circ$  e antes do meio-dia solar o  $\omega$  é negativo, e depois do meio-dia solar o  $\omega$  é positivo. A sua expressão, em graus, traduz-se na equação (2.8).

$$\omega = \left( \frac{t_{solar}}{60} - 12 \right) \cdot 15 \quad (2.8)$$

- **Incidência,  $\theta$**

O ângulo de incidência é o ângulo entre a radiação irradiada pelo Sol e a normal do plano da superfície onde incide essa radiação. Quando este ângulo é superior a  $90^\circ$  significa que a radiação está a incidir na parte de trás do painel. Também é necessário garantir que a Terra não está a bloquear a radiação

solar – isto é, que o ângulo horário está entre o nascer e o pôr-do-sol. Este tem valores compreendidos entre  $0^\circ$  e  $180^\circ$  e a sua expressão traduz-se na equação (2.9) [10].

$$\begin{aligned} \theta = & \text{arcos}(\text{sen}(\delta)\text{sen}(\phi) \cos(\beta) - \text{sen}(\delta) \cos(\phi) \text{sen}(\beta) \cos(\gamma) \\ & + \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(\beta) \cos(\omega) \\ & + \cos(\delta) \text{sen}(\phi)\text{sen}(\beta) \cos(\gamma) \cos(\omega) \\ & + \cos(\delta) \text{sen}(\beta)\text{sen}(\gamma)\text{sen}(\omega)) \end{aligned} \quad (2.9)$$

- **Zénite,  $\theta_z$**

O ângulo de zénite é o ângulo entre a vertical e a linha do Sol, o que por outras palavras traduz o ângulo de incidência numa superfície horizontal. Para obter o ângulo de zénite, em graus, usa-se a equação (2.10) com  $\beta = 0^\circ$  [8].

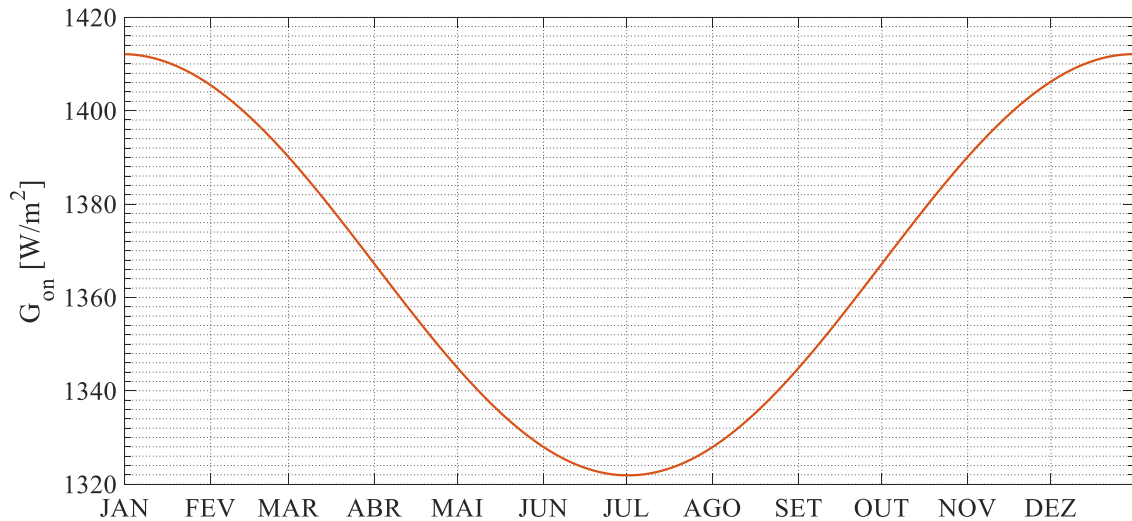
$$\theta_z = \text{arcos}(\text{sen}(\delta)\text{sen}(\phi) + \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(\omega)) \quad (2.10)$$

## 2.2 Irradiância Solar

A taxa à qual a energia proveniente do Sol atinge uma unidade de área na Terra é denominada como “Irradiância Solar” ou “Insolação” e esta corresponde a uma medida instantânea que varia ao longo do tempo. Na superfície do Sol, a intensidade da irradiância solar é de aproximadamente  $6.33 \times 10^7 \text{ W/m}^2$ . No entanto, uma vez que a radiação se espalha à medida que a distância do Sol aumenta, a irradiância solar, à distância de 1 UA (a distância da Terra ao Sol) é chamada de constante solar,  $G_{SC}$ , e corresponde a  $1367 \text{ W/m}^2$ . Este é o valor da irradiância incidente fora da atmosfera terrestre [9].

Com base na equação (2.1), que representa a variação da distância entre a Terra e o Sol ao longo do ano, e entrando em conta com o fator de correção de excentricidade,  $\varepsilon_0$ , chega-se à equação (2.11), que traduz a variação da irradiância solar extraterrestre imediatamente fora da atmosfera terrestre ao longo do ano. A sua função está representada na Figura 2.7.

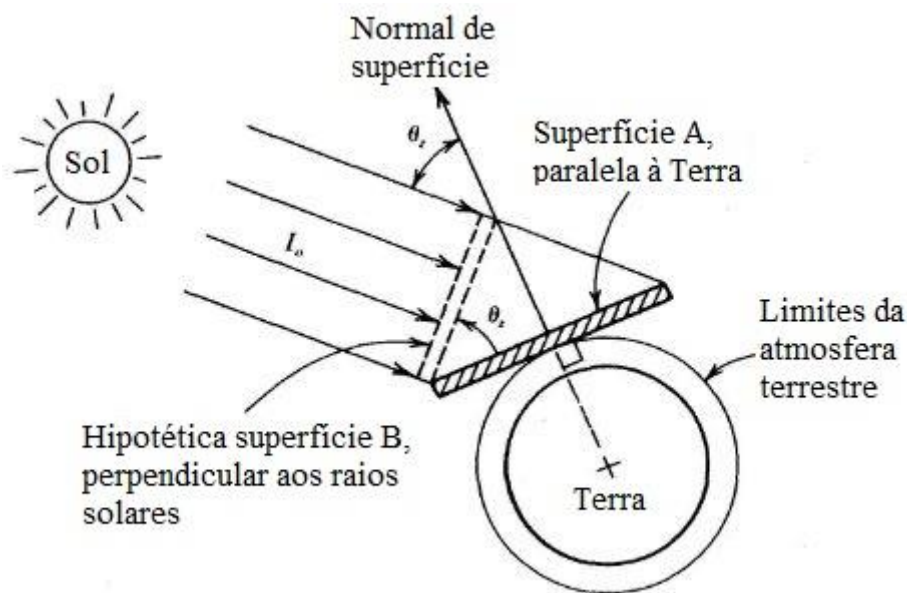
$$G_{on} = G_{SC} \cdot \varepsilon_0 \cdot 0.7 \quad (2.11)$$



**Figura 2.7 - Variação da irradiância solar extraterrestre ao longo do ano.**

Como seria de esperar, a irradiância que chega à superfície terrestre é menor quando a distância entre o Sol e a Terra é maior, e vice-versa.

Uma vez deduzida a expressão da irradiância solar extraterrestre imediatamente fora da atmosfera, torna-se importante definir a irradiância solar extraterrestre incidente numa superfície horizontal. Considere-se uma superfície plana tangente à atmosfera terrestre. Quando esta superfície está virada para o Sol, a irradiância solar que a atinge será  $G_{on}$ , o valor máximo possível. Se a normal da superfície não está na direção do Sol, a irradiância solar que a atingirá será reduzida pelo cosseno do ângulo entre a normal da superfície e a direção de um raio irradiado pelo Sol que atinja a superfície. Uma imagem descritiva deste fenómeno pode ser observada adiante, na Figura 2.8.



**Figura 2.8 - O efeito do cosseno no conceito da irradiância solar extraterrestre, imediatamente fora da atmosfera. (adaptado para português de [9])**

Assim, a irradiância solar extraterrestre incidente numa superfície plana tangente à atmosfera terrestre e, conseqüentemente, à Terra, é dada pela equação (2.12).

$$G_0 = G_{0n} \cdot \cos(\theta_z) \quad (2.12)$$

De seguida, a partir da informação disponibilizada pelo programa *PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System* [12] obteve-se o índice de céu limpo,  $k_t$ , para cada mês, ao calcular o quociente do integral da curva da irradiância solar global num plano fixo horizontal pelo integral de  $G_0$ . Uma vez calculado este índice, obtém-se a expressão, definida pela equação (2.13), que traduz a irradiância solar global que atinge a superfície terrestre.

$$G = G_0 \cdot k_t \quad (2.13)$$

Conforme a radiação solar atravessa a atmosfera terrestre, esta é modificada pelas interações com os componentes presentes na atmosfera. Alguns deles, como as nuvens, refletem a radiação. Outros, como por exemplo o ozono, o oxigénio, o dióxido de carbono e o vapor de água absorvem uma parte significativa da radiação em determinadas bandas do espectro. A humidade e a poeira presentes na atmosfera causam dispersão da luz. Como resultado de todos estes processos ocorre a decomposição da irradiância solar incidente num sistema coletor à superfície terrestre em componentes claramente diferenciados. Deste modo é possível caracterizar a irradiância incidente na superfície terrestre como a soma de alguns componentes: a irradiância direta,  $G_d$ , constituída pela parte da radiação que atravessa a atmosfera terrestre sem ser refletida ou dispersada, e que atinge o recetor numa linha reta desde o sol e a irradiância difusa,  $G_b$ , proveniente de todo o céu para além do Sol e que é dispersa até chegar ao recetor. A irradiância total incidente numa superfície horizontal é a soma destas componentes é denominada como irradiância global,  $G$ , e a sua expressão é dada pela equação (2.14) [11].

$$G = G_d + G_b \quad (2.14)$$

De forma a obter a porção da irradiância global pode-se basear num dos diversos modelos de decomposição existentes. Os modelos de decomposição são baseados na correlação entre a irradiância difusa e irradiância total numa superfície horizontal. Esta correlação é definida em função do índice de céu limpo,  $k_t$ . Este projeto basear-se-á no Modelo de Erbs. Este modelo baseia-se na informação obtida a partir de 5 estações localizadas no Estados Unidos da América, em latitudes entre os 31°N e os 42°N, ao longo de 4 anos. Os valores de irradiância direta e irradiância global eram medidos hora a hora, sendo a diferença entre estas grandezas a irradiância difusa, sendo que a sua expressão é dada pela equação (2.15). [11].

$$G_d = \begin{cases} (1 - 0.09k_t) \cdot G, & k_t \leq 0.22 \\ (0.95 - 0.16k_t + 4.39k_t^2 - 16.64k_t^3 + 12.34k_t^4) \cdot G, & 0.22 < k_t \leq 0.8 \\ 0.165 \cdot G, & k_t > 0.8 \end{cases} \quad (2.15)$$

No que diz respeito à irradiância incidente numa superfície inclinada,  $G_\beta$ , a expressão que permite o cálculo desta grandeza é semelhante à equação (2.14), mas com a adição de um componente referente à radiação que antes de incidir na superfície em análise, é refletida pelo solo, num fenómeno denominado albedo, cuja expressão é representada pela equação (2.16).

$$G_\beta = G_{b\beta} + G_{d\beta} + G_{r\beta} \quad (2.16)$$

Geralmente, os modelos de irradiância difusa para superfícies inclinadas podem ser classificados em dois grupos: os modelos isotrópicos e anisotrópicos. Eles diferem na divisão do céu em regiões com maiores e menores intensidades de irradiância difusa. Os modelos isotrópicos assumem que há uniformidade na distribuição da irradiância difusa pelo céu. No que toca aos modelos anisotrópicos, estes incluem módulos apropriados para representar áreas de elevada intensidade de irradiância difusa. Um bom exemplo de um modelo anisotrópico é o HDKR (Hay, Davies, Klutcher e Reindl) [13]. Este modelo consiste num aperfeiçoamento dos modelos isotrópicos, mas que, em 1980, Hay e Davies estimam a fração de irradiância difusa que é circumsolar e consideram que esta, na sua totalidade, tem a mesma direção que a irradiância direta. Mais tarde, Reindl et al, em 1990, adicionam uma componente referente ao 'brilho' do horizonte ao modelo desenvolvido por Hay e Davies, como propôs Klutcher em 1979, dando origem ao modelo HDKR, cuja sigla se refere às iniciais dos especialistas que contribuíram para o seu desenvolvimento. Deste modo, segundo este modelo, a irradiância difusa numa superfície inclinada, à superfície da Terra,  $G_{d\beta}$ , é dada pela equação (2.17) [8].

$$G_{d\beta} = G_d \left[ (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \left[ 1 + f \operatorname{sen}^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right] + A_i R_b \right] \quad (2.17)$$

Na equação (2.17),  $A_i$ , representado pela equação (2.18), é um índice anisotrópico que determina a transmitância da atmosfera relativamente à irradiância direta.

$$A_i = \frac{G_b}{G_0} \quad (2.18)$$

No que toca a  $f$ , este representa um fator de modulação que entra em conta com a nebulosidade e a equação que permite o seu cálculo está representada em (2.19).

$$f = \sqrt{\frac{G_b}{G}} \quad (2.19)$$

Na equação (2.17) surge um terceiro termo,  $R_b$ , que representa o rácio da irradiância recebida por uma superfície inclinada relativamente a uma superfície horizontal tangente à atmosfera terrestre, sendo a sua expressão dada pela equação (2.20).

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (2.20)$$

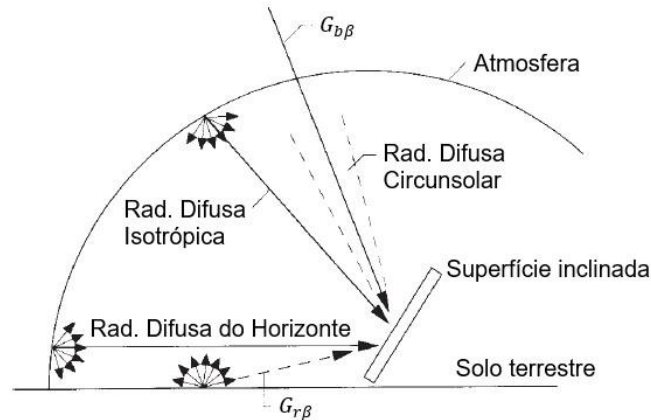
Uma vez determinada a expressão que, segundo o modelo HDKR, representa a irradiância difusa incidente numa superfície inclinada, é necessário determinar a expressão representativa da irradiância direta incidente numa mesma superfície inclinada,  $G_{b\beta}$ , a qual é determinada pela equação (2.21).

$$G_{b\beta} = G_b R_b \quad (2.21)$$

Finalmente, calcula-se o último componente da irradiância incidente numa superfície inclinada, referente à fração de irradiância que é refletida no solo,  $G_{r\beta}$ , cuja expressão está representada na equação (2.22), onde o coeficiente  $\rho_g$  representa o albedo terrestre [8].

$$G_{r\beta} = G \cdot \rho_g \left( \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (2.22)$$

Na Figura 2.9 é possível observar todos estes componentes que permitem o cálculo da irradiância total incidente numa superfície inclinada.



**Figura 2.9 - Diferentes componentes da irradiância incidente num plano inclinado, na superfície da Terra. (adaptado para português de [8])**

Substituindo na equação (2.16) obtém-se a seguinte expressão para esta irradiância:

$$G_{\beta} = (G_b + G_d A_i) \cdot R_b + G_d (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \left[ 1 + f \operatorname{sen}^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right] + G \rho_g \left( \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (2.23)$$

## 2.3 Painéis fotovoltaicos

A tecnologia fotovoltaica é aquela que permite a geração de energia elétrica a partir da iluminação de semicondutores através de fótons. Durante o período de tempo em que uma célula solar fotovoltaica é



iluminada por luz solar, esta converte energia solar em energia elétrica. Na ausência da iluminação, não existe conversão de energia. Tal como as outras tecnologias que permitem a geração de energia elétrica, a fotovoltaica tem as suas vantagens e desvantagens. Algumas destas vantagens e desvantagens estão dispostas adiante e destaque-se o facto da maioria das desvantagens da tecnologia fotovoltaica não serem técnicas, mas serem relacionadas com aspetos económicos e de infraestrutura [14].

#### **Vantagens:**

- A fonte de energia é o sol, cuja energia pode ser considerada inesgotável;
- Com a implementação desta tecnologia não há emissões de gases poluentes nem lixo tóxico resultante na conversão de energia elétrica;
- Custos de operação baixos (não se paga pela luz solar);
- Alta fiabilidade (duram mais de 20 anos em condições normais de manuseamento);
- Tecnologia modular, que permite flexibilidade em termos de potência instalada;
- Rápida instalação;
- Segurança;
- Pode ser integrado em estruturas pré-existentes.

#### **Desvantagens:**

- A luz solar é difusa e depende das condições atmosféricas (nebulosidade afeta significativamente o rendimento);
- Elevados custos de instalação;
- Pouca fiabilidade nos elementos auxiliares, incluindo o armazenamento;
- Falta de sistemas de armazenamento de energia economicamente eficientes;
- Custos associados à manutenção dos sistemas solares fotovoltaicos.

As células solares são constituídas por materiais semicondutores, que têm a banda de valência de energia com os eletrões fracamente ligados. Quando a energia da radiação incidente numa célula solar ultrapassa o valor da banda proibida, as ligações dos eletrões são quebradas e estes recebem energia suficiente para se soltarem da banda de valência e se moverem para uma nova banda energética denominada por banda de condução, permitindo a condução de eletricidade através do material semicondutor. Essa energia necessária para libertar os eletrões é fornecida pelos fotões provenientes da radiação solar. Na banda de condução, um tipo específico de material coleta esses eletrões “livres” e envia-os para o circuito externo. Os eletrões perdem a sua energia realizando trabalho no circuito externo. De seguida, os eletrões retornam à célula solar através de um outro tipo de material, que os retorna para a banda de valência com a mesma energia que tinham quando lá se encontravam inicialmente [14].

## 2.3.1 Célula Solar

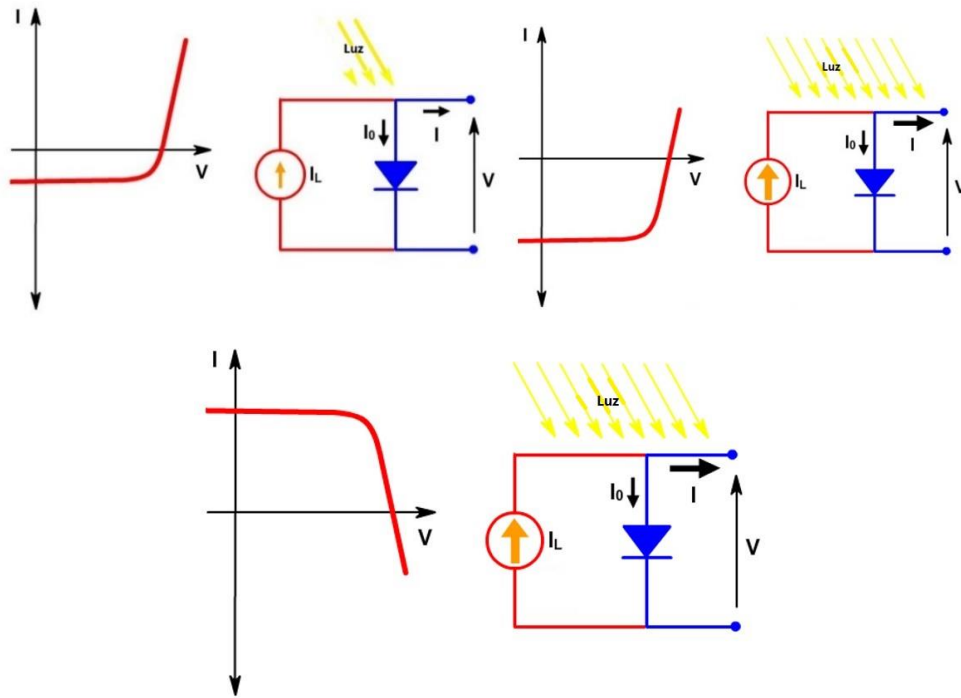
Uma célula solar consiste numa estrutura que converte a diretamente a energia solar para energia elétrica na forma de corrente contínua. Esta é capaz de fornecer tensão e corrente a uma carga resistiva, como uma lâmpada, um motor ou uma bateria. Quando o silício dopado do tipo-p está junto a uma região de silício do tipo-n, os buracos do lado do tipo-p difundem para o lado do tipo-n. Já os elétrons, difundem para o lado do tipo-p. Este fenômeno permite a criação de um campo elétrico que torna possível que a corrente flua. Este campo elétrico também separa os elétrons dos buracos que foram previamente criados pela absorção de luz solar. Quando os elétrons e buracos são separados, é possível extrair potência elétrica do circuito.

Este processo requer um tipo de material no qual a absorção de luz excite um elétron para um nível mais elevado de energia e outro tipo de material que permita o deslocamento deste elétron desde a célula solar para um circuito externo. Vários materiais podem ser suficientes para permitir esta conversão de energia fotovoltaica, mas em prática, quase todos os casos recorrem a semicondutores na forma de junção p-n.

Pode-se considerar a existência de 3 processos básicos na operação de uma célula solar fotovoltaica, sendo eles:

1. O primeiro processo consiste na absorção dos fótons incidentes para criar os pares elétron-buraco. Estes apenas existirão por um período de tempo igual ao de um portador minoritário, antes de recombinar.
2. A coleta desses portadores pela junção p-n evita a recombinação ao utilizar essa junção para separar espacialmente o elétron do buraco. O campo elétrico existente nessa junção é responsável por essa separação. Se o portador minoritário atingir a junção p-n, este será varrido ao através da junção, tornando-se num portador maioritário. Se a célula solar estiver em curto-circuito, os portadores fluem através do circuito externo,  $I_{SC}$ .
3. A coleção desses portadores gerados pela incidência dos fótons nos materiais semicondutores que fazem parte constituinte das células solares pela junção p-n provoca o movimento dos elétrons para o lado do silício tipo-n e dos buracos para o lado do tipo-p. Se esses portadores forem impedidos de abandonar a célula solar, então a coleção destes portadores provoca um incremento de elétrons no lado do tipo-n e buracos no lado tipo-p. Esta separação provoca a criação de um campo elétrico na junção p-n, que está em oposição com o campo elétrico que já lá existia, reduzindo o campo elétrico no geral. A sua redução causa um aumento da corrente de difusão. É atingido um novo equilíbrio no qual existe uma diferença de potência através da junção p-n. Neste caso, a corrente da célula solar é a diferença entre a corrente gerada no campo elétrico preexistente e a corrente de difusão. Em condições de circuito-aberto, a corrente de difusão aumenta até a corrente geral da célula solar ser zero. A tensão necessária para estas duas correntes atingirem o mesmo valor absoluto e se anularem mutuamente é denominada de voltagem de circuito aberto,  $V_{OC}$ .

Um circuito equivalente para a célula solar pode ser o representado na Figura 2.10, correspondente ao modelo de um diodo e três parâmetros, 1M3P. O circuito equivalente e a respectiva curva característica  $V-I$  estão representados nas Figuras 2.10 a), b) e c). A geração da corrente  $I_L$ , a partir da luz solar é representada pelo gerador de corrente em paralelo com um diodo representativo da junção p-n. A corrente de saída,  $I$ , é igual à diferença entre a corrente gerada pela luz e a corrente do diodo,  $I_D$  [14].



**Figura 2.10 - Circuito equivalente representativo de uma célula solar. a) a luz solar atinge a célula solar e a curva  $V-I$  varia enquanto a célula começa a produzir energia. b) Quanto maior a intensidade de luz, maior a variação na curva  $V-I$ . c) Uma vez que a célula solar gera potência, a convenção passa por inverter o eixo da corrente.**

Em condições de circuito aberto ( $I = 0$ ), toda a corrente gerada pela luz passa através do diodo. Em condições de curto-circuito ( $V = 0$ ), toda a corrente passa para o circuito externo.

A tensão de circuito aberto é a tensão máxima disponível numa célula solar, e esta ocorre quando a corrente é nula. Esta corresponde à quantidade de polarização direta presente na junção p-n da célula devido à corrente que atravessa o diodo e a sua expressão é dada pela equação (2.24). Nesta,  $n$  representa o fator de idealidade do diodo,  $\frac{kT}{q}$  representa a tensão térmica aos terminais da célula.

$$V_{OC} = \frac{nkT}{q} \ln \left( \frac{I_L}{I_0} + 1 \right) \quad (2.24)$$

A corrente de curto-circuito  $I_{SC}$ , dada pela equação (2.25), é a corrente medida aos terminais da célula solar em condições de curto-circuito. Uma vez que geralmente,  $I_{SC} = I_L$ , para simplificar a equação da célula solar, esta é escrita com  $I_{SC}$  em vez de  $I_L$ . No caso de existir resistência de série muito elevada, não é possível fazer esta simplificação. Nestes casos é possível utilizar o esquema de 1 diodo e 5

parâmetros, 1M5P, para considerar a presença da resistência de série. É necessário ter em conta as distâncias de difusão dos elétrons e dos buracos, representadas pelas variáveis  $L_n$  e  $L_p$ , respetivamente.

$$I_{SC} = q \cdot G(L_n + L_p) \quad (2.25)$$

A eficiência de uma célula solar é caracterizada pelo quociente da potência máxima,  $P_{max}$ , pela potência de entrada,  $P_{in}$ , que chega à célula solar. Esta depende do espectro e intensidade da luz incidente e da temperatura de célula solar. Deste modo, as condições nas quais a eficiência é medida devem ser cuidadosamente controladas de modo a comparar a sua eficiência com a de outro dispositivo. As células solares terrestres são geralmente medidas em condições atmosféricas AM1.5 e a 25 °C. AM é a sigla para *Air Mass* e este quantifica a redução na potência da radiação solar enquanto esta atravessa a atmosfera e é absorvida pelo ar ou pelas poeiras presentes na mesma. No que toca ao AM, há alguns casos já tabelados sendo os principais:

- **AM0:** AM0 considera a existência de “0 atmosferas” entre a radiação solar e as células solares. Este parâmetro aplica-se aos painéis solares instalados fora da atmosfera terrestre, como são exemplo aqueles que são colocados em satélites de comunicação ou em outras aplicações espaciais;
- **AM1:** AM1 considera a existência de “1 atmosfera” entre a radiação solar e as células solares. Este parâmetro é mais adequado para os painéis fotovoltaicos colocados em regiões junto ao equador ou nos trópicos;
- **AM1.5:** Os painéis solares geralmente não operam sob a espessura de exatamente “1 atmosfera”. Se o ângulo de incidência da radiação solar com o local na Terra em análise for elevado, a espessura efetiva vai ser superior. Como tal, em aplicações solares na Europa, Estados Unidos da América ou China, por exemplo, o parâmetro mais adequado é o de AM1.5, considerando a existência de “1,5 atmosferas” entre a radiação solar e os painéis solares.

As perdas que contribuem para o cálculo da eficiência devem-se a:

- Perdas térmicas. Fótons com energia  $E$  são absorvidos.  $E - E_g$ , onde  $E_g$  representa a diferença de energia entre a banda de condução e a banda de valência, é perdido devido ao aquecimento uma vez que os elétrons excitam devido à energia térmica para a respetiva fronteira das bandas energéticas;
- A luz que não é absorvida, devido à sua energia ser inferior à da banda de valência, não sendo suficiente para excitar os elétrons que lá se encontram, atravessando o material;
- A luz que é refletida e conseqüentemente, não absorvida;
- Recombinação. Os fótons absorvidos a grande profundidade relativamente ao material semiconductor, formam pares elétron-buraco que não conseguem difundir para a junção p-n antes da recombinação;
- Perdas resistivas nos materiais, que no caso de se utilizar no modelo 1M3P não são consideradas.

Quando se analisa um modelo de painel fotovoltaico, há certos parâmetros que se devem ter em conta, nomeadamente os testes que são efetuados em NOCT. NOCT é a sigla inglesa para “Nominal Operating Cell Temperature” e estas são as condições que refletem as características do painel solar a ter em conta mais realisticamente. Estas condições correspondem uma irradiância de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura de superfície do painel de 45 (+/- 3) °C, velocidade de vento de 1 m/s e temperatura ambiente de 20 °C. Para estimar a potência máxima gerada pelos painéis fotovoltaicos em condições NOCT, há certas expressões que são necessárias ter em conta. A primeira, representada pela equação (2.26), determina a temperatura do painel,  $T_{PV}$ , com base na radiação incidente no painel,  $G_{\beta}$ , e na temperatura ambiente,  $T_{amb}$  [14].

$$T_{PV} = T_{amb} + \frac{G_{\beta}}{800} (T_{NOCT} - 20) \quad (2.26)$$

Uma vez determinada a temperatura do painel com base nas condições NOCT disponíveis na folha característica de qualquer painel fotovoltaico, determina-se a potência gerada por cada um destes,  $P_{PV}$ , através da equação (2.27).

$$P_{PV} = P_p \cdot \frac{G_{\beta}}{1000} \cdot (1 + \alpha(T_{PV} - 25)) \quad (2.27)$$

## 2.4 Baterias

Sistemas solares fotovoltaicos autónomos requerem a instalação de componentes que permitam o armazenamento da energia elétrica produzida de modo a compensar pelos períodos com radiação solar insuficiente, como por exemplo, durante os períodos noturnos ou nos dias com nebulosidade em que a radiação solar é mais escassa. Os componentes mais vulgarmente utilizados para desempenhar esse papel de armazenamento de energia são as clássicas baterias, especialmente porque a corrente contínua resultante dos painéis permite uma conexão direta entre os painéis e as baterias. No entanto, está cada vez mais demonstrado que num sistema autónomo de geração de energia a partir de fontes renováveis, como é aquele que se pretende dimensionar nesta dissertação, o elo mais fraco são, precisamente, as baterias, uma vez que têm um período de vida mais curto que todos os outros componentes de um sistema autónomo. Apesar de existirem variadas tecnologias de armazenamento de energia em desenvolvimento, as baterias ácido-chumbo ainda são o género de baterias mais utilizadas no que a estes sistemas diz respeito. No entanto, começam-se a utilizar cada vez mais as baterias de lítio [11].

No âmbito deste projeto o dimensionamento será feito conforme a disponibilidade da fonte de energia solar e a curva de carga do consumidor: em vez de determinar qual o número de baterias necessário para uma determinada potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, determina-se qual a quantidade de energia armazenada consoante o número de baterias que se pretende instalar.

No dimensionamento das baterias deve-se ter em conta os seguintes pontos tendo em conta as condições de operacionalidade típicas que são instaladas num sistema solar fotovoltaico autónomo:

- **Operação com excesso de energia:** No verão, um sistema fotovoltaico típico, uma vez que este é dimensionado para uma radiação solar incidente média inferior aos valores verificados no verão, estes costumam operar em excesso de energia. Como resultado, as baterias atingem a carga máxima quase todos os dias ao meio dia solar ou durante o início da tarde, e permanecem neste estado até ao fim da tarde. Durante a noite, a bateria descarrega e com o início da exposição solar (de manhã) esta atinge o limite mínimo de carga. Este ciclo repete-se geralmente durante os meses de verão e estes são as condições ideais de funcionamento de uma bateria de um painel fotovoltaico.
- **Operação em défice de energia:** No inverno, se o sistema não estiver sobre-dimensionado, o mesmo sistema de painéis fotovoltaicos sofrerá momentos em que as condições de operacionalidade são de défice da energia com alguma frequência. Sempre que as condições atmosféricas se traduzirem em nebulosidade durante significativos períodos de tempo, o estado de carga das baterias irá decrescer gradualmente até atingir o limite mínimo de carga. Nestas ocasiões, o utilizador deve diminuir o consumo, se possível, de maneira a utilizar as baterias de um modo mais benéfico. Durante o inverno, dependendo da forma como o utilizador gere o consumo de energia através do seu sistema fotovoltaico, as baterias podem sofrer de longos períodos prejudiciais de “deep-discharge” com demasiada frequência.
- **Operação em ciclo flutuante:** As baterias responsáveis pelo armazenamento de energia num sistema fotovoltaico em certos dias não atingem nem o máximo, nem o mínimo definidos; o ciclo permanece num estado flutuante de semicarga. Contudo, em comparação com os outros tipos de operação da bateria já descritos, este ponto intermédio de operação tem pouco impacto na vida útil da bateria uma vez que não ocorre com tanta regularidade como os outros dois.

De acordo com os estados de operação descritos anteriormente, as condições de operação e o tempo útil de vida de uma bateria num sistema fotovoltaico são determinados pelo número de dias que a bateria atinge o estado máximo de carga e pelo número de dias que a bateria atinge o estado de carga mínimo. Se o sistema fotovoltaico estiver subdimensionado em relação ao consumo do local de instalação, a bateria atingirá condições de “deep-discharge” com frequência durante o ano e o seu tempo útil será reduzido. Se, pelo contrário, o sistema fotovoltaico estiver sobredimensionado, a bateria atingirá o estado máximo de carga quase todos os dias do ano e o tempo útil de vida das baterias será superior.

Uma vez que o tempo útil de vida de uma bateria é um fator-chave na estimação do custo de um sistema autónomo de painéis fotovoltaicos, é necessário ter em conta certas regulamentações ao procurar atingir o máximo tempo útil de vida de uma bateria [11].

### 3 Caracterização do caso de estudo

O tema desta dissertação surgiu no contexto da implementação de um sistema autónomo de geração de energia a partir de fontes renováveis aplicado a consumidores agrícolas.

Para permitir a viabilização deste projeto tornou-se necessário encontrar um caso de estudo, o qual se trata de uma unidade de exploração de diferentes culturas agrícolas cuja caracterização permita a simulação e instalação do sistema em estudo.

O presente capítulo tem como objetivo caracterizar a unidade de exploração propriedade de Francisco Parente em termos de consumo de eletricidade, condições ambientais e culturas em exploração.

Realiza-se uma análise do sistema de rega presente no local de estudo, das culturas em desenvolvimento e das bombas intervenientes no processo de rega. As curvas de carga previstas para cada mês e respetiva variação ao longo do ano são avaliadas do ponto de vista económico tendo em conta a tarifa elétrica contratada pelo proprietário.

A curva de carga é calculada com base nas exigências que as culturas impõem em termos de horas de rega ao longo do ano e a consequente utilização das bombas responsáveis pelo trânsito da água desde o furo ao tanque de rega inserido na unidade de exploração, e desde o tanque de rega até às culturas.

#### 3.1 Localização e clima

O terreno no qual se estudará a implementação do já referenciado sistema autónomo de geração de energia renovável está localizado em Portugal, em Pontével, concelho de Cartaxo e distrito de Santarém. Mais especificamente, as coordenadas da unidade de exploração são 39°08'27,8"N, 8°48'37,6"O e sua localização está representada com o ponteiro vermelho na Figura 3.1.



**Figura 3.1 - Localização do caso de estudo em Portugal.**

Esta zona insere-se na região do Ribatejo e o seu clima é do tipo temperado, moderadamente chuvoso (com precipitação média anual de 766 mm). Os ventos do quadrante Norte/Noroeste predominam de março a outubro, sendo que de novembro a fevereiro são predominantes os ventos do quadrante Norte/Este, com velocidades médias relativamente moderadas. Dos ventos do quadrante Sul, prevalecem os ventos de Sul/Oeste, com velocidades médias mais elevadas de março a maio. Neste local, o verão é quente, seco e com o céu quase sem nuvens; já o inverno é fresco, com precipitação e de céu parcialmente encoberto. Ao longo do ano, em geral a temperatura varia de 6 °C a 32 °C, e raramente é inferior a 1 °C ou superior a 40 °C [15]. A temperatura média anual do ar anda na ordem dos 16,5 °C (com amplitudes térmicas anuais de 12,9 a 13,6 °C) [16].

No Cartaxo, a época menos encoberta do ano começa no início de junho e dura 3,3 meses, terminando em meados de setembro. Os restantes 8,7 meses do ano caracterizam-se por dias com maior probabilidade de existência de nebulosidade no local de estudo.

A partir da informação disponível no *PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System*, obtiveram-se os valores de temperatura médias para cada mês, cujos quais estão representados no Anexo D [12]. Da mesma plataforma, calcularam-se os valores do índice de céu limpo médio para cada um dos doze meses do ano. Estes valores podem ser consultados na Tabela 3.1.

**Tabela 3.1 - Valores do índice de céu limpo médios para cada mês.**

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0,49	0,55	0,59	0,58	0,63	0,67	0,70	0,70	0,66	0,59	0,55	0,50



É do interesse do proprietário a eventual instalação de um sistema composto por painéis fotovoltaicos como fonte de energia renovável, em detrimento de outras tecnologias como são exemplo as turbinas eólicas. Para o efeito, existe uma área disponível de 1,5 hectares que consiste numa encosta virada para Sul. Como tal, interessa determinar a quantidade de radiação solar que atinge o solo desta unidade de exploração. Os gráficos da radiação solar incidente no solo, para cada mês, estão disponíveis no Anexo E.

## 3.2 Sistema de Rega

O sistema de rega desta unidade de exploração é um sistema de rega gota-a-gota relativamente complexo e está devidamente automatizado e é composto por 2 bombas, sendo a primeira responsável pelo bombeamento da água desde um furo inserido na exploração até um depósito de armazenamento de água com capacidade para 800 m<sup>3</sup> de água e a segunda responsável pelo bombeamento de água desde o depósito até aos terrenos cultivados. Para além destas bombas, ainda fazem parte deste sistema de rega as bombas doseadoras de adubos, um sistema de sondas que mede a humidade do solo e monitoriza a necessidade de irrigação das culturas e uma bateria de 6 filtros com retrolavagem horária, cujos consumos são desprezíveis no contexto apresentado.

Este caso de estudo apresenta no momento do desenvolvimento do sistema autónomo cinco culturas em exploração, sendo elas de mirtilos (2,3 ha), nectarinas (2,1 ha), pera rocha (9,85 ha), damascos (1,8 ha) e ameixas (0,77 ha).

### 3.2.1 Bombas

Nesta secção procede-se à análise do consumo das principais bombas responsáveis pela irrigação das culturas. Daqui em diante, neste capítulo, a bomba responsável pela bombagem da água desde o furo até ao depósito será denominada de bomba 1 e a bomba responsável pelo bombeamento da água desde o depósito até às culturas será denominada de bomba 2.

A bomba 1 é a maior responsável pelo consumo de energia elétrica nesta unidade de exploração. Esta trata-se de uma Caprari E65S54/16 de 30 kW, desenhada para funcionar com um caudal,  $Q$ , de 51 m<sup>3</sup>/h e com motor MIT640. A folha de especificações encontra-se no Anexo A.

Primeiramente determina-se a potência hidráulica,  $P_H$ , da bomba 1, de maneira a calcular a potência elétrica,  $P_e$ , da mesma.

A potência hidráulica é dada pela equação (3.1), onde  $H$  é a altura de elevação da bombagem, em metros,  $Q$  é o caudal, em m<sup>3</sup>/s,  $g$  é a gravidade à superfície da Terra, 9,81 m/s<sup>2</sup>, e  $\rho$  é a densidade do fluido transportado pela bomba, que neste caso é a água, com 998 kg/m<sup>3</sup>. [17]

$$P_H = H \cdot Q \cdot g \cdot \rho \quad (3.1)$$

A partir da curva  $Q-H$ , sabendo o valor de  $Q$  (que é imutável no contexto em estudo), obtém-se um valor de  $H$  de 115 m. Como tal, a potência hidráulica da bomba 1 é de 15,95 kW.

Já a potência elétrica é dada pela equação (3.2), onde  $\eta$  refere-se ao rendimento, que se obtém diretamente do gráfico disposto na folha de especificações apresentada no Anexo A, que para o caudal apresentado da bomba tem o valor de 0,76. Assim, a potência elétrica da bomba 1 é de 20,987 kW, que corresponde à potência que é consumida pela bomba quando esta está em funcionamento.

$$P_e = P_H/\eta \quad (3.28)$$

A bomba 2 também tem uma contribuição significativa para o consumo elétrico da unidade de exploração. Esta trata-se de uma MEC-A 2/65B, cuja folha de especificações se pode visualizar no Anexo B, e ao contrário da bomba 1 que funciona sempre com o mesmo caudal, a bomba 2 tem um caudal que varia consoante a(s) cultura(s) que é/são regadas. Na Tabela 3.2 observa-se o caudal de água transportado pela bomba durante a irrigação de cada uma das culturas e o  $H$  correspondente de acordo com a curva  $Q-H$  da folha de especificações (curva com linha vermelha).

**Tabela 3.2 - Caudal e respetivo  $H$  da bomba 2 para cada uma das culturas.**

	Caudal [m <sup>3</sup> /h]	H [m]
Pereiras (Parcela 3)	8,65	50,5
Pereiras (Parcela 2)	10,22	51
Pereiras (Parcela 4)	12,78	51
Mirtilos	20,20	52,5
Nectarinas	8,53	50,5
Damasqueiros	9,20	50,5
Ameixeiras	5,75	50

Há certas culturas que são regadas em simultâneo. Nesses casos deve-se considerar como caudal da bomba 2 a soma dos caudais apresentados na Tabela 3.2 de modo a calcular os outros parâmetros. As culturas que poderão ser irrigadas em simultâneo são:

- As nectarinas e os damasqueiros ( $Q = 17,73 \text{ m}^3/\text{h}$ );
- As pereiras da parcela 3 e as ameixeiras ( $Q = 14,4 \text{ m}^3/\text{h}$ )
- As pereiras das parcelas 2 e 4 ( $Q = 23 \text{ m}^3/\text{h}$ )

Na Tabela 3.3 apresentam-se as potências hidráulica e elétrica para cada uma das situações possíveis de acontecer aquando da irrigação das diferentes culturas, tendo em conta as combinações de rega que serão utilizadas.

**Tabela 3.3 - Potências hidráulica e elétrica consumidas pela bomba 2 para cada uma das culturas.**

	Caudal [m <sup>3</sup> /h]	H [m]	P <sub>H</sub> [W]	Rendimento ( $\eta$ )	P <sub>e</sub> [W]
Pereiras P3	8,65	50,5	-	-	-
Pereiras P2	10,22	51	-	-	-
Pereiras P4	12,78	51	-	-	-
Mirtilos	20,20	52,5	2884,37	40%	7210,93
Nectarinas	8,53	50,5	-	-	-
Damasqueiros	9,20	50,5	-	-	-
Ameixeiras	5,75	50	-	-	-
Nectarinas e Damasqueiros	17,73	52	2507,3	35%	7163,8
Pereiras P3 e Ameixeiras	14,4	51,5	2016,8	30%	6722,7
P2 e P4	23	52,5	3283,9	45%	7297,5

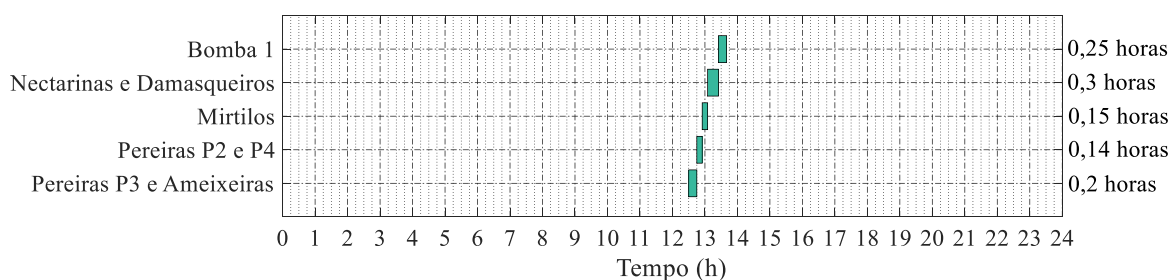
### 3.3 Curva de carga

Uma vez determinados os consumos elétricos das bombas do sistema de rega, é possível realizar uma previsão mensal do consumo da unidade de exploração para cada mês, baseado nos períodos de rega estipulados pelo proprietário do local do caso de estudo. Consideram-se intervalos de 5 minutos para perfazer a totalidade de um dia. Uma vez que um dia tem 1440 minutos, consideram-se 288 intervalos de 5 minutos por cada dia. Os horários de regadio e de funcionamento da bomba 1 de todos os meses estão representados nas Figuras 3.2 a 3.10.

- **Janeiro e dezembro**

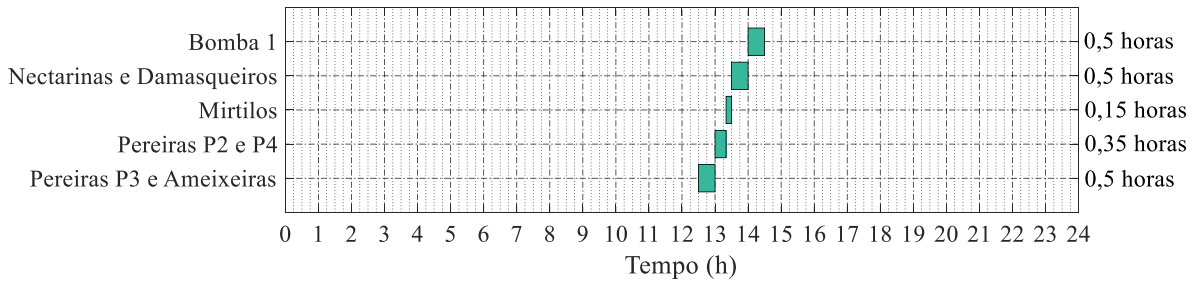
Nestes meses não há necessidade de regar qualquer das culturas, não se considerando consumo elétrico por parte da unidade de exploração.

- **Fevereiro**



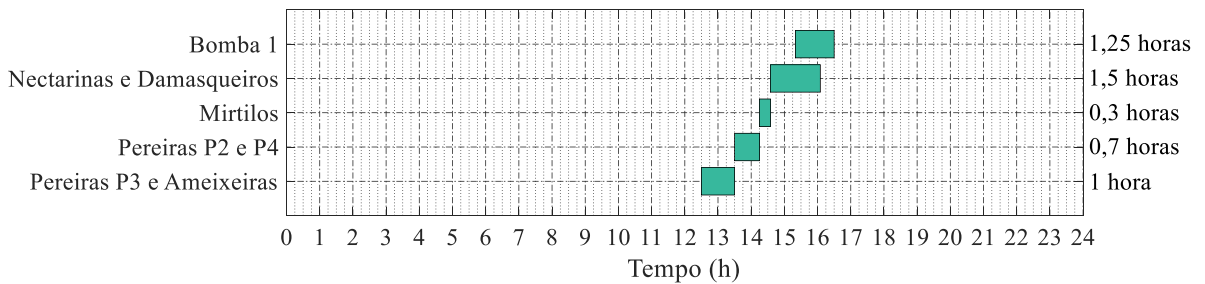
**Figura 3.2 - Período de rega para um dia típico do mês de fevereiro.**

- **Março e novembro**



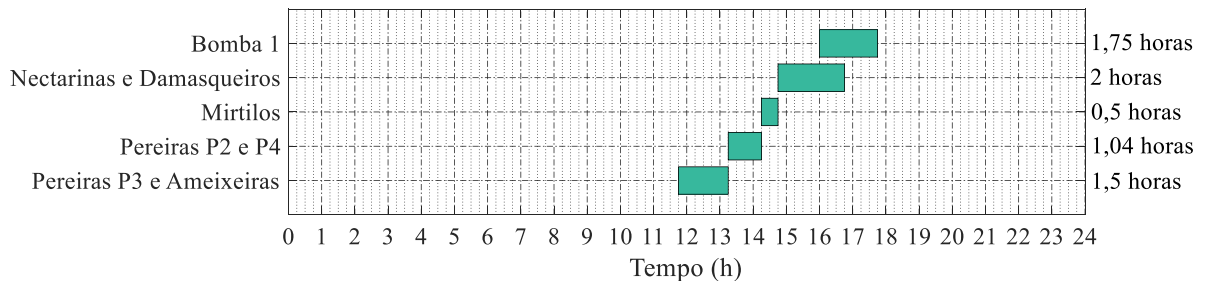
*Figura 3.3 - Período de rega para um dia típico do mês de Março/Novembro.*

- **Abril**



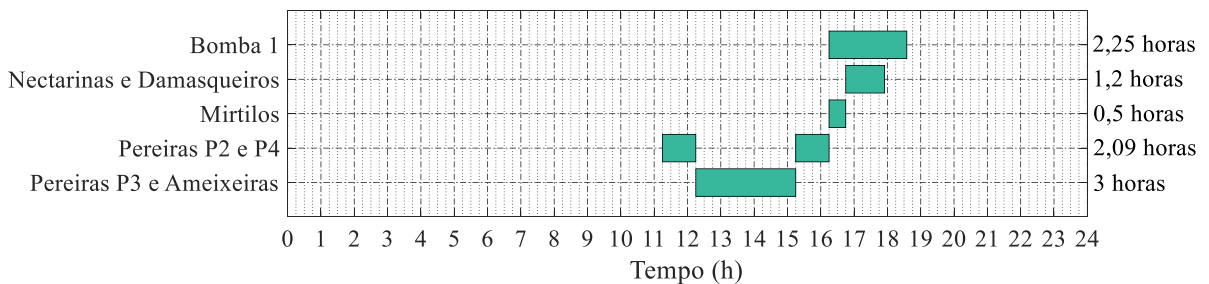
*Figura 3.4 - Período de rega para um dia típico do mês de Abril.*

- **Maio**



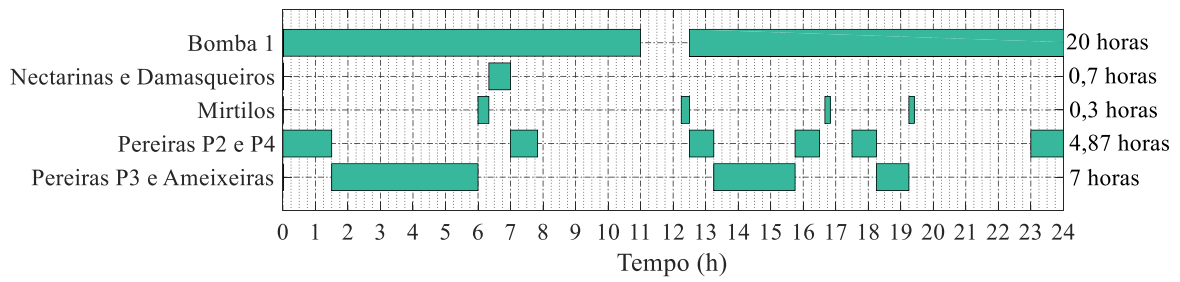
*Figura 3.5 - Período de rega para um dia típico do mês de Maio.*

- **Junho**



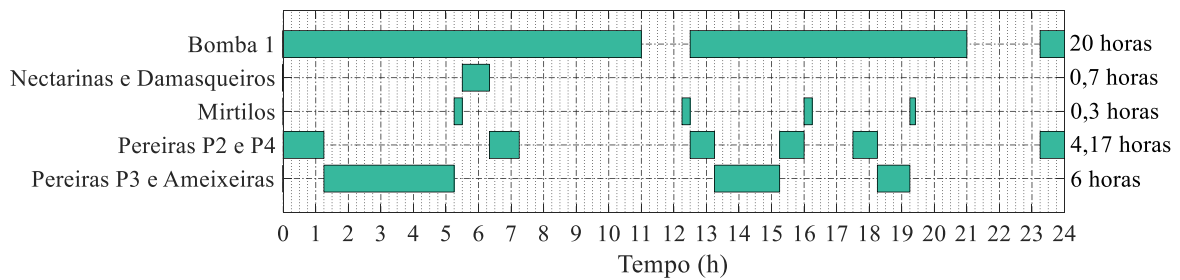
*Figura 3.6 - Período de rega para um dia típico do mês de Junho.*

- **Julho**



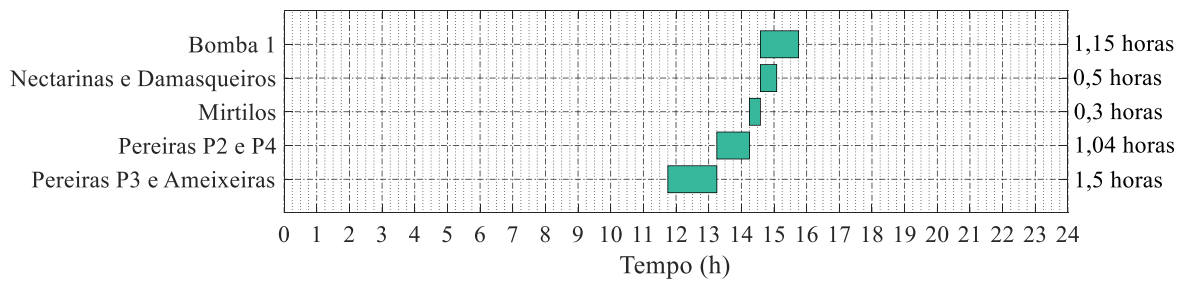
*Figura 3.7 - Período de rega para um dia típico do mês de Julho.*

- **Agosto**



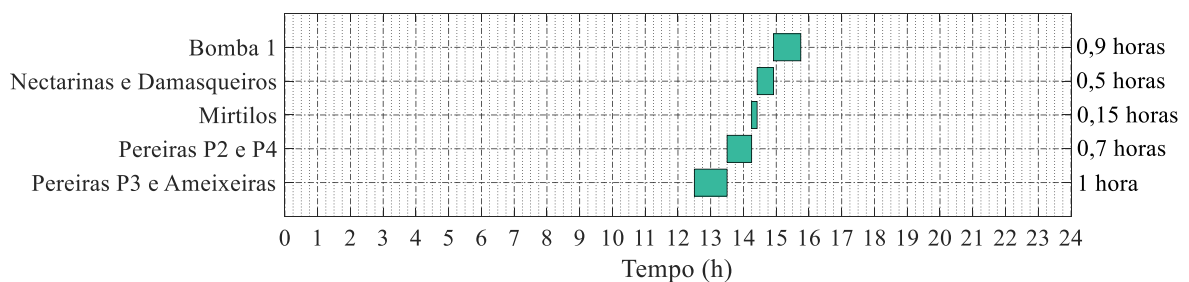
*Figura 3.8 - Período de rega para um dia típico do mês de Agosto.*

- **Setembro**



*Figura 3.9 - Período de rega para um dia típico do mês de Setembro.*

- **Outubro**



*Figura 3.10 - Período de rega para um dia típico do mês de Outubro.*

Uma vez na posse destes dados, é possível representar as curvas de carga de cada mês, disponíveis no Anexo C.

### 3.4 Tarifas

A unidade de exploração em estudo tem como tarifa contratada a tetrahorária com cerca de 45,6 kW de potência contratada. Esta tarifa caracteriza-se pela definição de quatro períodos, denominados como pico, intermédio, vazio e super-vazio, durante os quais a potência tem custos diferentes. Estes períodos variam consoante o dia da semana, mas para as simulações realizadas no estudo da implementação do sistema nesta unidade de exploração, considerar-se-á apenas o horário correspondente ao de um dia da semana, em detrimento dos fins-de-semana. Na Tabela 3.4 pode-se ver qual a duração de cada período [18] e o preço da energia nesse período, em €/kWh.

*Tabela 3.4 - Tarifa contratada no caso de estudo e respetivos preços e horários.*

Tarifa	Preço [€/kWh]	Períodos
Super-vazio	0,07113	2h00-6h00
Vazio	0,076976	0h00-2h00, 6h00-7h00
Intermédio	0,101788	7h00-9h15, 12h15-24h00
Pico	0,113801	9h15-12h15

## 4 Sistema autónomo (“off-grid”)

A primeira situação a ser analisada no âmbito da dissertação é a do sistema totalmente autónomo da rede elétrica. Para tal tarefa, considera-se a instalação de um sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias para produção e armazenamento da energia.

Pretende-se com esta simulação, baseando-se nas equações deduzidas no capítulo 3, avaliar a evolução de algumas grandezas, nomeadamente, o número de baterias instaladas, a quantidade de painéis instalados, a inclinação e orientação com que devem ser instalados os painéis fotovoltaicos, e como se trata de uma análise em termos de autonomia do sistema, onde se preza mais a poupança energética do que a poupança em termos económicos, estudam-se como funções objetivo o investimento realizado e a taxa de autonomia.

No âmbito da simulação realizada, o investimento considera os componentes principais necessários, sendo que a sua expressão é dada pela equação (4.1), onde  $n_{PV}$  é o número de painéis fotovoltaicos instalados,  $C_{PV}$  representa o custo de cada painel fotovoltaico,  $n_{bat}$  representa o número de baterias instaladas e  $C_{bat}$  o preço de cada bateria.

$$\text{Investimento} = n_{PV} \cdot C_{PV} + n_{bat} \cdot C_{bat} \quad (4.1)$$

Já a taxa de autonomia é definida como a percentagem de energia consumida anualmente,  $E_{anual}$ , que provém dos painéis fotovoltaicos,  $E_{PV}$ . Esta é determinada pela equação (4.2).

$$\text{Taxa de Autonomia} = \frac{E_{PV}}{E_{anual}} \quad (4.2)$$

Num sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias, como é o caso que se vai simular, o sistema vai utilizar a energia fornecida pelos painéis, quando esta é suficiente, o excesso de energia será armazenada nas baterias, enquanto houver capacidade para tal e nos momentos em que a energia produzida pelos painéis não for suficiente para satisfazer as necessidades da unidade de exploração, será consumida a energia das baterias, enquanto esta estiver disponível. Finalmente, se não estiver a ser produzida energia elétrica nos painéis fotovoltaicos e se as baterias atingirem a carga mínima, será então utilizada energia proveniente da rede elétrica.

### 4.1 Seleção dos componentes

No contexto da simulação realizada e cujos resultados são demonstrados mais adiante, recorreu-se a painéis fotovoltaicos do modelo *REC265TP*, cuja folha de especificações se pode observar no Anexo F. Os parâmetros principais deste modelo, que foram utilizados no programa, estão dispostos na Tabela 4.1.

**Tabela 4.1 - Parâmetros principais do painel fotovoltaico REC265TP**

Área [m <sup>2</sup> ]	NOCT [°C]	G em NOCT [W/m <sup>2</sup> ]	T <sub>amb</sub> em NOCT [°C]
1,65	44,6	800	20
α [%/°C]	P <sub>max,NOCT</sub> [W <sub>p</sub> ]	Preço [€/un]	
0,39	195	200	

Foram selecionados estes painéis porque fazem parte de um Kit de Autoconsumo de 20 kW [19] que possui na sua composição todos os acessórios e instrumentos necessários à instalação de um sistema fotovoltaico. Apesar deste kit prever a instalação de 80 painéis, toma-se como exemplo para o caso de instalar os painéis individualmente e daí a escolha deste modelo.

No mesmo contexto, foram selecionadas baterias de chumbo-ácido do modelo UPG UB-8D, cuja folha de especificações pode ser observada no Anexo G, como exemplo para instalar neste caso de estudo. Foram selecionadas baterias de chumbo-ácido em detrimento de outra tipologia de baterias devido ao seu custo, que é baixo, à vasta aplicação deste género de baterias em aplicações fotovoltaicas demonstrando ser uma tecnologia confiável neste âmbito e as suas exigências de manutenção, que são baixas. Aliado a isto há também a vantagem de ser capaz de suportar elevadas taxas de descarga. Os parâmetros principais deste modelo, que foram utilizados no programa, estão dispostos na Tabela 4.2.

**Tabela 4.2 - Parâmetros principais da bateria UPG UB-8D**

Capacidade [A h]	Tensão [V]	“Charge rating”	“Discharge rating”
250	12	0.3	1
Máximo de ciclos	Preço [€]		
5000	400		

O Kit de Autoconsumo de 20 kW que foi tomado em conta aquando da escolha dos painéis fotovoltaicos também é composto por outros componentes fundamentais à instalação de um sistema solar fotovoltaicos, nomeadamente um inversor, um “smart meter”, um quadro de proteções DC, um quadro de proteções AC e 200m de cabo solar. Assim sendo, no decurso desta dissertação, considerar-se-ão esses modelos constituintes do kit como os componentes selecionados para as diferentes análises subsequentes. São eles os seguintes:



- Inversor Fronius Symo 20.0-0.3 M;
- Fronius Smart Meter 63A-3;
- Cabo solar 6 mm.

## 4.2 Resultados da simulação

No âmbito deste trabalho, utilizou-se o algoritmo NGPM para proceder às simulações dos diferentes sistemas. NGPM é a abreviatura de “*A NSGA-II (“Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II”) Program in Matlab*” e corresponde à implementação do algoritmo NSGA-II em *Matlab*. Este é um algoritmo genético multi-objetivo desenvolvido que realiza a otimização de um sistema consoante funções objetivo, variáveis de decisão e restrições definidas previamente. Esta otimização é realizada ao longo de um determinado número de gerações previamente definido, em cujas quais são gerados elementos da população. Com o propósito deste algoritmo de minimizar as funções objetivo, em cada geração são selecionados os melhores elementos e deste modo vão-se aperfeiçoando os resultados à medida que se repete este processo.

Nesta simulação, onde se pretende analisar o sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias em termos de autonomia, as variáveis de decisão consistem em quatro parâmetros distintos: o número de painéis fotovoltaicos a ser instalados, o número de baterias a ser instaladas e a inclinação e orientação azimutal dos painéis fotovoltaicos. Para permitir a existência de soluções cuja taxa de autonomia resultante é total (isto é, taxa de autonomia de 100%), definiram-se como limites máximos do número de painéis fotovoltaicos e de baterias a instalar valores elevados. Apresentam-se então, na Tabela 4.3, os parâmetros definidos como variáveis de decisão e os respetivos limites.

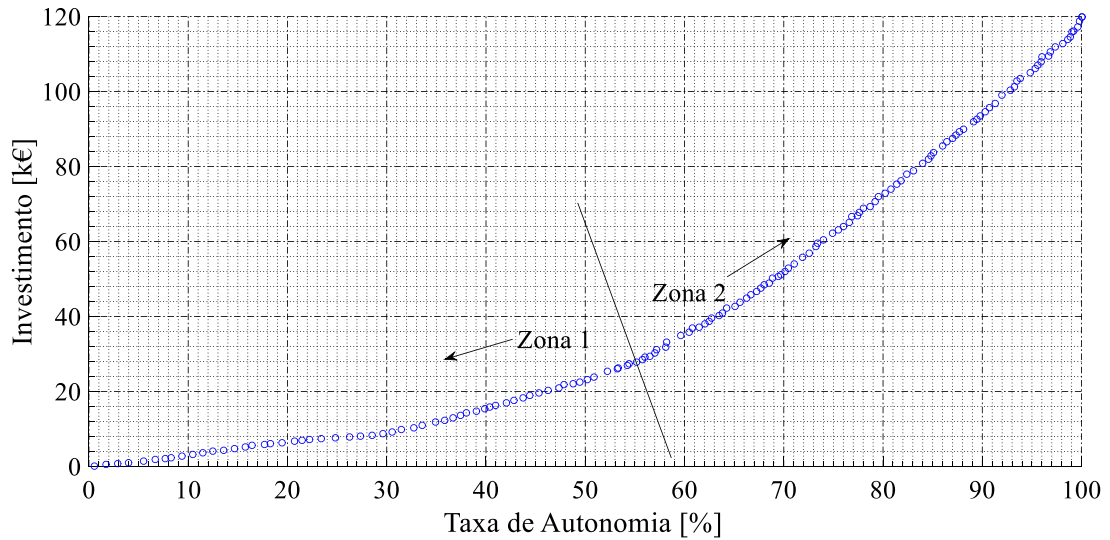
**Tabela 4.3 - Variáveis de decisão e respetivos limites parametrizados na simulação.**

Variável	$N_{PV}$	$N_{bat}$	$\beta$ [°]	$\gamma$ [°]
Limite mínimo	1	0	0	-90
Limite máximo	350	150	180	90

No que toca a funções objetivo, como se trata de uma análise do ponto de vista de autonomia energética, estas variáveis são o investimento e a taxa de autonomia, cuja otimização consiste em minimizar o primeiro e maximizar o segundo.

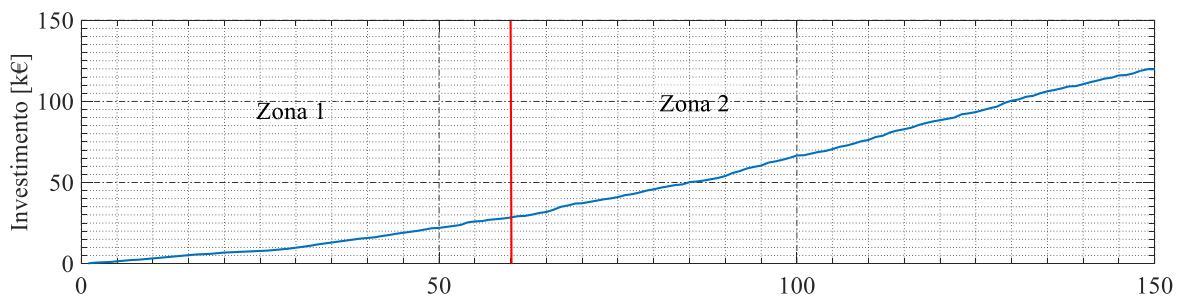
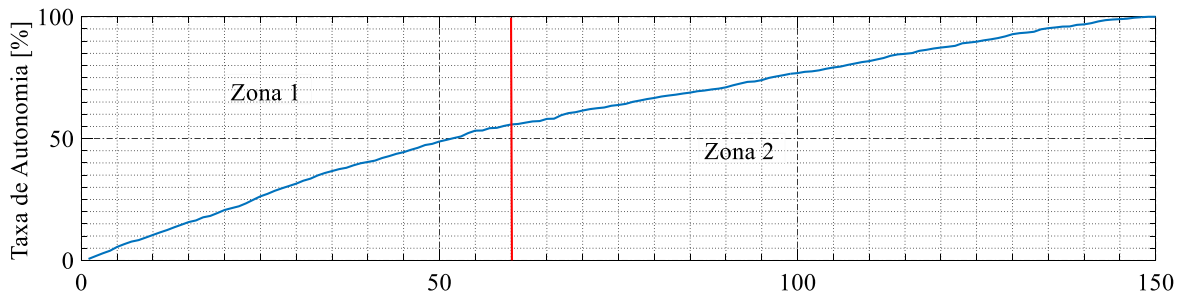
Além das variáveis de decisão e das funções objetivo definidas, o programa foi programado de modo a simular 100 gerações de amostras com 150 elementos por geração. Não foram definidas restrições nesta simulação.

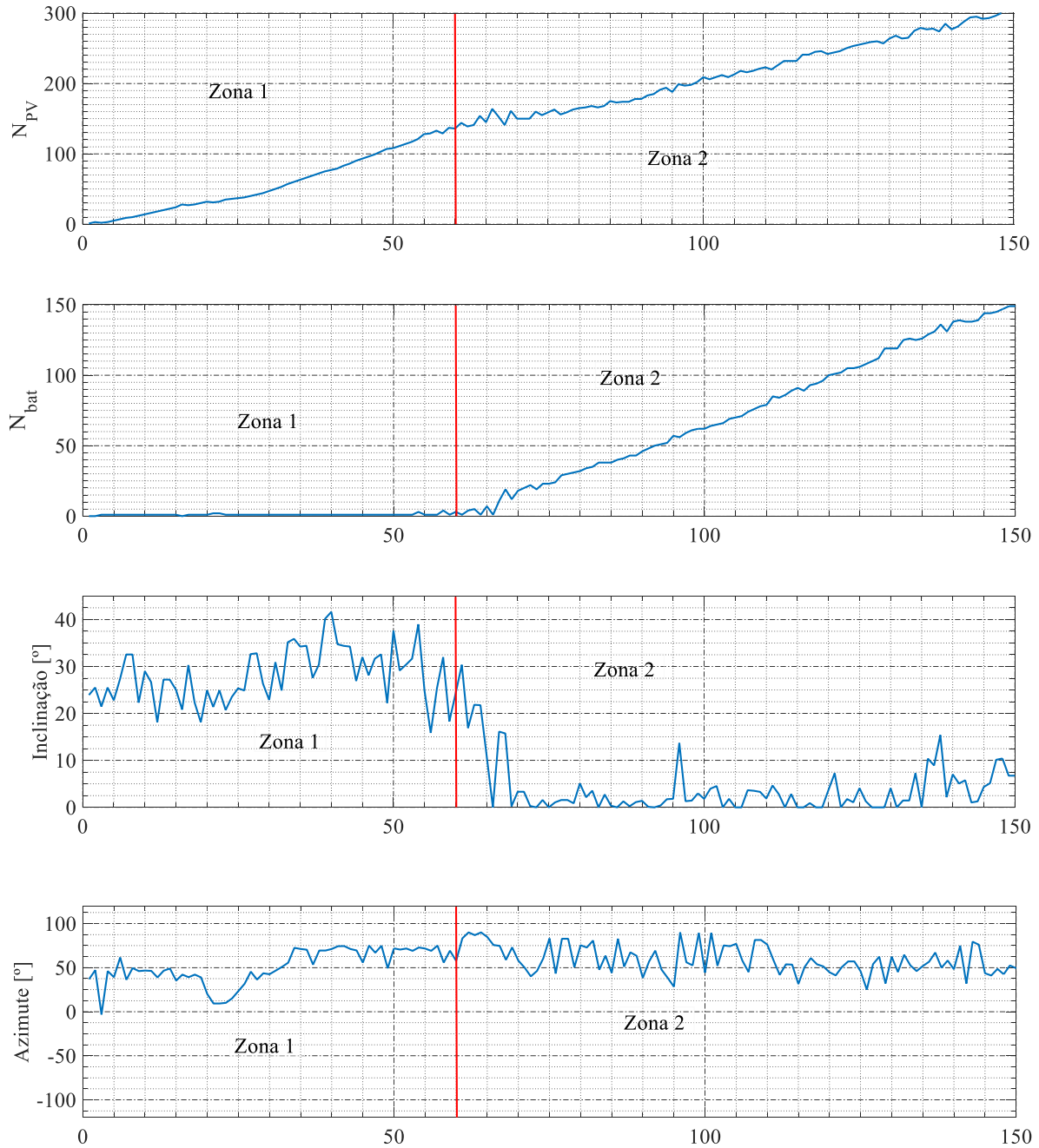
Uma vez definidos os parâmetros, correu-se a simulação e obteve-se o gráfico da Figura 4.1, representativo do Investimento, em euros, em função da Taxa de autonomia, em %. Neste gráfico estão representadas as 150 amostras referentes à última geração.



**Figura 4.1 - Última geração do cenário simulado.**

A partir do gráfico de dispersão representado na Figura 4.1, é possível tirar algumas conclusões acerca das características do sistema em análise. À primeira vista, distingue-se a existência de 2 zonas distintas e bem demarcadas, por volta dos 55% de taxa de autonomia. Até esse ponto de transição, o investimento cresce a um ritmo moderado à medida que a taxa de autonomia aumenta. Após esse mesmo ponto, é necessário um investimento significativamente superior para se obter o mesmo aumento na taxa de autonomia. Para estudar essas zonas mais detalhadamente, dispõem-se as variáveis de decisão e das funções objetivo por ordem ascendente da taxa de autonomia nas Figuras 4.2 a 4.7.





**Figura 4.2 a 4.7 - Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração.**

Naturalmente, como há períodos de rega noturna e de madrugada nos meses correspondentes ao pico de consumo, a instalação de um sistema composto somente por painéis fotovoltaicos é insuficiente para garantir autonomia total da unidade de exploração em estudo. Como tal, a partir de uns determinados parâmetros, a simulação para o estudo de autonomia do sistema começa a prever a instalação de baterias de maneira a permitir o aumento da mesma. De outra forma não seria possível obter qualquer resultado totalmente autónomo (isto é, taxa de autonomia de 100%). O momento a partir do qual se começam a instalar baterias é considerado o período transitório entre a zona 1 e a zona 2, como se pode observar nitidamente na Figura 4.5. Assim, pode-se considerar que a zona 1 é a zona cujos resultados pressupõem somente a instalação de painéis fotovoltaicos e a zona 2 é a zona cujos

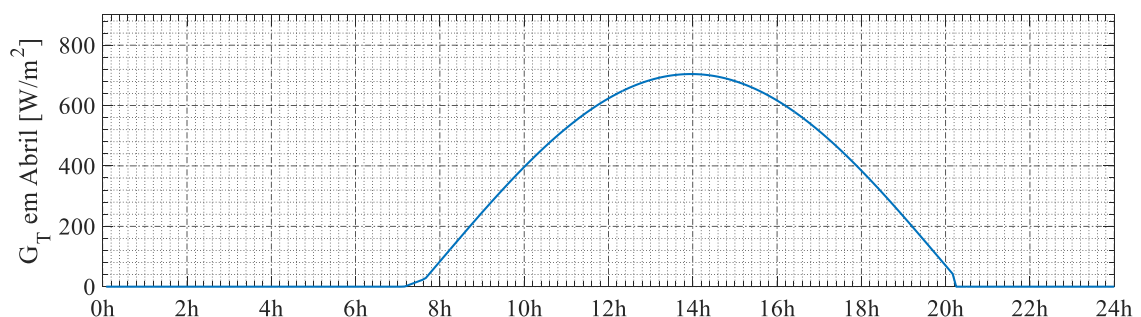
resultados pressupõem a instalação de painéis fotovoltaicos e baterias. No entanto, como se pretende analisar o sistema do ponto de vista da autonomia, atente-se à primeira amostra da última geração cuja taxa de autonomia é 100% ( $n_{PV} = 301$ ,  $n_{bat} = 149$ ,  $\beta = 6.74^\circ$  e  $\gamma = 49.37^\circ$ ).

## 4.2.1 Períodos de pico e de menor consumo

De modo a analisar o comportamento do sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias, no caso em que o mesmo é totalmente autónomo da rede elétrica, procede-se à avaliação do seu comportamento em dois momentos distintos de exigência energética por parte da unidade de exploração, tendo em conta os parâmetros descritos no último parágrafo da última secção ( $n_{PV} = 301$ ,  $n_{bat} = 149$ ,  $\beta = 6.74^\circ$  e  $\gamma = 49.37^\circ$ ).

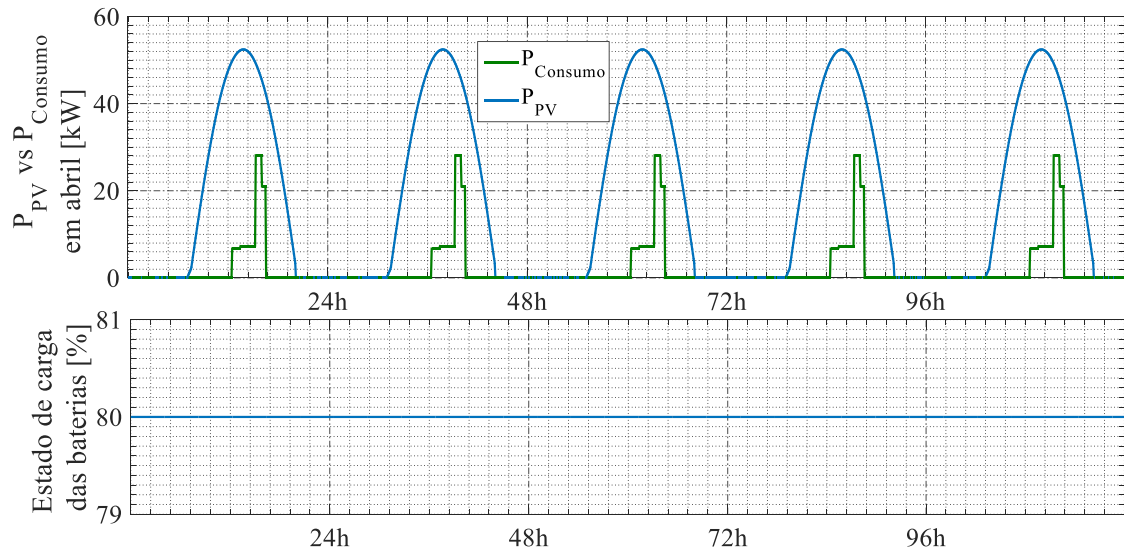
- **Resultados no mês de Abril**

O gráfico representado na Figura 4.8 representa a radiação total incidente num painel fotovoltaico instalado na unidade de exploração em estudo. Como se pode observar, esta abrange todo o período do dia em que existe radiação solar, ocorrendo o seu pico às 14h. De modo a armazenar o máximo de energia proveniente destes painéis possível, esta é a melhor solução obtida de acordo com os parâmetros definidos previamente.



**Figura 4.8 - Radiação total incidente nos painéis fotovoltaicos no mês de Abril.**

Ao observar os gráficos disposto na Figura 4.9, rapidamente se conclui que a solução em estudo é mais que suficiente para suprir as necessidades da unidade de exploração, uma vez que em todos os momentos a potência consumida é inferior à potência gerada pelos painéis fotovoltaicos. Naturalmente, como consequência obtém-se uma curva representante do estado de carga das baterias imutável com o tempo, sendo que nunca é necessário recorrer à energia armazenada nas mesmas para responder às necessidades da unidade de exploração. Logo, nos momentos de menor exigência em termos de consumo por parte do local em estudo, o número de painéis fotovoltaicos instalados é suficiente para responder às necessidades do mesmo. No entanto, no que toca aos períodos correspondentes ao pico de consumo, o caso muda de figura como se poderá ver na secção subsequente.

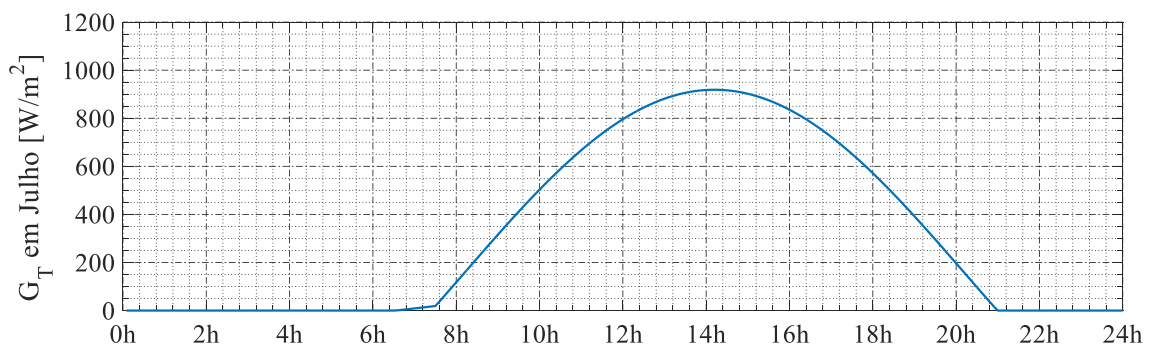


**Figura 4.9 - Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e estado de carga das baterias durante 5 dias no mês de Abril.**

Em termos quantitativos, de um total de 51,58 kWh consumidos num dia típico do mês em estudo, cerca de 51,58 kWh (ou seja, toda a energia consumida) foram poupados devido ao consumo dessa mesma energia a partir dos painéis fotovoltaicos.

- **Resultados no mês de Julho**

Uma vez analisados os resultados para um mês de menor exigência (abril, neste caso) procede-se à análise dos mesmos resultados no mês correspondente ao pico de consumo (julho). Na Figura 4.10 pode-se observar a radiação total incidente nos painéis fotovoltaicos para esse mês.

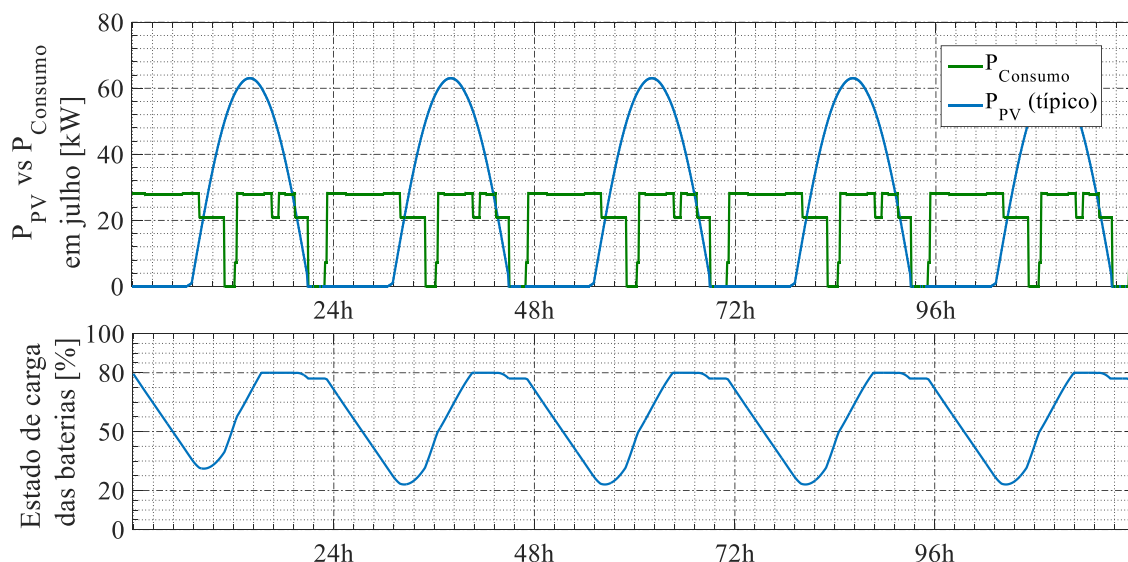


**Figura 4.10 - Radiação total incidente nos painéis fotovoltaicos, no mês de julho.**

Tal como no caso anterior, o seu pico corresponde às 14h, de modo a tornar o mais abrangente possível a curva de radiação incidente nos painéis fotovoltaicos, devido aos parâmetros estipulados correspondentes à inclinação e à orientação azimutal dos mesmos.

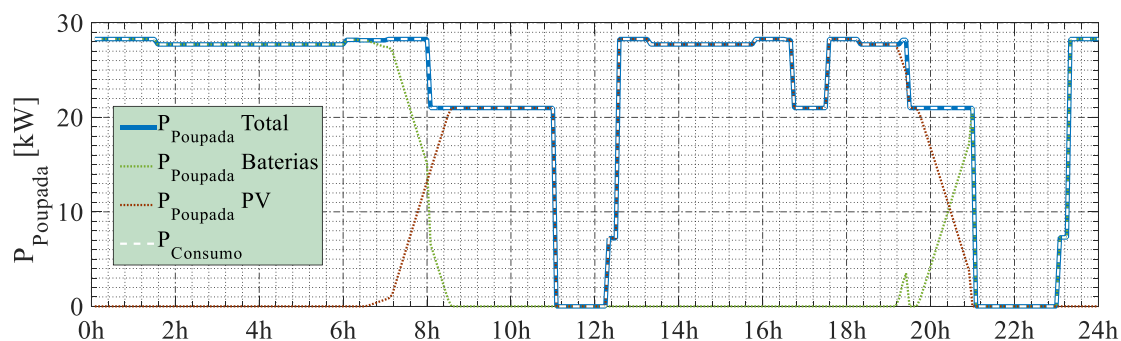
Dispostos na Figura 4.11 estão os resultados correspondentes à potência gerada a partir da instalação dos 278 painéis fotovoltaicos, aliado ao estado de carga das 150 baterias instaladas, segundo os resultados da simulação em análise. Como resultado, observa-se que para suprir as necessidades de rega noturna, que são característicos do pico de consumo, a potência gerada pelos painéis

fotovoltaicos, no período em que esta atinge o seu máximo, é muito superior à curva de carga. Esta diferença permite que as baterias carreguem até ao máximo de carga, resultando numa curva de estado de carga que nunca atinge o mínimo estipulado (sendo o mínimo de carga os 20%, as baterias chegam aos 23,03%). Deste modo, garante-se a total autonomia da unidade de exploração, como é observável no gráfico apresentado em seguida, que diz respeito à potência total poupada num dia típico do mês de julho.



**Figura 4.11 - Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e estado de carga das baterias durante 5 dias no mês de julho.**

Como seria de esperar, a curva correspondente à potência total poupada com os painéis fotovoltaicos e com as baterias, representada na Figura 4.12, sobrepõe totalmente a curva de carga, significando que há total autonomia por parte da unidade de exploração durante o pico de consumo. Atente-se ao pormenor que diz respeito ao período coincidente com aquele em que a radiação total incidente nos painéis é superior a 0, ou seja, ao período em que existe radiação solar incidente nos painéis, cuja potência consumida por parte da unidade de exploração é totalmente suprida pelos painéis fotovoltaicos, sendo que no período correspondente à rega noturna e de madrugada, a potência consumida é proveniente das baterias e da energia por estas armazenadas quando a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos é superior à curva de carga.



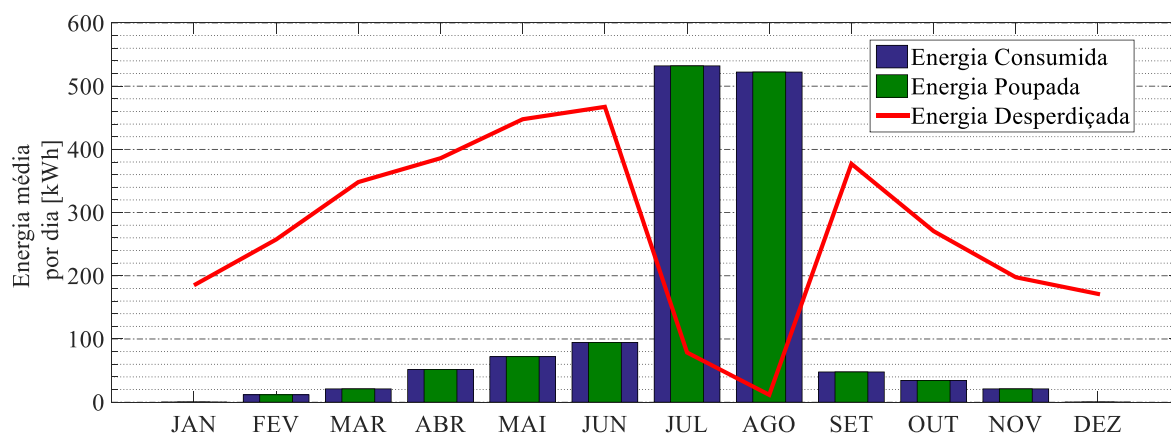
**Figura 4.12 - Potência total poupada, no mês de julho, e respetivos componentes.**

Em termos quantitativos, de um total de 532,11 kWh consumidos num dia típico do mês de julho, a totalidade da mesma é poupada com recurso aos componentes instalados para o efeito sendo que a energia consumida diretamente dos painéis fotovoltaicos é de 269,25 kWh (cerca de 50,6% do total de potência consumida) e os restantes 262,86 kWh (cerca de 49,4% do total de potência consumida) provêm da energia armazenada nas baterias ao longo do dia.

Destaque ainda para o facto que, com estes parâmetros, apenas se recorre à energia armazenada pelas baterias nos meses de julho e agosto, sendo que durante o resto do ano esta permanece sempre no estado de carga máxima.

## 4.2.2 Evolução anual da energia e do dinheiro poupado

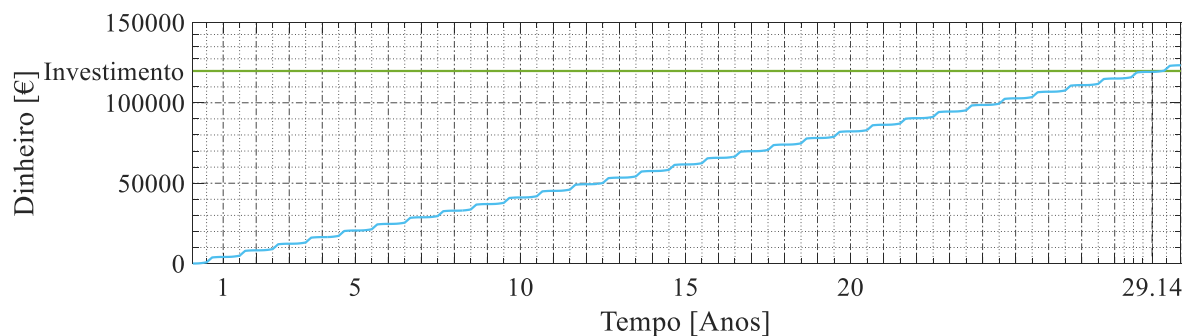
Tendo como base os valores utilizados na secção anterior, no que à simulação do sistema em períodos de diferentes exigências em termos de consumo energético diz respeito, analise-se a implementação deste sistema em termos energéticos e financeiros, ao longo do ano, através dos gráficos dispostos na Figura 4.13.



**Figura 4.13 - Evolução anual da energia poupada, energia consumida e energia desperdiçada.**

Como seria de esperar e à luz do que foi demonstrado na secção anterior, toda a energia consumida durante o ano é poupada devido aos painéis fotovoltaicos e baterias instalados, como fruto de uma taxa de autonomia de 100%.

Estes resultados atingiram os objetivos propostos do ponto de vista energético, no entanto, do ponto de vista financeiro e de um investidor, o caso muda de figura como se pode observar na Figura que se segue.



**Figura 4.14 - Evolução anual do dinheiro poupado e comparação com o investimento**

No gráfico da Figura 4.14, representativo da evolução da curva do dinheiro poupado anualmente em comparação com a curva do investimento, observa-se que o dinheiro poupado ao fim de um ano típico atinge os cerca de 4111€ poupados em dualidade com o investimento necessário de 119800 € para instalar o sistema em análise. Estes valores resultam num período de retorno do dinheiro investido de cerca de 29,14 anos, o que será considerado não economicamente viável na instalação de sistemas do género. Assim, conclui-se que uma solução que permite uma taxa de autonomia de 100% é pouco viável em termos financeiros devido ao investimento que é necessário face ao dinheiro poupado anualmente.



## 5 Análise Financeira: Período de Retorno

Uma vez analisada a instalação de um sistema totalmente autónomo, realizada no capítulo anterior, concluiu-se que do ponto de vista financeiro há melhores opções a ter em conta aquando da instalação de um sistema solar fotovoltaico no local do caso de estudo. Assim, neste capítulo proceder-se-á à análise financeira de sistemas de diferentes complexidades, de modo a perceber-se qual será a solução mais adequada no contexto apresentada. Assim, neste capítulo realizar-se-á a análise do ponto de vista financeiro de um sistema somente composto por painéis fotovoltaicos, de um sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias e de um sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias que pressuponha a venda do excesso de energia produzida, também denominado “surplus” (ou excesso), à rede elétrica. Esta análise tem como objetivo determinar quais as melhores opções do sistema para instalar em termos económicos, dando primazia a soluções que com menos investimento, permitam uma maior poupança anualmente. Como tal, para o efeito serão consideradas como funções objetivo o período de retorno, em anos, e o dinheiro poupado anualmente, cujos quais serão otimizados, maximizando o primeiro e o minimizando o segundo.

O dinheiro poupado anualmente é calculado através da energia que é produzida pelos painéis fotovoltaicos que ora é consumida pela unidade de exploração, ora é vendida à rede elétrica como “surplus”, e a sua expressão é dada pela equação (5.1) onde  $p_{tarifa}$  representa o custo da eletricidade da rede no momento em que a energia proveniente dos painéis é consumida pela unidade de exploração e onde  $p_{surplus}$  representa o preço ao qual o “surplus” é vendido à rede elétrica.

$$\text{Dinheiro Poupado} = E_{PV} \cdot p_{tarifa} + E_{Vendida} \cdot p_{surplus} \quad (5.1)$$

No que toca ao período de retorno, este é definido como o quociente do investimento pelo dinheiro poupado anualmente e a sua expressão é dada pela equação (5.2).

$$\text{Período de retorno} = \frac{\text{Investimento}}{\text{Dinheiro Poupado}} \quad (5.2)$$

### 5.1 Sistema composto somente por painéis fotovoltaicos

O primeiro tipo de sistema a ser analisado do ponto de vista financeiro é um sistema composto somente por painéis fotovoltaicos. Neste subcapítulo procede-se à análise da implementação deste género de sistema e quais as suas vantagens e desvantagens face às outras soluções propostas.

Pretende-se com esta simulação, baseando-se nas equações deduzidas nos capítulos anteriores, avaliar a evolução de algumas grandezas, nomeadamente, a quantidade de painéis instalados, a inclinação e orientação com que devem ser instalados, o investimento realizado, o dinheiro poupado anualmente com a instalação deste sistema e o período de retorno obtido para cada solução.

Num sistema apenas composto por painéis fotovoltaicos, como é o caso que se vai simular, o sistema utiliza somente a energia fornecida pelos painéis, quando esta é suficiente, e a energia proveniente da rede elétrica sempre que houver necessidade por parte da unidade de exploração.

No contexto da simulação realizada e cujos resultados são demonstrados mais adiante, recorreu-se à seleção dos mesmo componentes que foram definidos no capítulo 4.1, à exceção das baterias, visto que esta solução não pressupõe a sua instalação.

### 5.1.1 Resultados da simulação

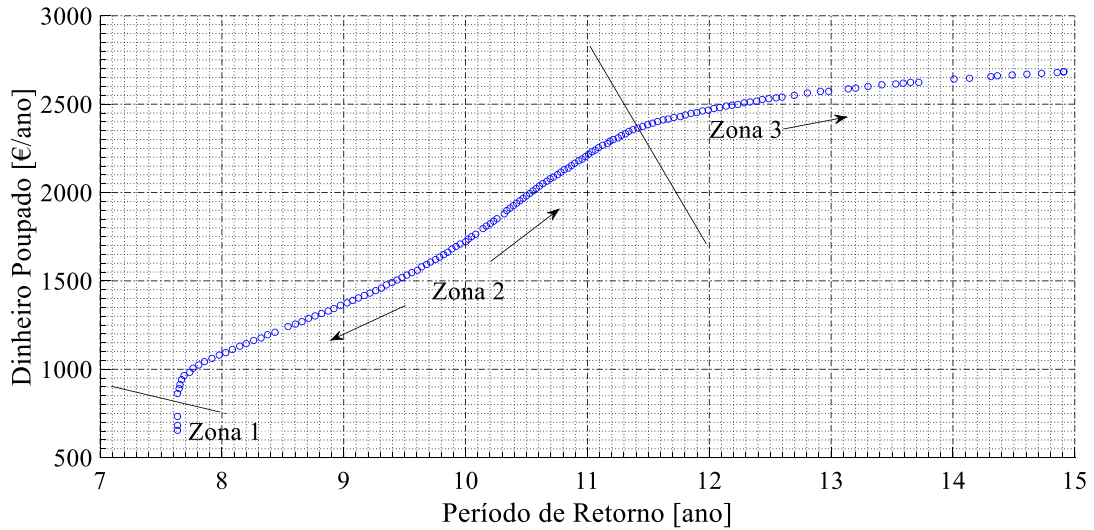
Na simulação previamente descrita, definiram-se como variáveis de decisão 3 parâmetros distintos: o número de painéis fotovoltaicos a ser instalados, a inclinação dos painéis fotovoltaicos,  $\beta$ , e a orientação azimutal dos painéis fotovoltaicos,  $\gamma$ . No que toca à função objetivo, definiram-se duas variáveis, sendo elas o período de retorno do investimento (5.2), e o dinheiro poupado anualmente (5.1). Para além das variáveis definidas, realizaram-se 100 gerações de amostras com 150 elementos cada. Não foram definidas restrições nesta simulação.

*Tabela 5.1 - Variáveis de decisão e respetivos limites parametrizados na simulação.*

Variável	$N_{PV}$	$\beta$ [°]	$\gamma$ [°]
Limite mínimo	1	0	-90
Limite máximo	200	180	90

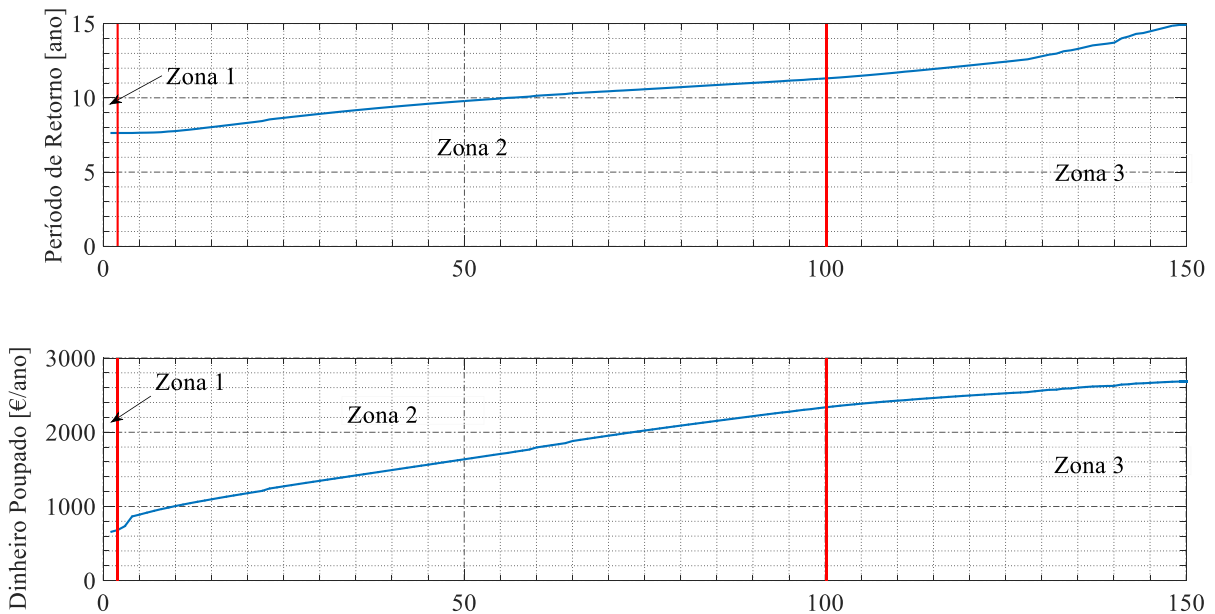
Uma vez realizada a simulação, obteve-se o gráfico da Figura 5.1, representativo do dinheiro poupado por ano em função do período de retorno para a população da última geração.

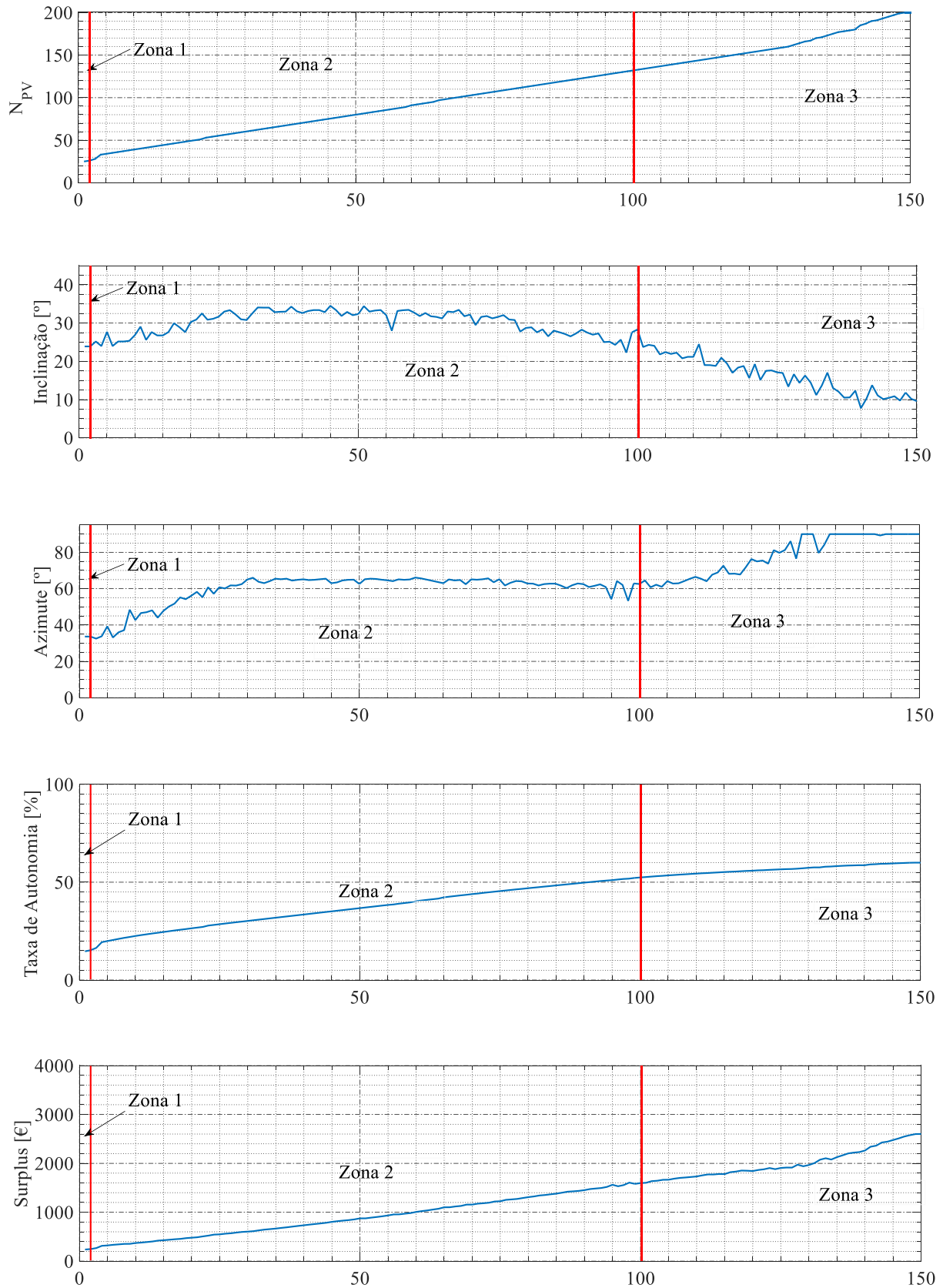
A partir do gráfico de dispersão disposto na Figura 5.1 é possível analisar algumas características deste sistema composto somente por painéis fotovoltaicos. Nota-se que a partir de 2350 € poupados anualmente, ocorre um aumento significativo do período de retorno relativamente ao dinheiro poupado anualmente. Uma vez que o dinheiro poupado anualmente é proporcional ao investimento realizado, conclui-se que a partir dos 11,4 anos de período de retorno, por cada painel instalado (ou seja, por cada investimento realizado), o período de retorno aumenta significativamente.



**Figura 5.1 - Última geração do cenário simulado**

Para uma melhor análise da evolução dos parâmetros definidos, uns em função dos outros, observe-se nas Figuras 5.2 a 5.8, tanto as variáveis de decisão, como as funções objetivo ordenadas por ascendência do período de retorno com distinção de três zonas de diferentes resultados: a Zona 1 que corresponde ao momento inicial a partir do qual não se podem retirar conclusões importantes; a Zona 2 correspondente ao conjunto de valores mais adequado para o sistema simulado e a Zona 3 que corresponde ao conjunto de amostras a partir das quais, se se aumentar o número de painéis fotovoltaicos o dinheiro poupado anualmente cresce menos enquanto o período de retorno aumenta mais significativamente. Foram ainda adicionados dois gráficos referentes às variáveis da taxa de autonomia e do valor monetário do excesso de energia que é produzido e que, neste caso, não é devidamente aproveitado.





**Figura 5.2 a 5.8 – Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração**

Como seria expectável, o número de painéis fotovoltaicos instalados também é proporcional ao período de retorno e ao dinheiro poupado anualmente, pois quanto maior a quantidade de painéis, mais energia

solar é produzida e, conseqüentemente, mais dinheiro é poupado anualmente. No entanto, apesar de se verificar um crescimento constante do número de painéis fotovoltaicos, é possível verificar uma estabilização no dinheiro poupado anualmente a partir dos 2350 € poupados por ano. O comportamento oposto é verificado no período de retorno, no momento em que este é de cerca de 11,4 anos. A partir desse valor, o período de retorno aumenta mais significativamente conforme o número de painéis fotovoltaicos aumenta. Isto vai de encontro ao que foi escrito anteriormente sobre a Figura 5.1.

No que aos valores angulares de inclinação e orientação azimutal diz respeito, estes mantêm-se relativamente constantes nos 30° e 60°, respetivamente. No entanto, nas amostras correspondentes à zona 3 observa-se uma alteração nos valores do azimute e da inclinação, tal como acontece nos outros parâmetros analisados. A partir deste ponto, a orientação azimutal dos painéis aumenta até ao máximo possível (90°), ou seja, com os painéis virados para Oeste, onde estabiliza. Quanto à inclinação dos painéis, esta diminui gradualmente a partir da 100ª amostra da população (correspondente à instalação de 140 painéis fotovoltaicos) até aos 10° de inclinação, onde estabiliza.

Relativamente à taxa de autonomia, verifica-se que esta abranda o seu crescimento entre a segunda e a terceira zona, e estabiliza perto dos 60%. Isto demonstra que para se obter uma solução economicamente viável apenas com painéis solares fotovoltaicos, é necessário abdicar da autonomia do sistema instalado, devido ao consumo elevado verificado no período noturno, durante o pico das regas. Já no que ao “surplus” diz respeito, como seria de esperar, a curva que representa esta variável tem um comportamento em tudo semelhante à curva do número de painéis instalados.

Em Portugal, a solução típica consiste numa inclinação dos painéis de cerca de 30° e normalmente estão orientados para Sul, resultando num azimute de 0°. No entanto, os resultados obtidos para a unidade de exploração em análise diferem significativamente dos valores típicos. Este fenómeno deve-se à curva de carga típica do consumidor, que está maioritariamente concentrada no período da tarde.

No gráfico da Figura 5.9 pode-se observar o cúmulo das curvas de carga para cada um dos doze meses do ano. Uma vez que a rega noturna/madrugadora apenas é realizada nos meses de maior calor (julho e agosto), conforme foi explicado no capítulo 3, tem-se em consideração que o principal período de consumo elétrico da unidade de exploração centra-se entre as 12h30 e as 18h30. Este período está compreendido entre o momento em que a irradiância solar já atingiu o seu pico e o momento em que o Sol se põe. Ora, como tal, sabendo que o ocaso solar ocorre no Oeste e que o pico de irradiância solar ocorre quando o Sol está orientado para Sul, é expectável que os valores do azimute que resultaram da simulação estejam mais próximos de 90° do que a solução típica em Portugal, como se verifica.

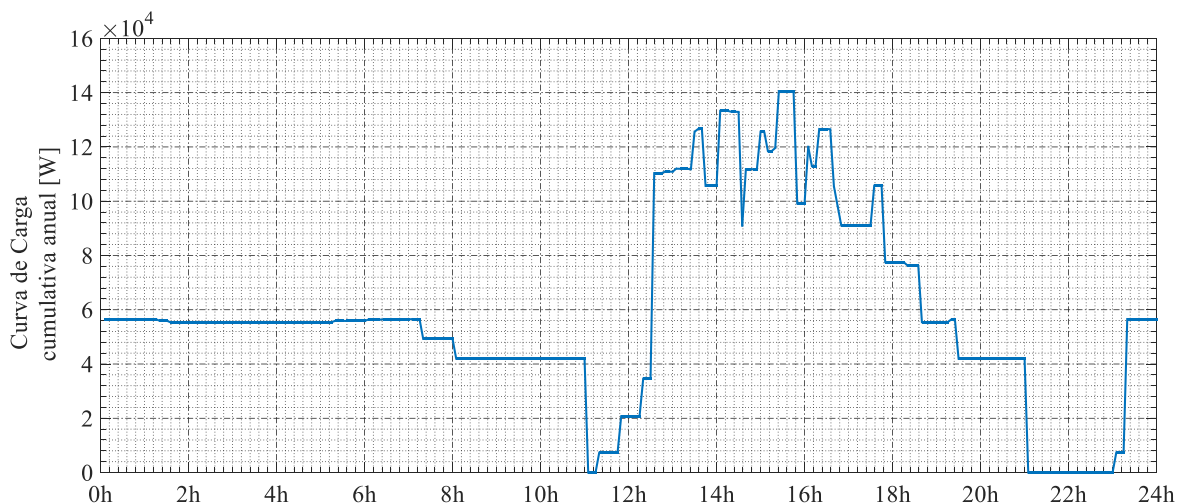


Figura 5.9 - Diagrama de Carga cumulativo anual

### 5.1.2 Solução típica em Portugal versus Solução otimizada

Nesta secção procede-se à comparação entre um sistema de painéis fotovoltaicos com os parâmetros típicos de instalação em Portugal, nomeadamente,  $\beta = 30^\circ$  e  $\gamma = 0^\circ$ , e uma amostra escolhida aleatoriamente de entre os resultados da simulação inseridos na Zona 2, cujos parâmetros são  $n_{PV} = 80$ ,  $\beta = 32,37^\circ$  e  $\gamma = 62,59^\circ$ . Serão comparadas ambas as soluções para os meses de abril e julho, pois estes representam meses do ano com consumos muito distintos por parte da unidade de exploração. Simulando o sistema com os dois conjuntos de parâmetros resulta num período de retorno de 10,43 anos para a solução típica e de 9,79 anos para a outra solução.

- **Resultados no mês de abril**

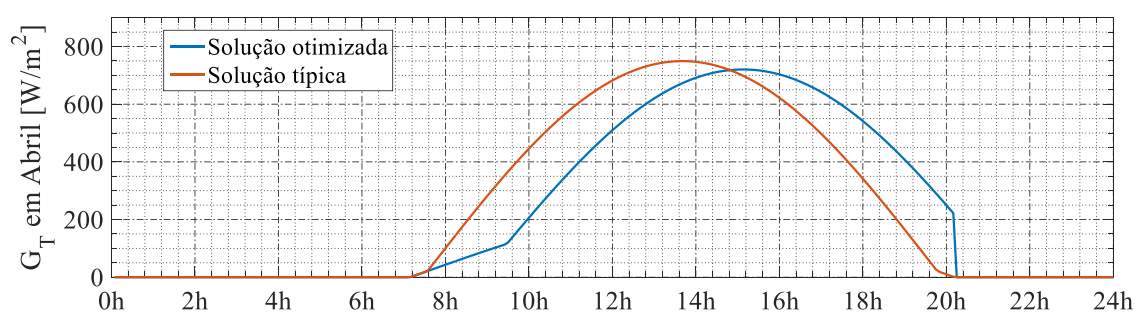
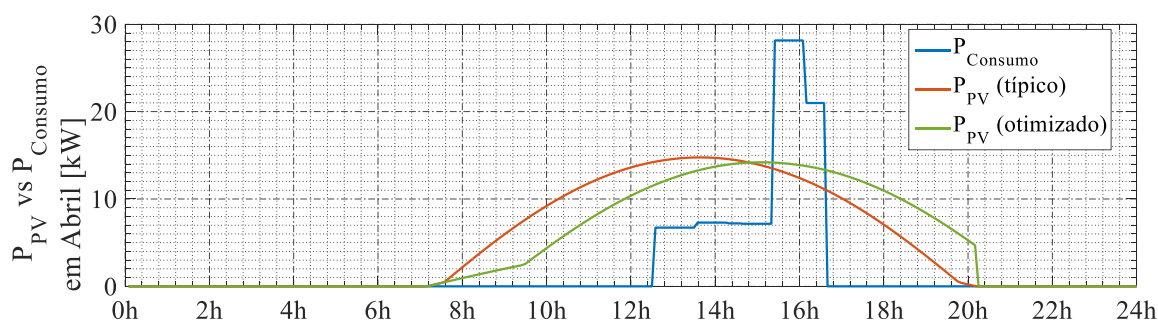


Figura 5.10 - Radiação total incidente nos painéis fotovoltaicos, no mês de abril, para ambas as soluções

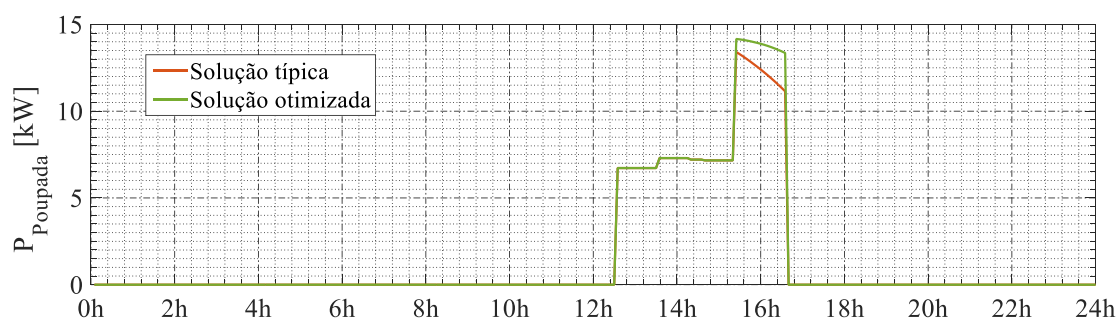
O gráfico da Figura 5.10 representa a radiação total incidente nos painéis fotovoltaicos no mês de abril. A partir da mesma, no caso da solução otimizada, é notório um decréscimo acentuado da radiação incidente para 0 às 20h10, coincidente com a hora média do pôr-do-sol em abril. Este fenómeno acontece porque como os painéis estão direcionados de modo a receber radiação até ao momento que o Sol se põe, a Oeste, quando este desaparece no horizonte, os painéis solares deixam de receber radiação direta abruptamente, pese embora o facto de ainda existir alguma irradiância difusa alguns

minutos após o ocaso solar. A principal diferença para o caso da solução típica prende-se com a inexistência da queda abrupta da radiação total incidente nos painéis para 0 quando o sol se põe. Como nestas circunstâncias os painéis estão orientados para Sul, o pico de radiação coincide com o meio-dia solar, resultando numa curva simétrica. Se, por exemplo, o azimute fosse negativo, verificar-se-ia um fenómeno idêntico ao que acontece no primeiro caso, mas onde em vez de verificar a queda abrupta da radiação total incidente nos painéis para 0 no pôr-do-sol, verificar-se-ia um crescimento abrupto aquando do nascer do Sol, e um deslocamento do pico de radiação para um momento anterior ao meio-dia solar.

Na Figura 5.11 pode-se observar a sobreposição dos diagramas de carga para um dia típico no mês de abril e da potência total gerada pelos painéis fotovoltaicos, relativamente às duas soluções. Ao comparar ambas as curvas, pode-se concluir que o posicionamento dos painéis na solução otimizada é mais adequado para o sistema proposto, pois o pico de produção dos painéis fotovoltaicos coincide com o pico de consumo da unidade de exploração para um dia de abril ao contrário do que acontece no outro caso. Destes gráficos resulta o gráfico da potência poupada nas referidas condições. Esta função está representada no gráfico da Figura 5.12.



**Figura 5.11 - Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, no mês de abril, para a solução otimizada (verde) e para a solução típica em Portugal (laranja)**



**Figura 5.12 – Potência poupada com a instalação dos painéis fotovoltaicos, no mês de abril, para ambas as soluções**

Ao analisar as funções relativas à potência poupada em abril com ambas as soluções, facilmente se conclui que a solução otimizada permite poupar mais energia que a solução típica em Portugal, uma vez que entre as 15h20 e as 16h35 a sua curva é maior que a da solução típica e no resto do dia são iguais. Em termos quantitativos, com a solução típica é possível poupar cerca de 35,4 kWh por dia, correspondente a cerca de 68,8% da energia consumida, enquanto que com a solução otimizada

atinge-se o valor de 37,3 kWh diários, correspondente a 72,3% do consumo para um dia típico do mês de abril.

- **Resultados no mês de julho**

Num procedimento similar ao do caso anterior, procede-se à análise do desempenho do sistema com as duas soluções no mês de julho, o mês onde ocorre o pico de consumo energético por parte da unidade de exploração. Assim, tal como na Figura 5.10, podem-se observar os gráficos da radiação total incidente nos painéis fotovoltaicos para um dia médio no mês de julho na Figura 5.13. Como previsto, voltou a ocorrer o fenómeno descrito previamente relativamente ao decréscimo abrupto da radiação incidente nos painéis para a solução otimizada aquando do pôr-do-sol, que em julho ocorre por volta das 21h.

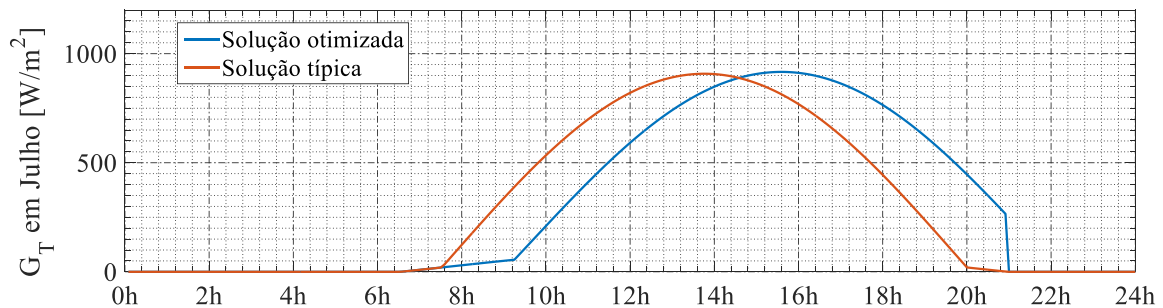


Figura 5.13 – Radiação total incidente nos painéis fotovoltaicos, no mês de julho, para ambas as soluções

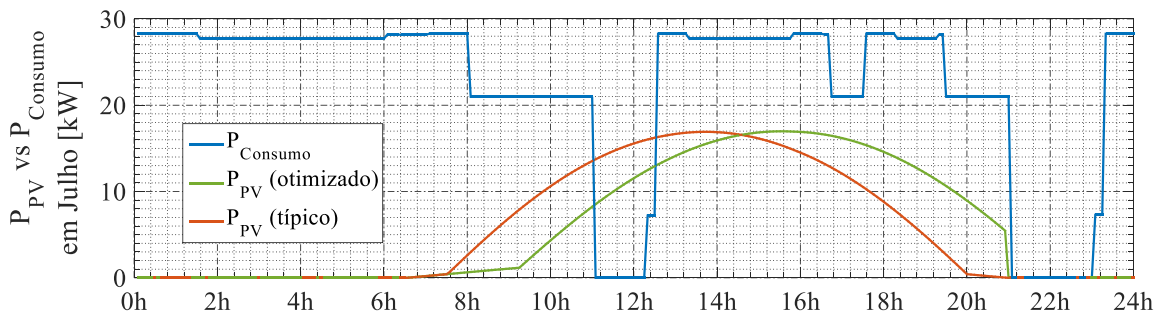
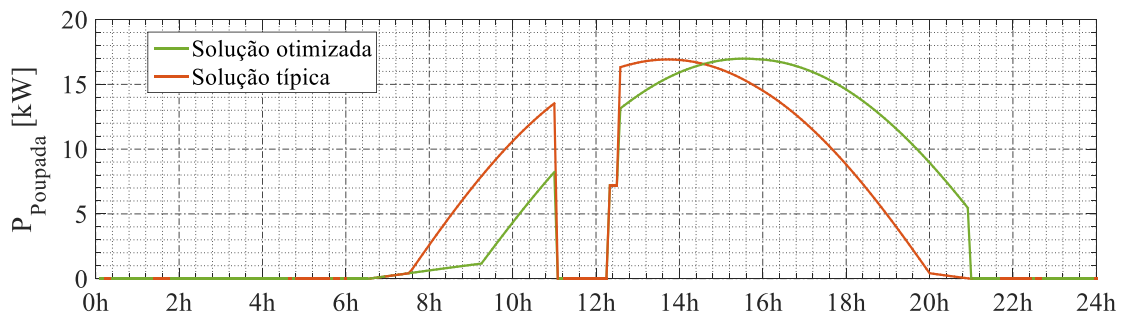


Figura 5.14 - Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, no mês de julho, para a solução otimizada (verde) e para a solução típica em Portugal (laranja)

Na Figura 5.14, referente à sobreposição da curva de carga com a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, com as duas soluções, nota-se novamente que a solução otimizada é mais adequada para o sistema proposto do que a solução típica em Portugal. Baseia-se esta afirmação na análise das curvas, onde é perceptível que na curva laranja, perto do pico de produção dos painéis fotovoltaicos (às 13h40) existe uma zona onde não é consumida qualquer energia elétrica (entre as 11h e as 12h15), pelo que está a ser desperdiçada potencial energia dos painéis fotovoltaicos. Quanto à solução



otimizada, essa zona onde não está a ser consumida qualquer energia elétrica corresponde a um momento em que o pico de produção (às 15h50) ainda está longe, sendo menor o desperdício elétrico.



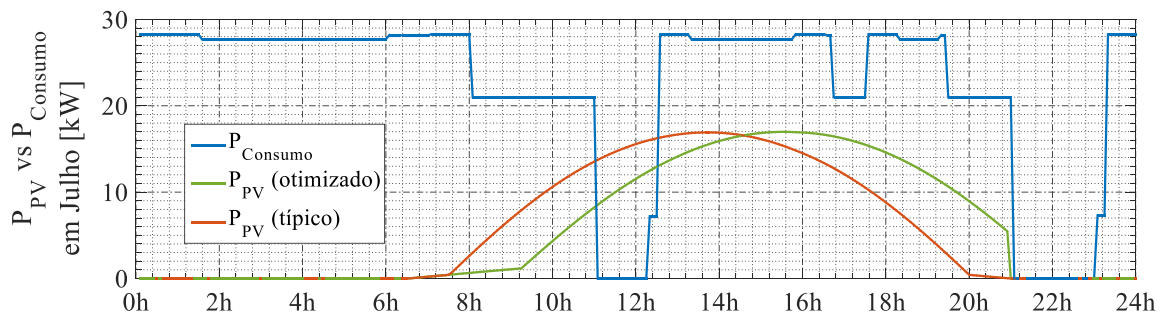
**Figura 5.15 - Potência poupada com a instalação dos painéis fotovoltaicos, no mês de julho, para ambas as soluções**

Como resultado, estão dispostas na Figura 5.15 as duas curvas de potência poupada que se obtiveram que se nota serem semelhantes em termos de resultados pretendidos, o que leva a concluir que a solução otimizada é favorável nos meses de menor consumo, mas que nos meses de pico de consumo da unidade de exploração, como é exemplo o mês de julho, ambas as soluções são boas. No entanto, quantitativamente, a solução típica permite poupar cerca de 119,1 kWh diários, correspondente a 22,4% do consumo, enquanto que a solução otimizada perfaz uma poupança de 129,9 kWh por dia, que é equivalente a 24,4% da energia consumida, assumindo-se assim, esta última, como a melhor solução a ser utilizada relativamente ao mês de julho.

A partir da comparação da solução típica em Portugal com a solução otimizada é possível tirar algumas conclusões acerca da influência da orientação azimutal dos painéis no desempenho do sistema, uma vez que a principal diferença entre as duas soluções se prende precisamente com a variação do ângulo de azimute.

### 5.1.3 Influência da inclinação nos resultados

Analise-se agora, nesta secção, o comportamento da inclinação com o incremento do número de painéis fotovoltaicos. Pelos resultados da simulação, observou-se que quando o número de painéis fotovoltaicos é muito elevado, a inclinação destes diminui gradualmente para os  $10^\circ$ . Tome-se como exemplo uma amostra da população retirada da Zona 3 da última geração onde isto acontece, no mês de Julho ( $n_{PV} = 178$ ;  $\beta = 10,58^\circ$  e  $\gamma = 90^\circ$ ) onde o período de retorno é de 13,59 anos e proceda-se à sua comparação com um caso em que tanto  $n_{PV}$  e  $\gamma$  se fixam e altera-se a inclinação para  $30^\circ$  onde o período de retorno é de 13,88 anos.



**Figura 5.16 - Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, no mês de julho, para ambas as soluções**

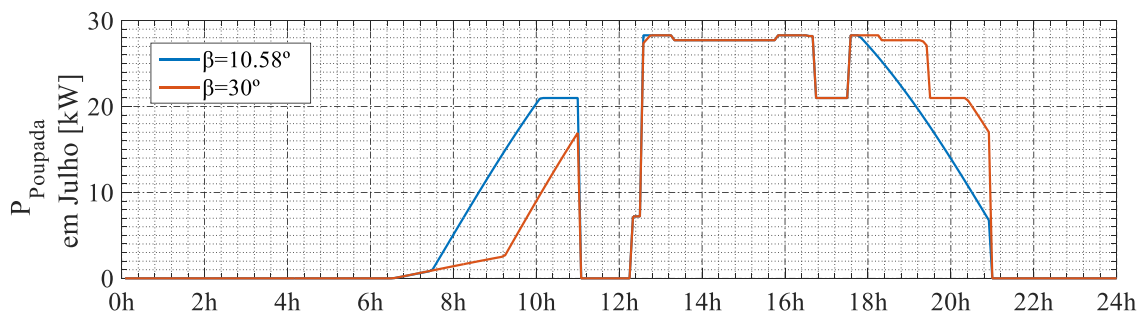
Na Figura 5.16, tal como se realizou na secção anterior, é possível observar a sobreposição da curva de carga no mês de julho em simultâneo com a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos nos dois casos.

No que toca à situação cuja inclinação dos painéis é de  $10,58^\circ$ , curiosamente, apesar dos painéis estarem orientados para Oeste, obtém-se uma curva de potência gerada pelos painéis fotovoltaicos semelhante ao gráfico da solução típica das Figuras 5.8 e 5.11, representado a radiação total incidente nos painéis no mês de julho. Isto explica-se através da equação (3.9), que com  $\beta = 0^\circ$ , deixa de ser dependente do azimute, tornando-se na expressão do ângulo de zénite (3.10).

Ora, no caso em que o número de painéis e o azimute se mantêm, mas em que a inclinação se altera para os  $30^\circ$ , de acordo com as expectativas e à luz do que foi mencionado anteriormente, nestas condições, como a inclinação dos painéis não é nula, a orientação azimutal destes passa a ter influência na curva da potência produzida pelos painéis fotovoltaicos, deslocando o pico de produção para um momento mais próximo do pôr-do-sol. No entanto, neste caso concreto, essa influência do ângulo azimute não é benéfica para o sistema, uma vez que aumentou o período de retorno.

Como a energia produzida já é muito superior à energia que o sistema necessita, o sistema fica favorecido ao baixar a inclinação e assim tornar a curva de produção mais abrangente e não tão focada num período do dia.

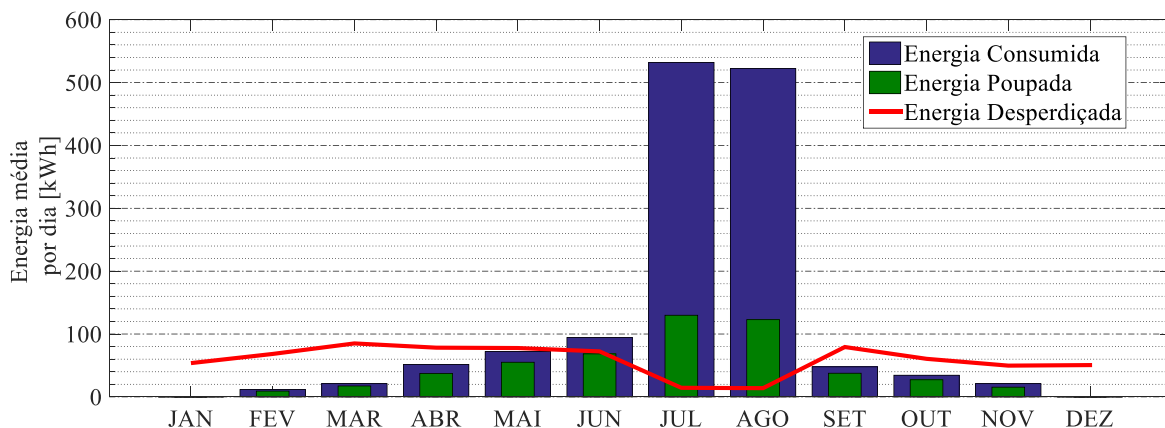
Como resultado, obtêm-se as curvas de potência poupada exibidas na Figura 5.17, onde é perceptível a vantagem de ter uma inclinação mais pequena aquando do aumento acentuado de painéis fotovoltaicos, resultando numa maior quantidade de energia poupada. Estes dados são reforçados pelos valores de energia poupados em cada uma das situações sendo que, com a solução otimizada, poupa-se cerca de 249,7 kWh, correspondente a cerca de 46,9% do consumo energético num dia médio de julho, enquanto que na solução cuja inclinação dos painéis é de  $30^\circ$ , poupa-se por volta de 240,9 kWh, cerca de 45,3% do consumo, nas mesmas circunstâncias.



**Figura 5.17 - Potência poupada com a instalação dos painéis fotovoltaicos, no mês de julho, para ambas as soluções**

### 5.1.4 Evolução anual da energia e do dinheiro poupado

Tomando como exemplo os valores da solução otimizada em que se basearam as simulações da secção 5.3.1, cujos parâmetros são  $n_{PV} = 80$ ,  $\beta = 32,37^\circ$  e  $\gamma = 62,59^\circ$ , procede-se à análise anual da implementação deste sistema em termos energéticos e financeiros. Com suporte nos gráficos da Figura 5.18 é evidente a ineficácia da instalação do sistema composto apenas por painéis fotovoltaicos aquando do período de maior consumo. Enquanto que na maioria dos meses do ano a energia poupada é quase suficiente para atender às necessidades de consumo do caso de estudo, durante o pico de consumo, a energia consumida pela unidade de exploração dispara, acentuando a diferença relativamente à energia poupada. Isto deve-se ao facto de no pico de consumo existirem regas noturnas e de madrugada, correspondendo a momentos do dia em que a energia produzida pelos painéis é nula, sendo necessário recorrer à energia fornecida pela rede nesses períodos.

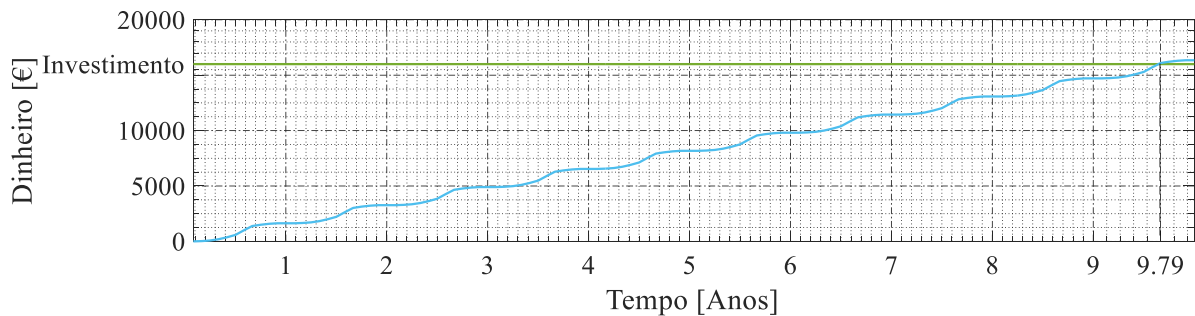


**Figura 5.18 - Evolução anual da energia poupada e da energia consumida**

No que toca à energia desperdiçada ao longo do ano, verifica-se que nos meses de menor consumo há uma grande quantidade de energia que é produzida pelos painéis fotovoltaicos que se perde. O fenómeno oposto ocorre nos períodos correspondentes ao pico de consumo, em que uma maior fatia da energia elétrica produzida é aproveitada, reduzindo assim os valores de energia desperdiçada nesse período.

Quantificando essas quantidades de energia, resulta num total de 43,42 MW consumidos e apenas 15,95 MWh poupados, correspondendo a cerca de 36,7% do total de energia consumida anualmente.

Financeiramente, como resultado da energia poupada anualmente, obteve-se o gráfico representado na Figura 5.19 referente ao dinheiro poupado anualmente. Por razões óbvias, o comportamento desta curva é semelhante à da energia poupada, disposta na Figura 5.18, uma vez que a primeira depende diretamente da segunda. Nestas condições, com um investimento de 16000 €, alcança-se uma poupança anual de cerca de 1635 €, resultando num período de retorno de 9,79 anos.



*Figura 5.19 – Evolução anual do dinheiro poupado e comparação com investimento*

## 5.2 Sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias

O próximo tipo de sistema a ser analisado desde o ponto de vista económico será um sistema composto por painéis fotovoltaicos como fonte de energia e baterias como sistema de armazenamento da energia, tal como o sistema analisado no capítulo 4.

### 5.2.1 Resultados da simulação

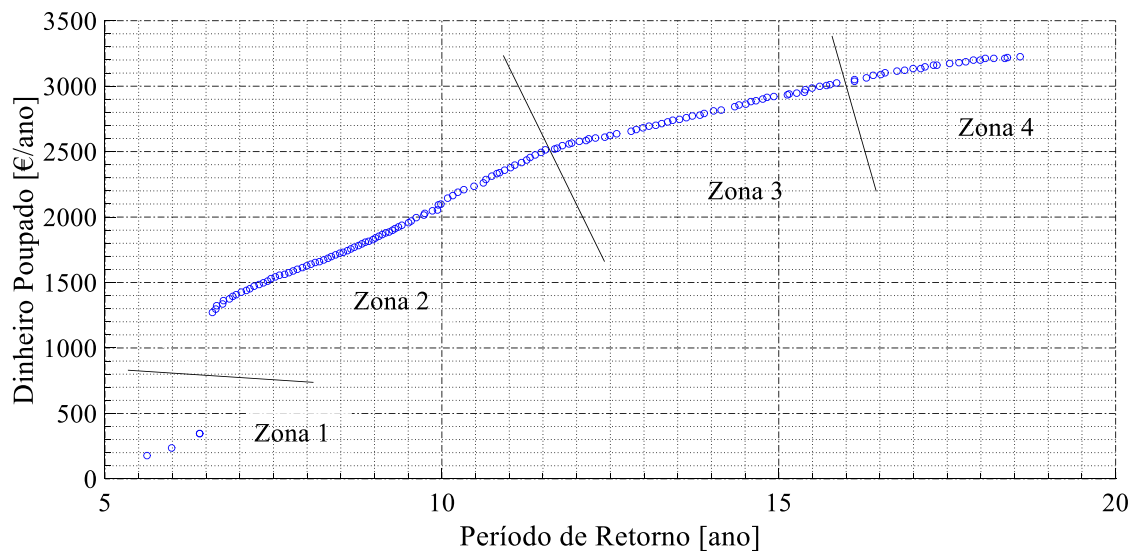
Pretende-se com esta simulação, baseando-se nas equações deduzidas no capítulo 3, avaliar a evolução de algumas grandezas, nomeadamente, o número de baterias instaladas, a quantidade de painéis instalados, a inclinação e orientação com que devem ser instalados os painéis fotovoltaicos, e como se trata de uma análise em termos de financeiros do sistema, onde se preza mais a poupança em termos económicos do que a poupança em termos energéticos, estudam-se como funções objetivo o dinheiro poupado anualmente e o período de retorno.

No entanto, apesar das variáveis de decisão serem idênticas às da análise de autonomia, definiram-se limites mais reduzidos de modo a obter resultados viáveis em termos económicos e em termos de limitações naturais do local em estudo para a simulação. Assim, apresentam-se na Tabela 5.2 os parâmetros definidos como variáveis de decisão e os respetivos limites.

*Tabela 5.2 - Variáveis de decisão e respetivos limites parametrizados na simulação.*

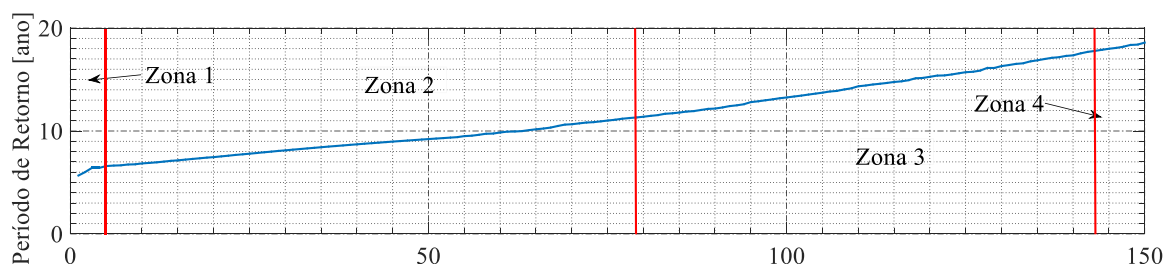
Variável	$N_{pv}$	$N_{bat}$	$\beta$ [°]	$\gamma$ [°]
Limite mínimo	1	0	0	-90
Limite máximo	200	50	180	90

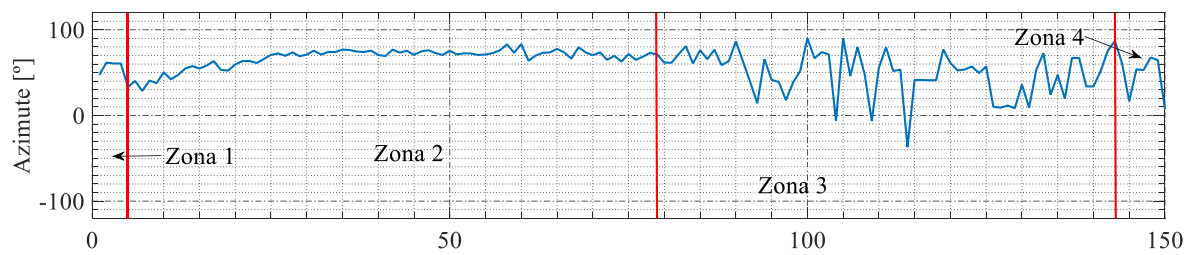
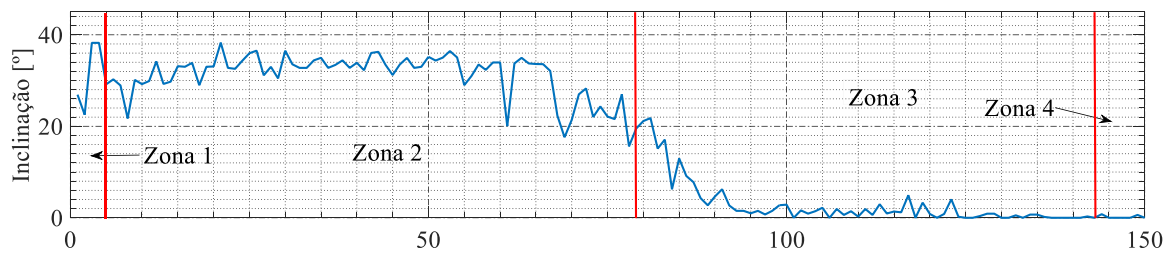
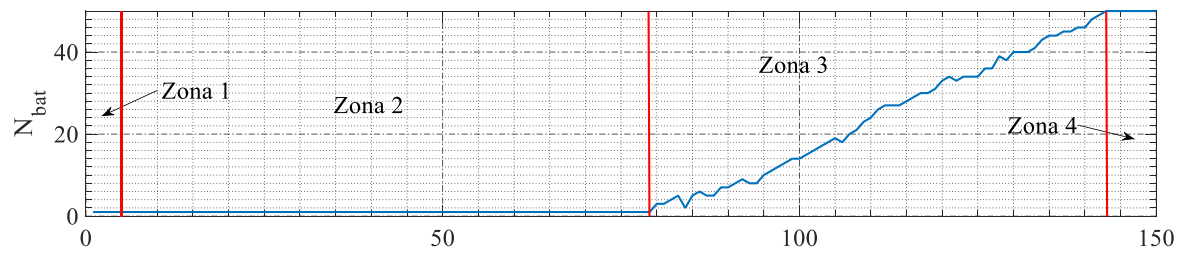
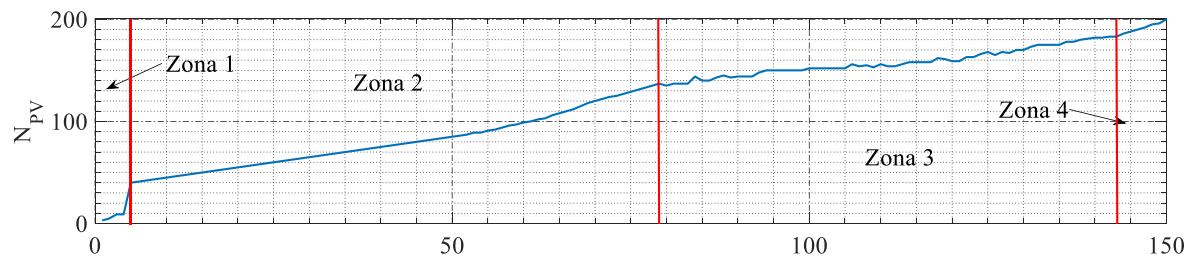
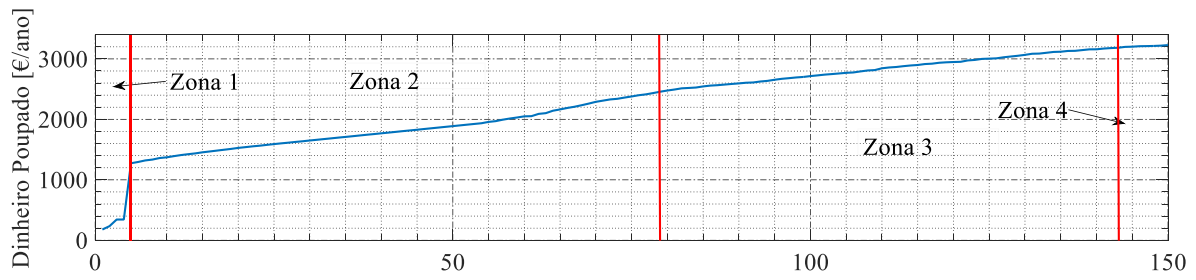
Depois de definidos os parâmetros principais da simulação, procede-se à análise de resultados. Na Figura 5.20 é possível observar o gráfico que reproduz a função objetivo, onde uma das variáveis de objetivo está em função da outra. Neste caso concreto, está representado o dinheiro poupado anualmente (5.1) em função do período de retorno (5.2).

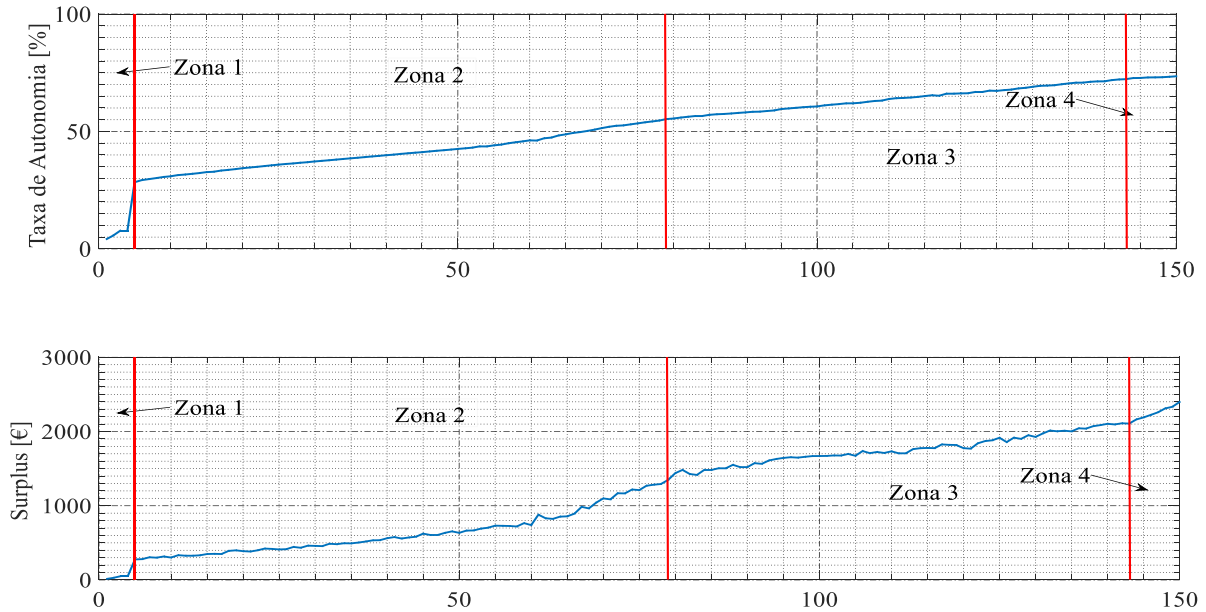


**Figura 5.20 - Última geração do cenário simulado**

A partir do gráfico anterior, é possível tirar algumas conclusões sobre as características do sistema em análise. Numa primeira impressão, é possível distinguir a existência de quatro zonas onde o comportamento do dinheiro poupado anualmente em função do período de retorno varia. Para uma análise não só destas zonas, com mais detalhe e de um modo mais simples, mas também da evolução das variáveis de decisão ao longo da população da última geração, estão representados estes elementos por ordem ascendente do período de retorno nas Figuras 5.21 a 5.26. Nas Figuras 5.27 e 5.28 estão ainda representadas as curvas referentes à taxa de autonomia e ao “surplus”, também por ordem ascendente do período de retorno.







**Figura 5.21 a 5.28 - Funções objetivo e variáveis de decisão de tomadas as amostras da última geração.**

Em primeira análise, verifica-se que o número de painéis fotovoltaicos instalados é proporcional ao período de retorno e ao dinheiro poupado anualmente, pois quanto maior a quantidade de painéis, mais energia solar é produzida e, conseqüentemente, mais dinheiro é poupado anualmente. Para além do número de painéis fotovoltaicos instalados, há outro parâmetro que contribui de forma significativamente para a evolução das funções objetivo: o número de baterias. Quanto maior o número de baterias instaladas, maior é a quantidade de energia armazenada proveniente dos painéis fotovoltaicos, e conseqüentemente, maior é a quantidade de dinheiro poupado anualmente pois quando há necessidade, é dada primazia ao consumo da energia presente nas baterias em detrimento da energia proveniente da rede elétrica.

Como foi referido anteriormente nesta secção, é notória a existência de quatro zonas que estão representadas nos gráficos das 5.21 a 5.28. Passa-se então à análise individual de cada uma destas zonas.

- **Zona 1**

Esta zona é a que menos relevância tem para análise dos resultados da simulação deste sistema. Ao passo que o dinheiro poupado anualmente e o número de painéis aumenta ao longo desta zona, o período de retorno mantém-se constante, levando à conclusão que instalar 1 ou 40 painéis tem pouco impacto na variação do período de retorno, o que leva a que as amostras desta zona não sejam bons indicadores do real comportamento destas variáveis nesta simulação.

- **Zona 2**

A segunda zona definida nos gráficos apresentados anteriormente é caracterizada pela zona onde à medida que o dinheiro poupado anualmente cresce a um determinado ritmo, o período de retorno aumenta menos significativamente quando comparado com, por exemplo, as zonas 3 e 4. Isto tem relevância para o facto de ser a zona mais adequada para definição dos

parâmetros do sistema instalado. Destaque-se o facto de se considerar a instalação de somente uma bateria em todos os resultados desta zona, o que leva a concluir que um sistema composto por painéis fotovoltaicos e com a instalação de uma bateria é economicamente mais vantajoso que um sistema com mais do que uma bateria, ou nenhuma. No que toca aos ângulos de instalação dos painéis, a inclinação com que os painéis são instalados ronda os 30° enquanto que o azimute, isto é, a orientação com que os painéis são orientados situa-se por volta dos 60°. Releve-se ainda o facto da taxa de autonomia crescer a um ritmo semelhante ao número de painéis fotovoltaicos instalados, e desta não ultrapassar, novamente, os 60%, tal como aconteceu na simulação realizada no capítulo 5.1. A curva referente ao “surplus”, nesta zona, também tem um comportamento muito semelhante às variáveis descritas anteriormente, mantendo-se, no entanto, com valores reduzidos.

- **Zona 3**

Os parâmetros das amostras da última geração que se enquadram nesta zona dizem respeito aos sistemas que para além de preverem a instalação de painéis fotovoltaicos, também têm baterias para auxiliar no abastecimento de energia elétrica à unidade de exploração. O ponto de transição entre a segunda e a terceira zona corresponde ao conjunto de parâmetros a partir do qual passa a ser mais vantajoso instalar baterias do que adicionar somente painéis fotovoltaicos, como acontece na segunda zona. No entanto, em termos de função objetivo, e por análise da Figura 5.20, é visível que a partir desse ponto, o período de retorno aumenta mais significativamente face ao dinheiro poupado anualmente, levando à conclusão que instalar um sistema com os parâmetros da terceira zona não é tão economicamente vantajoso do que instalar um sistema com os parâmetros da segunda zona.

No que toca à evolução das variáveis de decisão neste intervalo, o aumento do número de painéis fotovoltaicos instalados assiste a um abrandamento do seu crescimento, enquanto que a inclinação e a orientação dos mesmos diminui drasticamente e torna-se inconstante, respetivamente, devido à existência de mais painéis instalados e, conseqüentemente, de mais energia produzida por estes, passa a ser mais vantajoso tornar a sua curva de produção mais abrangente, levando a um declínio da inclinação dos painéis e tornando a orientação destes menos significativa face aos resultados obtidos.

Com a instalação de baterias, tanto o “surplus” como a taxa de autonomia abrandam o seu crescimento relativamente à zona 2. O primeiro aumenta dos 1500€ aos 2000€ enquanto que o segundo atinge os 75% de autonomia.

- **Zona 4**

Nesta zona, tal como acontece na zona 1, mas por outros motivos, os resultados obtidos são os menos adequados face às soluções dos outros intervalos. Pode-se considerar que aqui atingiu-se um ponto de saturação. O número de baterias mantém-se constante no valor máximo definido previamente, o número de painéis fotovoltaicos aumenta a um ritmo elevado e como consequência, nesta zona é quando o período de retorno tem o crescimento mais acentuado ao passo que o dinheiro poupado anualmente tem o crescimento menos acentuado, tornando-



se quase constante. Resumindo, os resultados obtidos nesta zona não têm interesse do ponto de vista do investidor por serem economicamente pouco viáveis.

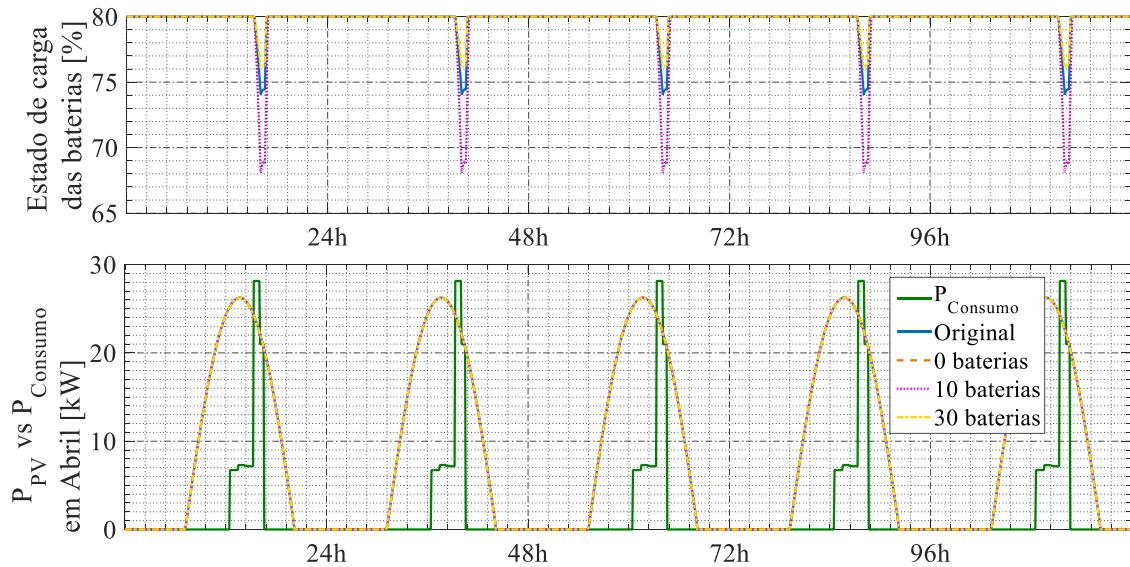
Uma vez que os resultados da zona 2 correspondem ao de um sistema composto somente por painéis fotovoltaicos (apesar dos resultados nesta zona compreenderem a instalação de uma bateria, que se torna irrelevante para as soluções obtidas nesse intervalo) cuja análise foi efetuada no subcapítulo anterior, procede-se agora à análise e comparação de um conjunto de parâmetros provenientes da zona 3 com diferentes números de baterias instaladas, de maneira a analisar a influência que estas têm no consumo e na poupança de energia relativamente ao caso de estudo.

### 5.2.1.1 Influência do número de baterias no sistema

Para proceder ao estudo da influência do número de baterias num sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias e conseqüente análise, escolheu-se aleatoriamente um resultado do conjunto de amostras correspondente à terceira zona ( $n_{PV} = 154$ ,  $n_{bat} = 20$ ,  $\beta = 1,92^\circ$  e  $\gamma = 79,7^\circ$ ) e realiza-se a sua comparação com o mesmo conjunto de resultados, mas onde se pressupõe a instalação de 0, 10 ou 30 baterias ( $n_{PV} = 154$ ,  $n_{bat} = 0; 10; 30$ ,  $\beta = 1,92^\circ$  e  $\gamma = 79,7^\circ$ ) em dois períodos de exigências distintas em termos energéticos, nomeadamente nos meses de Abril e Julho. Nestas condições, o período de retorno do sistema é de 13,89 anos para o caso original e de 12,45, 13,03 e 14,78 anos para os casos com 0, 10 e 30 baterias, respetivamente.

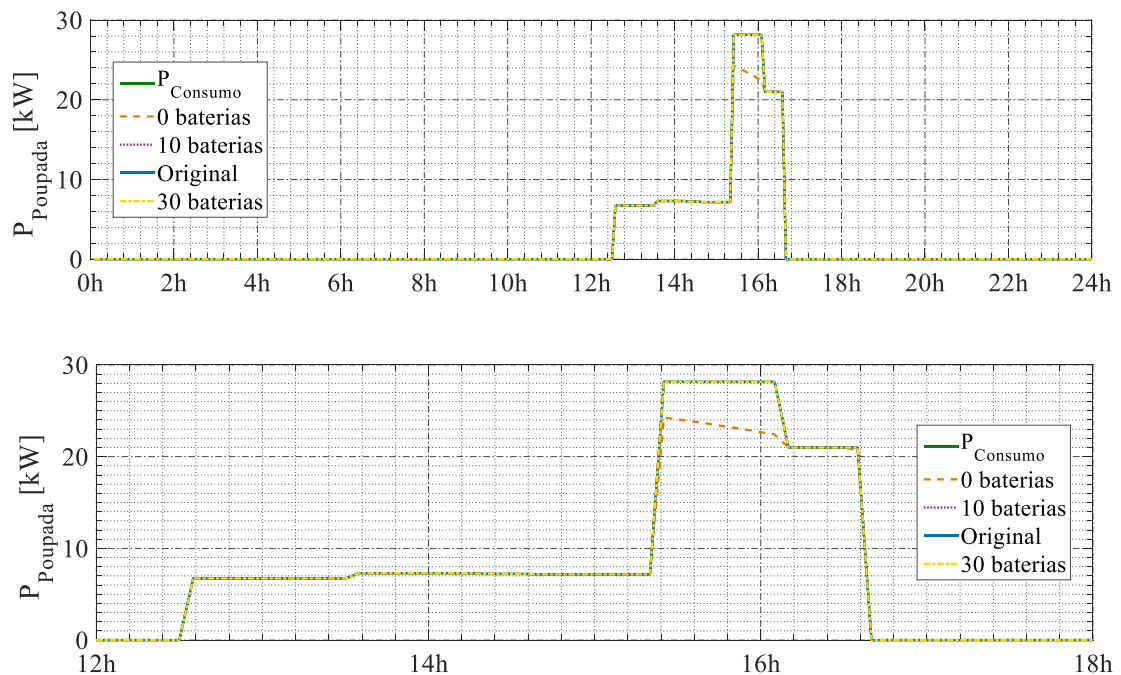
- **Resultados no mês de abril**

Como seria de esperar, o número de baterias não tem influência na potência produzida a partir dos painéis fotovoltaicos. É por isso que, na Figura 5.29 as curvas da potência produzida em todos os casos se sobrepõem. Essa curva referente à potência produzida a partir dos painéis fotovoltaicos não é suficiente para suprir as necessidades da unidade de exploração, pois como se pode observar, há períodos neste cronograma em que a potência da curva de carga é superior a essa potência produzida pelos painéis fotovoltaicos. Como tal, nas soluções que pressupõem a instalação de baterias, para esse exemplo mostra-se o estado de carga das baterias que se mantêm quase sempre no máximo de carga, com exceção para os tais momentos em que a unidade de exploração consome mais do que a potência que é produzida, sendo necessário consumir energia armazenada nas baterias nesses períodos. No entanto a utilização das baterias é diferente para cada caso, pois o estado de carga mínimo destas não baixa dos 74% no caso original (20 baterias) e chega aos 76% e 68% nos casos com 30 e 10 baterias instaladas, respetivamente.



**Figura 5.29 - Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e estado de carga das baterias, durante 5 dias no mês de abril, para as todas as soluções em estudo**

De seguida, apresentam-se na Figura 5.30 os gráficos referentes à potência poupada em todos os casos devido ao consumo da energia proveniente diretamente dos painéis fotovoltaicos ou ao consumo da energia armazenada nas baterias.



**Figura 5.30 - Potência total poupada, no mês de abril, para todas as soluções.**

Ao analisar a figura anterior, conclui-se facilmente que para um mês de menor exigência em termos energéticos, as baterias garantem uma autonomia total da rede elétrica, pois toda a energia consumida na unidade de exploração é proveniente dos painéis fotovoltaicos, direta ou indiretamente. No entanto, como se pode observar na Tabela 5.3 (onde estão dispostos os valores de energia poupada, em kWh, para todos os casos), quando não se pressupõe a instalação de baterias, cerca de 93,3% da energia

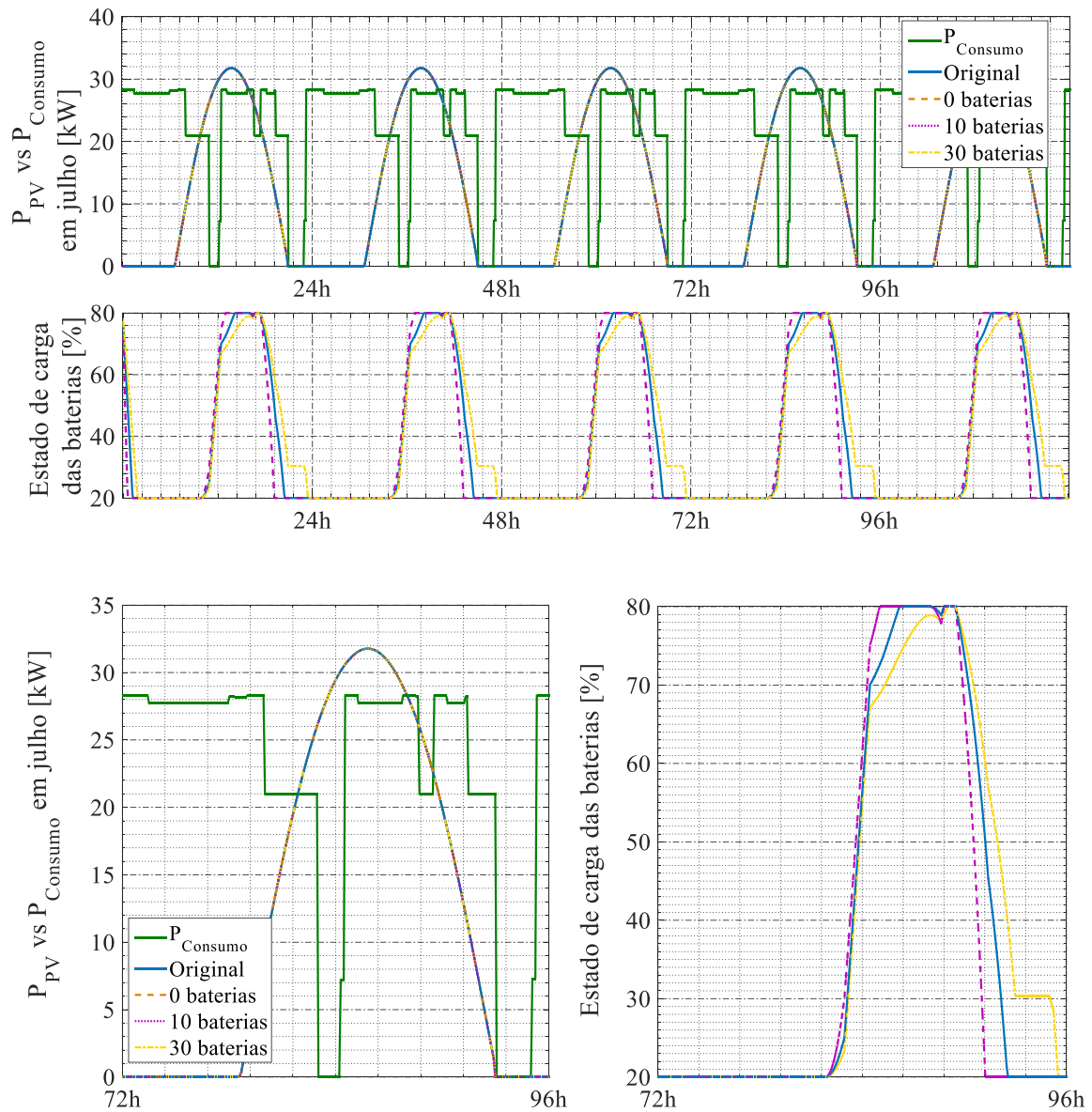
consumida num dia típico do mês de abril é proveniente de fontes renováveis, o que é consideravelmente aceitável. À luz do que foi justificado anteriormente, a energia poupada proveniente diretamente dos painéis fotovoltaicos é igual para todos os casos sendo que a principal diferença reside na potência poupada a partir das baterias que permite que a curva da energia poupada sobreponha a curva de carga que caracteriza um dia típico do mês de abril.

**Tabela 5.3 - Valores de energia poupada no total, a partir das baterias e a partir dos painéis fotovoltaicos, no mês de abril, para todas as simulações.**

	$E_{\text{Consumo}}$ [kWh]	$E_{\text{Poupada}}$ [kWh]	$E_{\text{Poupada,bat}}$ (%) [kWh]	$E_{\text{Poupada,PV}}$ (%) [kWh]	Varição de investimento (%)
Original (20 baterias)	51,58	51,58 (100%)	3,61 (7%)	47,97 (93%)	
0 baterias		47,97 (93%)			-20,6%
10 baterias		51,58 (100%)	3,61 (7%)	47,97 (93%)	-10,3%
30 baterias		51,58 (100%)	3,61 (7%)	47,97 (93%)	+10,3%

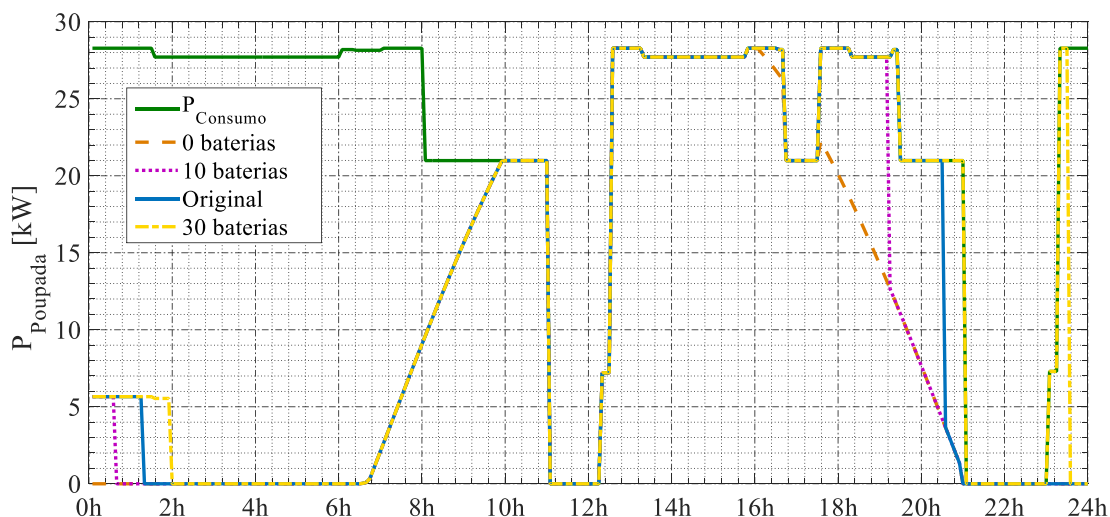
- **Resultados no mês de julho**

Nestas circunstâncias, tal como no caso estudado para o mês de abril, a potência produzida a partir dos painéis fotovoltaicos é igual para todas as soluções, conforme se observa na Figura 5.31. No entanto, essa potência fica muito aquém dos recursos necessários em termos energéticos da unidade de exploração para esse período do ano. Isto resulta numa diferença mais significativa entre os casos que pressupõem a instalação de baterias e o caso em que não se pressupõe a instalação das mesmas. É possível observar que o estado de carga das baterias realiza um ciclo de carga completo por dia (isto é, o estado de carga varia desde o máximo até ao mínimo e vice-versa) levando a resultados diferentes em termos de total de potência poupada direta e indiretamente pelos painéis fotovoltaicos instalados. Como seria de esperar, quantas mais baterias se adicionam, maior é o período de tempo em que estas permanecem com carga.



**Figura 5.31 - Curva de carga vs Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e estado de carga das baterias, durante 5 dias no mês de julho, para todas as soluções em estudo.**

De seguida, apresentam-se na Figura 5.32 os gráficos referentes à potência poupada em todos os casos devido ao consumo da energia proveniente diretamente dos painéis fotovoltaicos ou ao consumo da energia armazenada nas baterias.



**Figura 5.32 - Potência total poupada, no mês de julho, para todas as soluções.**

Na Figura 5.32 pode-se confirmar o que foi descrito anteriormente acerca da energia poupada na situação onde não se instala qualquer bateria. Como é de esperar, a potência poupada nesta solução corresponde exclusivamente à potência que é consumida diretamente dos painéis fotovoltaicos, com as limitações inerentes, nomeadamente da curva de carga. Nos casos em que a potência consumida pela unidade de exploração é inferior à potência produzida a partir dos painéis fotovoltaicos, considera-se como potência poupada aquela que corresponde à curva de carga, sendo que o excesso é perdido. No que toca aos casos que pressupõem a instalação de baterias, nota-se uma maior porção de potência poupada com o incremento da instalação deste tipo de sistema devido ao consumo da energia armazenada pelas baterias durante esses períodos em que a potência consumida é inferior à potência que está a ser produzida nos painéis fotovoltaicos. No entanto, apesar de ajudar de certa forma a suprir as necessidades da unidade de exploração, a instalação de 10, 20 ou 30 baterias é insuficiente para este caso, pois a maior parte do período da noite/madrugada continua a requerer o consumo de energia proveniente da rede elétrica.

Na Tabela 5.4 podem-se observar os valores de energia poupada, em kWh e seus componentes constituintes. Quanto à energia consumida a partir das baterias e dos painéis fotovoltaicos, apresenta-se também a percentagem que estas valem relativamente ao total de energia poupada. Apesar de pressupor a instalação de baterias, a energia poupada com a instalação de um sistema com esses parâmetros varia entre apenas 49% e 57% do total, enquanto que o sistema composto somente por painéis fotovoltaicos permite a poupança de 44,5% do total. Ou seja, enquanto que num mês de menor exigência em termos de consumo a instalação de baterias permite uma poupança da totalidade da energia consumida, nos meses referentes ao pico de consumo essa condição não se verifica, sendo que a diferença não é tão significativa para que se opte claramente pela instalação de baterias.

**Tabela 5.4 - Valores de energia poupada no total, a partir das baterias e a partir dos painéis fotovoltaicos, no mês de julho, para todas as simulações.**

	$E_{\text{Consumo}}$ [kWh]	$E_{\text{Poupada}}$ [kWh]	$E_{\text{Poupada,bat}}$ (%) [kWh]	$E_{\text{Poupada,PV}}$ (%) [kWh]	Acréscimo de investimento (%)
Original (20 baterias)	532,11	278,88 (52,41%)	42,93 (15,39%)	235,95 (84,61%)	
0 baterias		235,95 (44,34%)			-20,6%
10 baterias		256,69 (48,24%)	20,74 (8,08%)	235,95 (91,92%)	-10,3%
30 baterias		300,95 (56,56%)	65 (21,6%)	235,95 (78,4%)	+10,3%

### 5.2.1.2 Influência de uma bateria nos meses de menor consumo

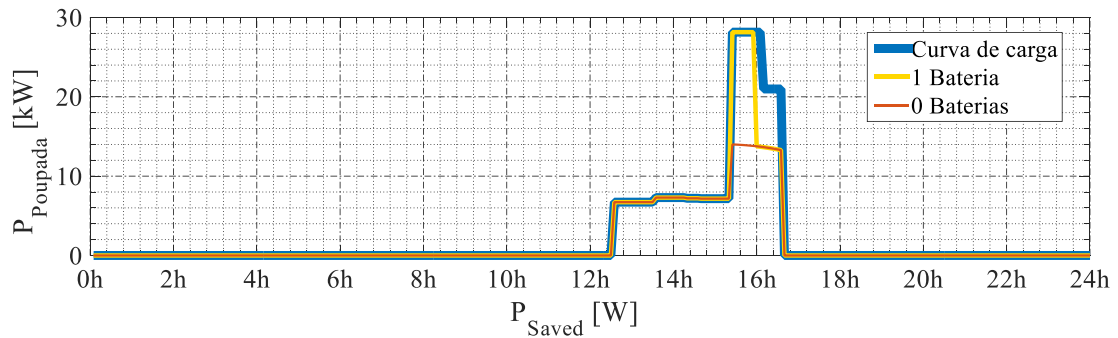
Como foi descrito no subcapítulo 5.2.1. relativamente à zona 2, para esta zona é pressuposta a instalação de somente uma bateria como resultado na situação mais vantajosa economicamente para o sistema, o que pode ser considerado inesperado. Para se entender este fenómeno, procede-se neste subcapítulo à comparação de uma amostra de resultados dessa zona com um conjunto de resultados idênticos onde se prevê somente a instalação de painéis fotovoltaicos, sem baterias a servir como auxílio de armazenamento de energia produzida. Assim, as amostras a ter em consideração são contêm os seguintes parâmetros:  $n_{PV} = 80$ ,  $n_{bat} = 0; 1$ ,  $\beta = 31,2^\circ$  e  $\gamma = 70,68^\circ$ . Com a instalação de uma bateria, prevê-se um período de retorno de 8,97 anos enquanto que sem a instalação de qualquer bateria, prevê-se que sejam necessários 9,79 anos para reaver todo o dinheiro investido.

- **Análise de resultados em abril**

Como tem sido feito nos capítulos predecessores, efetua-se uma breve comparação entre ambas as soluções para o mês de abril, considerado um mês cujo consumos estão longe dos que são verificados no pico do consumo e a partir do qual se conseguem tirar conclusões facilmente.

Como é possível observar na Figura 5.33 referente à potência poupada em ambos os casos, verifica-se que a instalação de uma bateria permite uma poupança significativa de energia relativamente ao

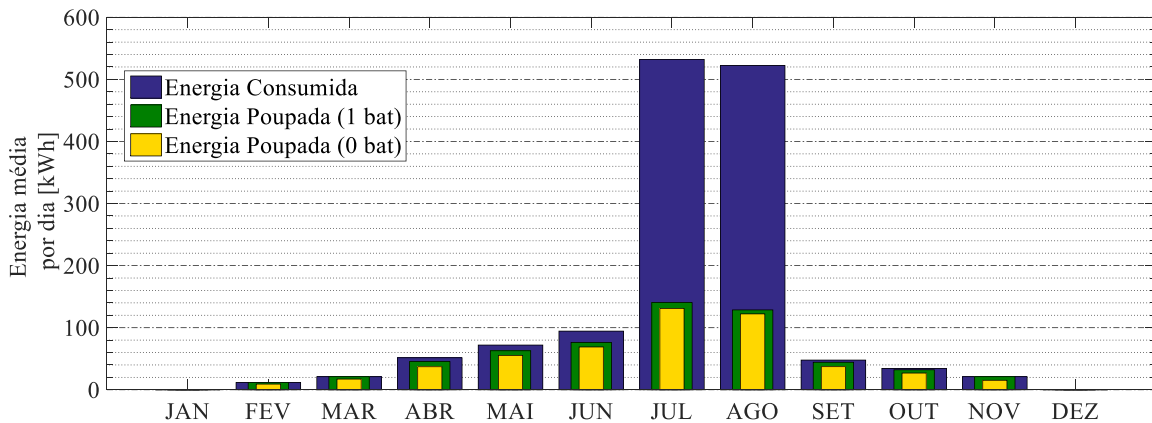
caso em que não se instala qualquer bateria. Estes dados serão reforçados adiante, com a análise energética e financeira dos resultados anualmente.



**Figura 5.33 - Comparação da potência poupada num dia típico do mês de Abril com a instalação de uma ou nenhuma bateria.**

- **Análise de resultados ao longo de um ano**

Uma vez analisados ambas as hipóteses no mês de Abril, e já com uma consciência dos resultados obtidos, passa-se à comparação das duas amostras a longo termo. Tal comparação é visível na figura seguinte:



**Figura 5.34 - Comparação da energia poupada anualmente com a implementação de cada uma das soluções**

Na Figura 5.34, com auxílio da Tabela 5.5, verifica-se que a simples instalação de uma bateria tem relevância no que à poupança de energia diz respeito. Isto é, com apenas um incremento de 400 € no investimento, devido à instalação dessa tal bateria, consegue-se um incremento na poupança anual na ordem dos 200 € resultando numa redução do período de retorno em cerca de 10 meses. Esta diferença monetária está naturalmente associada à poupança energética obtida com a instalação de uma bateria, que atinge uma diferença na ordem dos 2 MWh poupados anualmente face à solução que não pressupõe instalação de qualquer bateria.

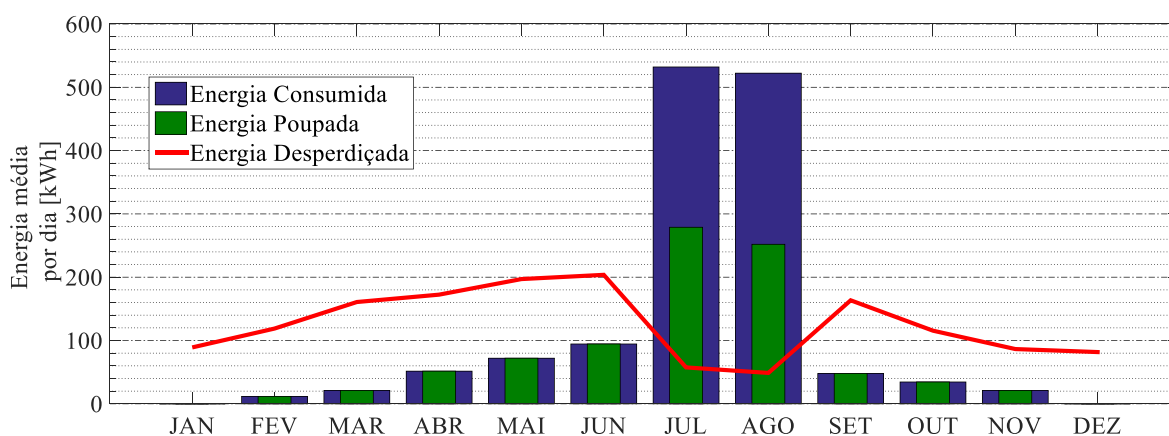
**Tabela 5.5 – Valores de investimento, energia e dinheiro poupados anualmente e do período de retorno de ambas as soluções.**

	Investimento [€]	Energia Poupada Anualmente [MWh/ano]	Dinheiro Poupado Anualmente [€/ano]	Período de Retorno [ano]
1 bateria	16400	17,88	1828	8,97
0 baterias	16000	15,94	1634	9,79

### 5.2.1.3 Evolução anual da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos e pelas baterias, energia poupada e do dinheiro poupado

Tendo como referência os valores utilizados na secção anterior correspondentes à zona 3, que pressupõe a instalação de baterias, para além dos painéis fotovoltaicos ( $n_{PV} = 154$ ,  $n_{bat} = 20$ ,  $\beta = 1,92^\circ$  e  $\gamma = 79,7^\circ$ ), passa-se à análise da implementação deste sistema em termos energéticos e financeiros.

Com base no gráfico da Figura 5.35, evidencia-se a eficácia deste sistema, composto por painéis fotovoltaicos e baterias, no que toca aos meses de menor consumo. Já no que ao pico de consumo diz respeito, cerca de metade da energia consumida provém dos painéis fotovoltaicos (e das baterias, que armazenam a energia proveniente dos mesmos painéis). Isto vem de encontro ao que foi anteriormente referido, que diz respeito à ineficácia deste sistema para suprir as necessidades energéticas da unidade de exploração, mais especificamente nos períodos de noite e madrugada dos meses correspondentes ao pico de consumo.



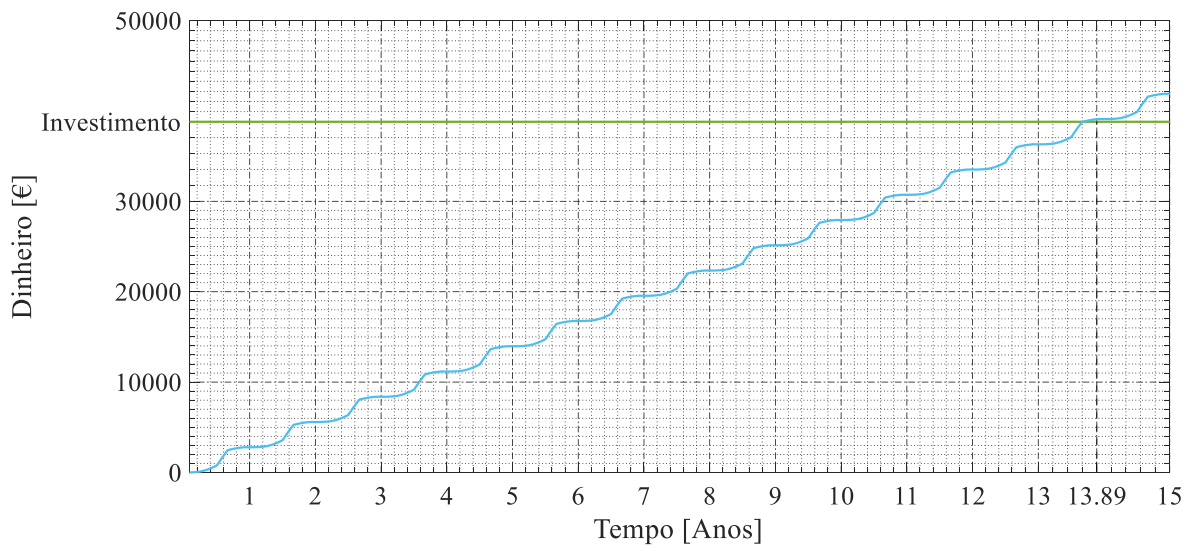
**Figura 5.35 - Evolução anual da energia poupada e da energia consumida**

No que à energia desperdiçada diz respeito, há elevados níveis de energia que não é aproveitada nos meses de menor consumo. No entanto, tal como no sistema composto somente por painéis fotovoltaicos, nos meses de maior consumo a energia desperdiçada reduz significativamente em comparação com os outros meses do ano.



Em termos quantitativos, de aproximadamente 43,4 MWh consumidos, cerca de 27,2 MWh foram poupados, correspondendo a cerca de 62,67% do total de energia consumida por ano.

Em termos financeiros, para este caso concreto de um sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias, o investimento necessário é de 38800 €, sendo que ao final de um ano o dinheiro poupado atinge os 2793 € um valor muito inferior ao investimento realizado. Isto significa que o período de retorno será de cerca 13,89 anos, como se pode observar na Figura 5.36, no ponto de intersecção de ambas as curvas.



*Figura 5.36 - Evolução anual do dinheiro poupado e comparação com o investimento.*

## 5.3 Sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias, com venda de “surplus”

Após a análise financeira sem a consideração da venda do excesso de energia produzida à rede elétrica, procede-se à análise da simulação pressupondo a venda do “surplus” ao preço de 0,041 €/kWh [20]. Espera-se uma melhoria significativa dos resultados ao nível do período de retorno, uma vez que nas simulações realizadas anteriormente há uma grande quantidade de energia produzida que não é aproveitada de maneira nenhuma. Como tal, para o efeito serão consideradas como funções objetivo o período de retorno (5.2), em anos, e o dinheiro poupado anualmente (5.1), cujos quais o algoritmo irá otimizar, maximizando o primeiro e minimizando o segundo.

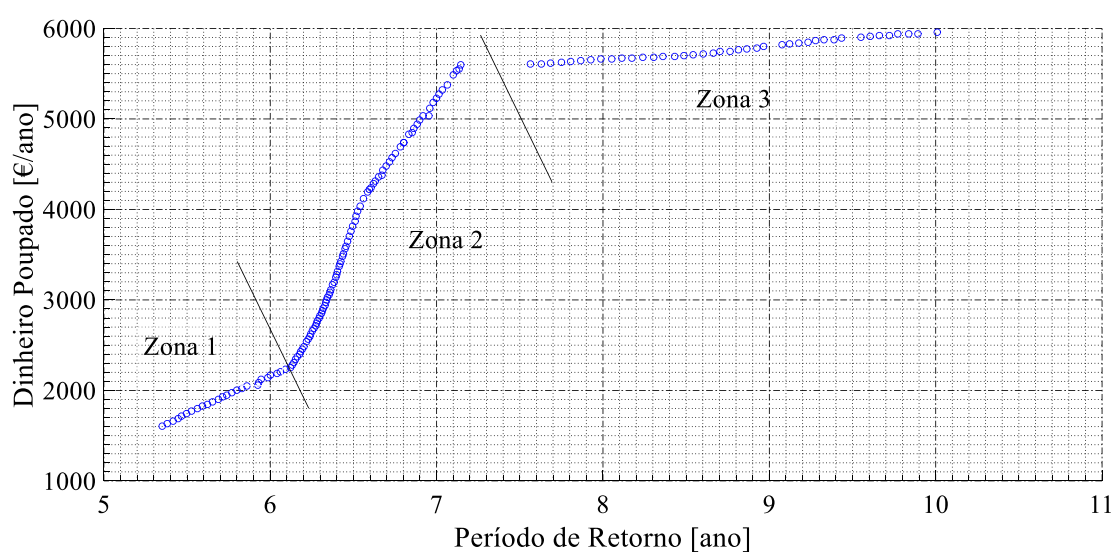
### 5.3.1 Resultados da simulação

Nesta nova simulação do sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias, foram definidos os mesmos parâmetros no que toca às variáveis de decisão e funções objetivo que na simulação demonstrada no capítulo 5.2, conforme é visível na Tabela 5.6.

**Tabela 5.6 - Variáveis de decisão e respetivos limites parametrizados na simulação.**

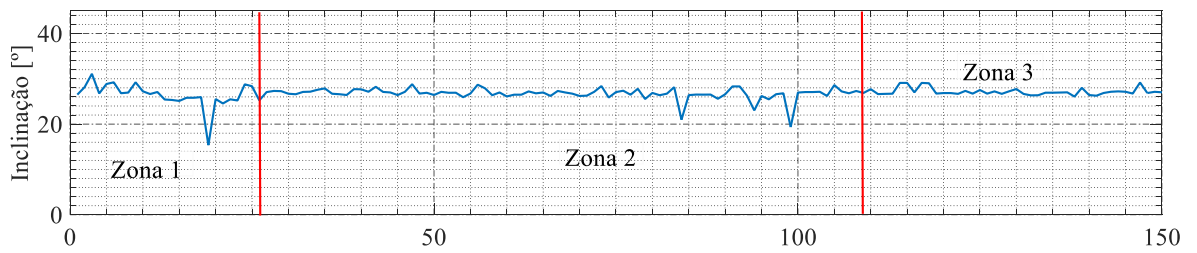
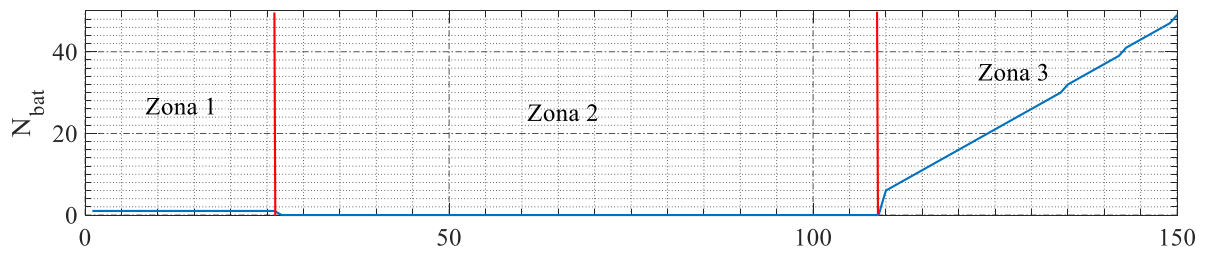
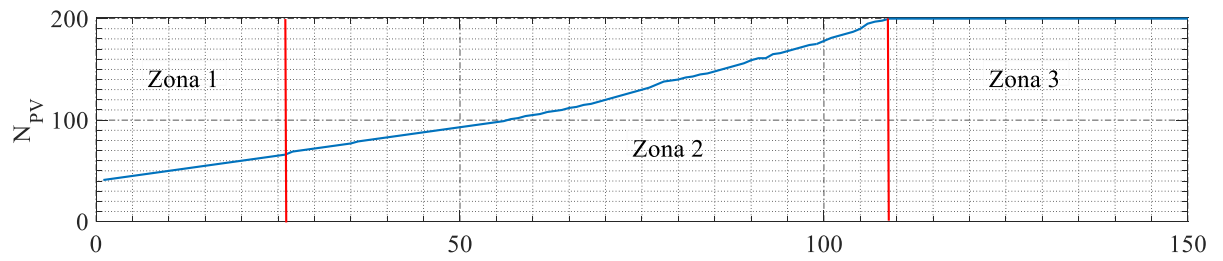
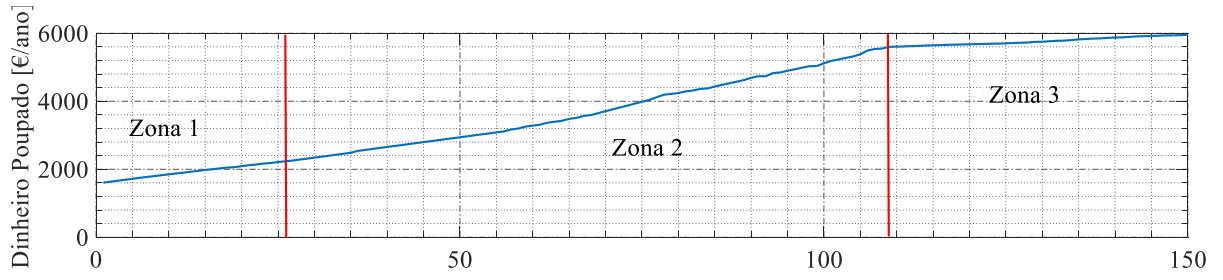
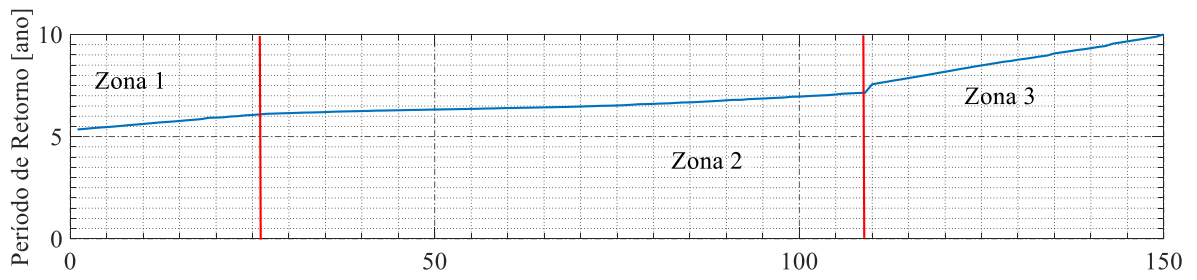
Variável	$N_{pv}$	$N_{bat}$	$\beta$ [°]	$\gamma$ [°]
Limite mínimo	1	0	0	-90
Limite máximo	200	50	180	90

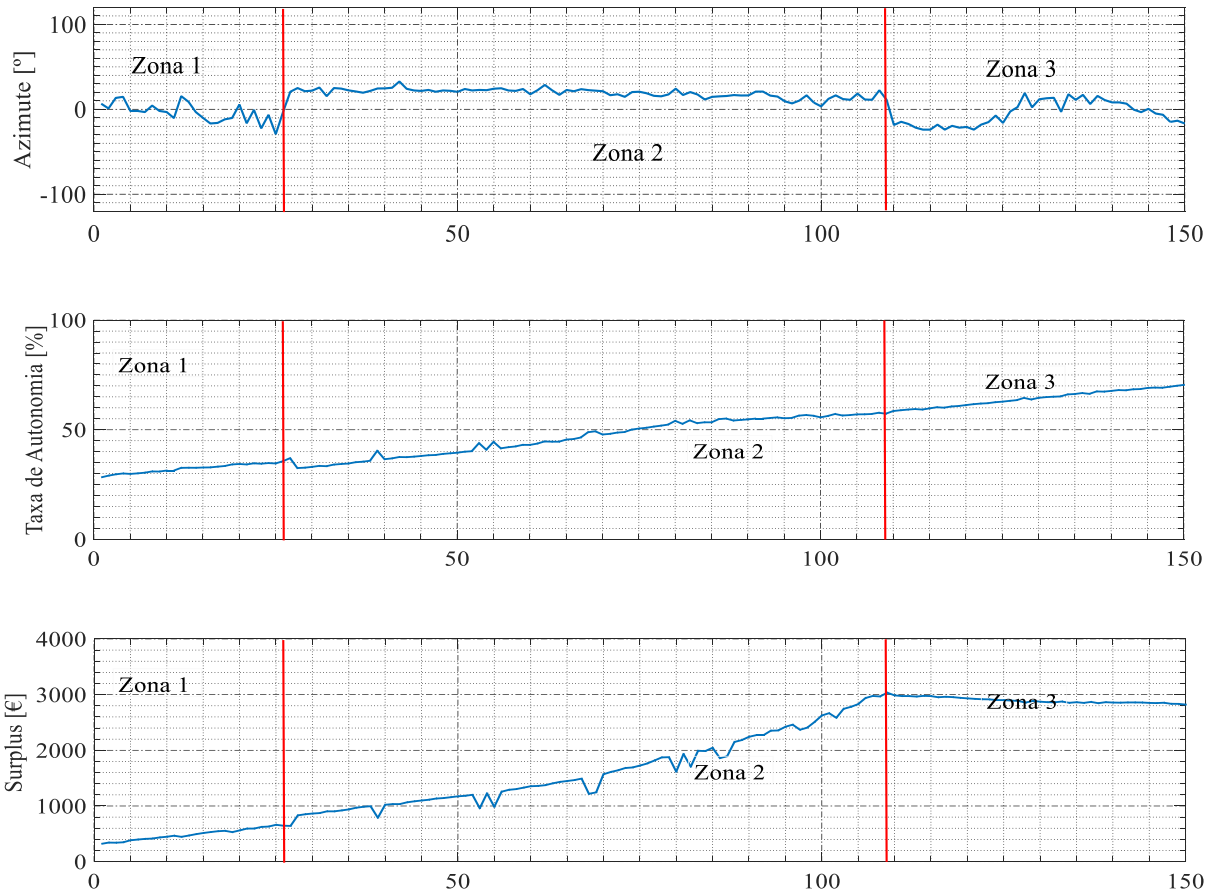
Uma vez definidos os principais parâmetros da simulação, obteve-se o gráfico das funções objetivo representado na Figura 5.37 onde se demarcam três zonas com resultados significativamente distintos entre si.



**Figura 5.37 - Última geração do cenário simulado.**

À partida, ao analisar o gráfico da figura anterior referente ao sistema que pressupõe a venda do excesso de energia produzida, é possível distinguir a existência de três zonas cujo comportamento das funções objetivo, uma em função da outra, varia significativamente. A primeira zona caracteriza-se por uma curva da função objetivo em que o dinheiro poupado anualmente cresce moderadamente e de forma constante à medida que o período de retorno aumenta. No entanto, a principal diferença entre as zonas demarcadas no gráfico da Figura 5.37 reside no facto de na Zona 3 o dinheiro poupado anualmente aumentar insignificativamente em relação ao período de retorno, resultando numa curva com um declive muito reduzido. No que toca à zona 2, que diz respeito a uma zona em que não se prevê a instalação de baterias no sistema projetado, o dinheiro poupado anualmente aumenta consideravelmente com o incremento do período de retorno, significando que nesta zona, ao aumentar o período de retorno, também aumenta a quantidade de energia poupada e vendida anualmente, culminando numa zona mais vantajosa em termos económicos. Para uma análise mais detalhada de cada uma destas zonas procede-se à representação de todos os elementos relevantes à análise dos resultados por ordem crescente de Período de retorno nas Figuras 5.38 a 5.45.





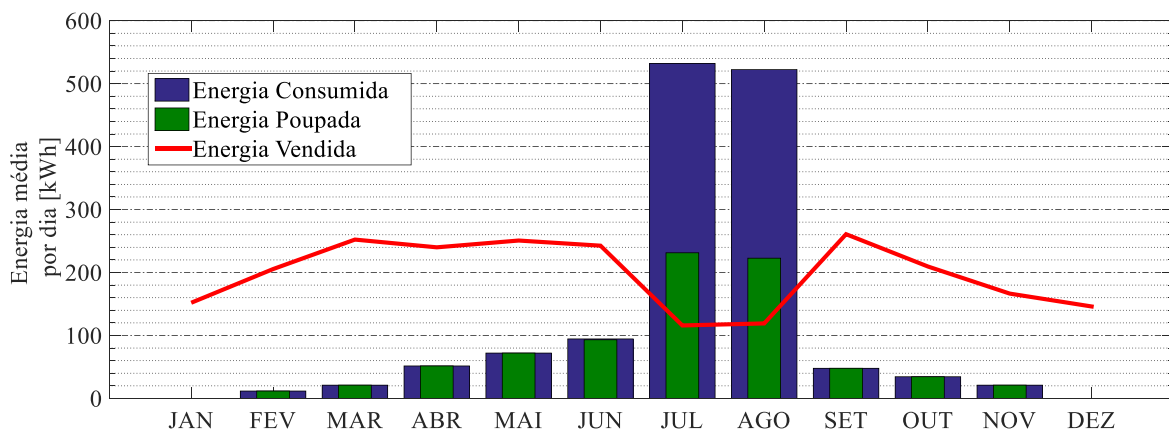
**Figura 5.38 a 5.45 - Funções objetivo e variáveis de decisão de todas as amostras da última geração.**

De encontro ao que foi descrito no parágrafo anterior no que toca ao comportamento das variáveis em cada uma das zonas, é perceptível uma variação relevante do comportamento destas na transição da segunda para a terceira zona. Observa-se que a instalação de baterias tem um grande impacto em quase todas as outras variáveis do sistema. No que toca às funções objetivo e nas variáveis por estas representadas, verifica-se que o período de retorno tem um crescimento mais significativo na zona que pressupõe a instalação de baterias do que nas Zonas 1 e 2. O dinheiro poupado anualmente tem o comportamento inverso. Quando o sistema é composto somente por painéis fotovoltaicos ou por painéis fotovoltaicos e uma bateria, o dinheiro poupado anualmente cresce significativamente com o incremento do número de painéis instalados. No entanto, na Zona 3, o dinheiro poupado anualmente estabiliza à medida que se incrementam baterias para proceder ao armazenamento da energia produzida. No que diz respeito aos ângulos com que os painéis devem ser instalados, a inclinação destes mantém-se constante perto dos  $27^\circ$  enquanto que a orientação azimutal com que estes são colocados varia entre os  $-15^\circ$  e os  $+15^\circ$ . Destaque-se o fato desta ser uma solução mais próxima daquela que é típica de instalações do género em Portugal ( $\beta = 30^\circ$  e  $\gamma = 0^\circ$ ), uma vez que, ao contrário de se desperdiçar energia, como se pressupõe a venda do excesso de energia produzida à rede, já se torna mais vantajoso direcionar os painéis de modo a que estes absorvam o máximo de radiação possível ao longo do dia, para uma maior produção de energia elétrica. A partir destes dados já se deduz que uma solução com parâmetros respeitantes à Zona 2 é muito mais vantajosa

economicamente que uma solução da Zona 3 e também mais vantajosa que os parâmetros relativos à Zona 1.

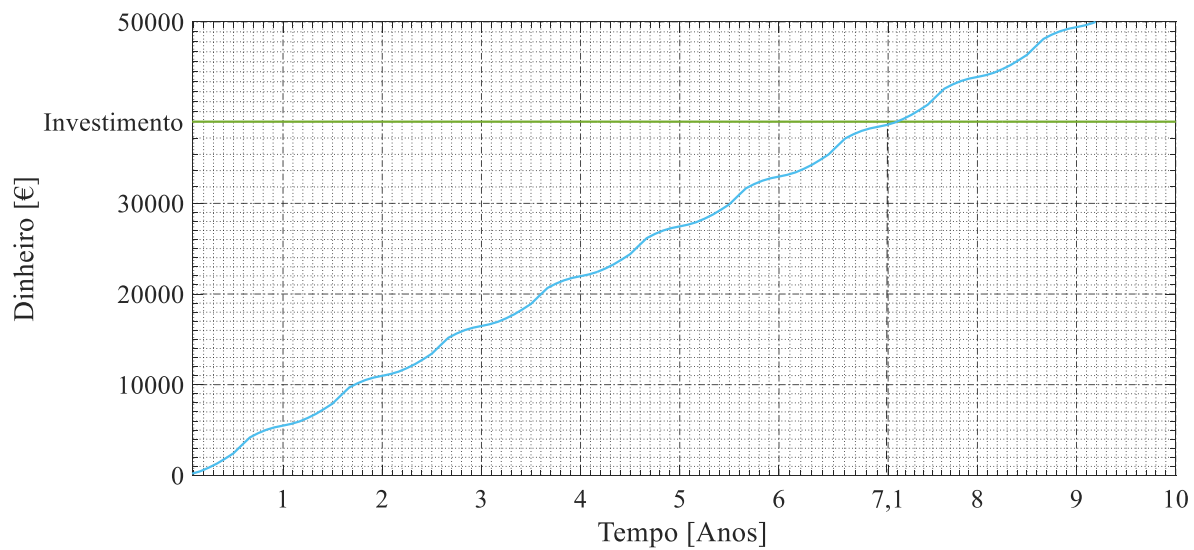
### 5.3.1.1 Evolução anual em termos energéticos e económicos

Tendo como base os valores de um sistema retirado da Zona 2 ( $n_{PV} = 195$ ,  $n_{bat} = 0$ ,  $\beta = 27,21^\circ$  e  $\gamma = 11,54^\circ$ ), dispõem-se nas Figuras 5.46 e 5.47 os gráficos que permitem uma análise da energia consumida, poupada e vendida anualmente com a instalação deste género de sistema e os gráficos que permitem uma perceção do desempenho económico do sistema.



*Figura 5.46 - Evolução anual da energia poupada, consumida e vendida.*

A partir do gráfico da Figura 5.46, observa-se que com a instalação de 195 painéis fotovoltaicos com a inclinação e azimute referidos, alcança-se uma poupança energética total para os meses correspondentes aos períodos de menor consumo. No que aos meses de julho e agosto diz respeito, poupam-se um pouco menos de 50% da energia consumida nesse período. Já a energia vendida obtém os seus valores mais elevados nos meses de menor exigência energética, enquanto que nos meses correspondentes ao pico de consumo esta atinge valores mais baixos. Estes valores da energia vendida devido ao excesso de produção resultam num maior valor de dinheiro poupado anualmente, resultando no gráfico da Figura 5.47.



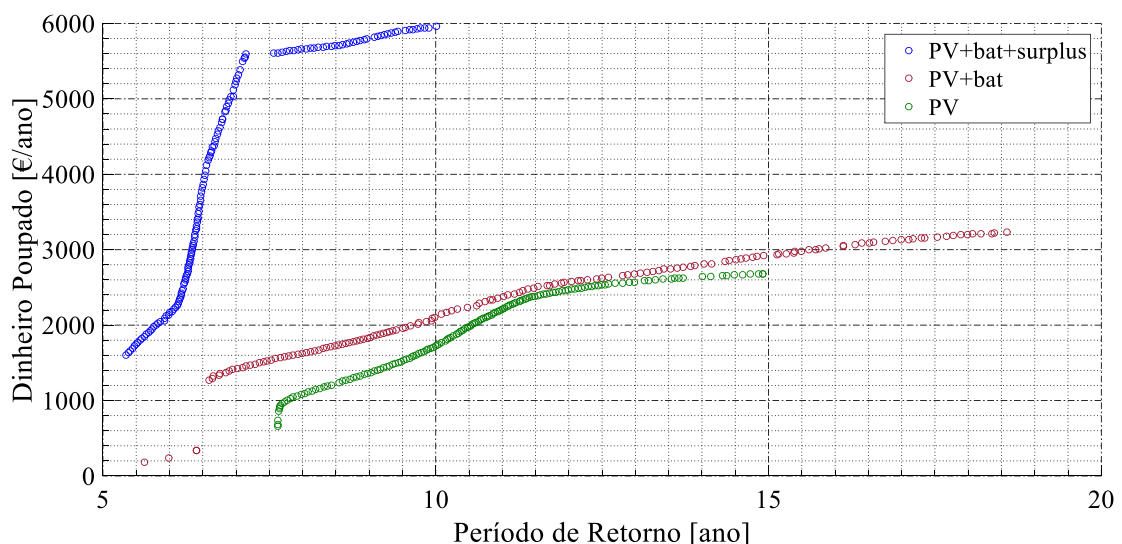
**Figura 5.47 - Evolução anual do dinheiro poupado e comparação com o investimento.**

Com esta solução, recupera-se o dinheiro investido ao fim de aproximadamente 7 anos, o que é significativamente mais vantajoso do que a mesma solução sem a venda de “surplus” (período de retorno de 15,3 anos).

## 6 Discussão de Resultados

Para finalizar este capítulo, procede-se à comparação dos sistemas simulados nos capítulos 4 e 5, tanto em termos financeiros como em termos de autonomia do sistema. Com esta comparação pretende-se determinar qual o sistema mais adequado para cada uma das análises.

Na Figura 6.1 podem-se observar as curvas das funções objetivo obtidas em todas as simulações. A partir da observação destas é possível tirar algumas conclusões sobre o comportamento das três e sobre qual delas é melhor do ponto de vista da análise financeira. À partida, nota-se que a solução que pressupõe a venda do excesso de energia elétrica produzida à rede é muito mais vantajosa em termos financeiros que as outras duas. No que diz respeito à zona 2 do sistema de painéis fotovoltaicos, baterias e venda do “surplus”, que não pressupõe a instalação de baterias, ao comparar essa parcela do gráfico com a curva verde (correspondente à instalação de apenas painéis fotovoltaicos), verifica-se que a venda do “surplus” resulta numa vantagem muito significativa do ponto de vista financeiro. No primeiro consegue-se atingir 5600€ de poupança anual, resultante num período de retorno de cerca de 7 anos, enquanto que no segundo, o máximo de dinheiro poupado anualmente que se atinge é menos de 3000€, resultante num período de retorno consideravelmente superior, de cerca de 15 anos. Uma diferença no período de retorno de 8 anos revela bastante acerca do desempenho económico de cada uma das soluções. No que toca à zona do sistema com “surplus” que prevê a instalação de baterias, também é muito mais vantajosa que o sistema que não prevê a venda do excesso de energia. O dinheiro poupado anualmente mantém-se consideravelmente superior e o período de retorno no limite dos parâmetros é consideravelmente mais baixo no primeiro caso (10 anos) em comparação com o segundo caso (cerca de 18 anos).



**Figura 6.1 - Funções objetivo dos três tipos de sistema.**

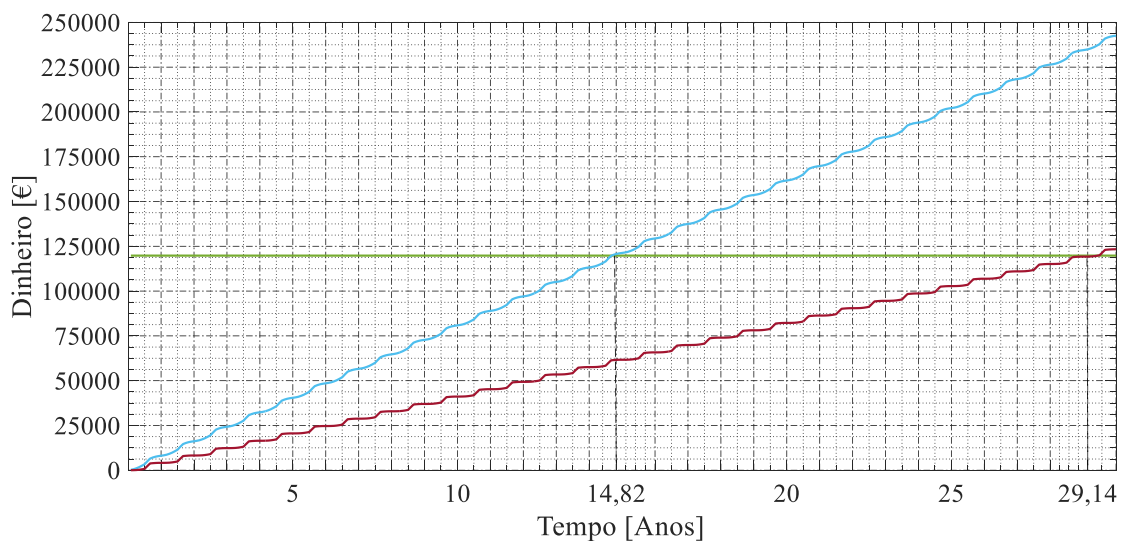
Como se concluiu nos capítulos anteriores, um sistema que pressuponha a venda de energia elétrica à rede sem instalação de baterias é o mais vantajoso do ponto de vista económico. No entanto, como se pode observar na Figura 6.1, quando o período de retorno é inferior a 11 anos é quando o sistema

composto somente por painéis fotovoltaicos e o sistema composto por painéis fotovoltaicos e baterias são mais vantajosos. Também nesta área é notório que para o mesmo período de retorno, uma amostra composta por uma bateria permite uma maior poupança de dinheiro anualmente do que uma amostra composta somente por painéis fotovoltaicos.

## 6.1 Análise de autonomia

Em termos comparativos de sistemas autónomos, procede-se a uma análise breve do sistema totalmente autónomo com e sem a venda do excesso de energia produzida. Para tal, considere-se a parametrização correspondente ao sistema totalmente autónomo descrita no capítulo 4 ( $n_{PV} = 301$ ,  $n_{bat} = 149$ ,  $\beta = 6,74^\circ$  e  $\gamma = 49,37^\circ$ ). Em termos energéticos, como se trata de uma análise de um sistema totalmente autónomo, o desempenho é semelhante em ambos os casos uma vez que toda a energia consumida é proveniente de fontes renováveis, resultando num sistema autossuficiente. Em termos financeiros, o caso muda de figura.

Como se pode observar na Figura 6.2, o período de retorno do caso em que se vende o “surplus” é cerca de metade do caso em que o excesso de energia é desperdiçado. Na eventualidade do proprietário da unidade de exploração do caso de estudo querer instalar um sistema totalmente autónomo, apenas se torna viável caso seja possível a venda do “surplus”, caso contrário, deve abdicar da instalação desse género de sistema.



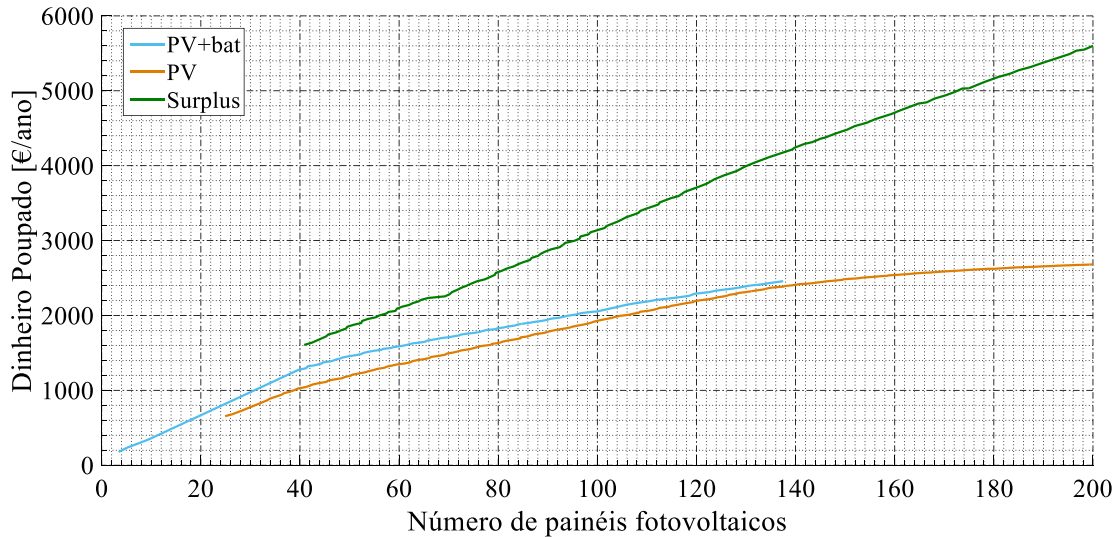
**Figura 6.2 - Evolução anual do dinheiro poupado, para ambos os casos, e comparação com o investimento.**

## 6.2 Análise Financeira

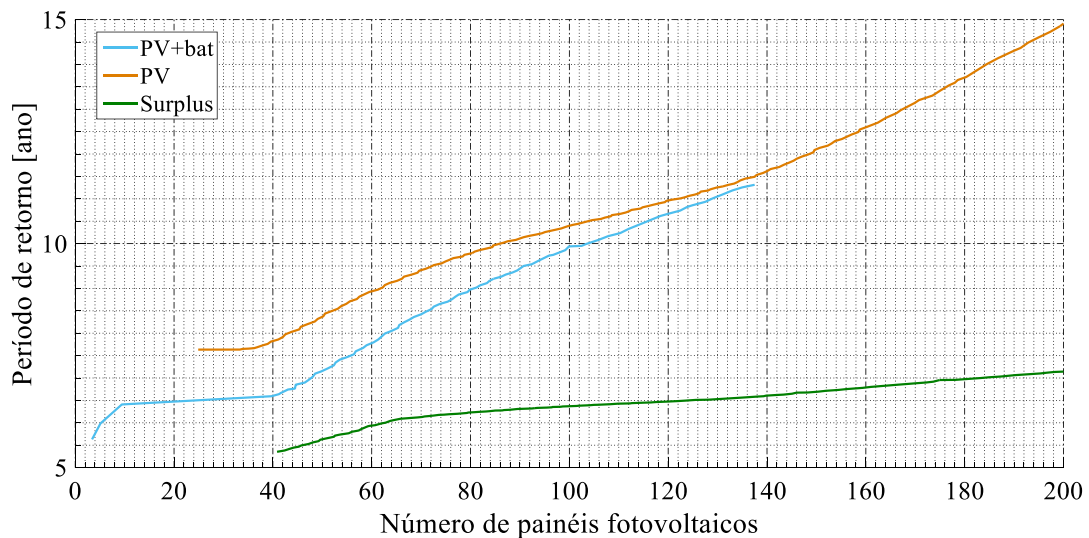
Nos subcapítulos anteriores chegou-se à conclusão de que os sistemas que preveem a instalação de painéis fotovoltaicos acompanhados de várias baterias não são economicamente vantajosos para implementar na unidade de exploração em estudo. Como tal, neste capítulo apenas se analisam os



resultados que ora pressupõem a instalação de uma bateria, ou de nenhuma. Nas Figuras 6.3 e 6.4 pode-se observar a evolução das grandezas referentes ao dinheiro poupado anualmente e ao período de retorno em função do número de painéis fotovoltaicos instalados, respetivamente.



**Figura 6.3 - Evolução do dinheiro poupado anualmente em função do número de painéis fotovoltaicos instalados**



**Figura 6.4 - Evolução do período de retorno em função do número de painéis fotovoltaicos instalados.**

A partir da Figura 6.3 percebe-se que a solução que prevê a venda do excesso de energia à rede elétrica é a que permite uma maior poupança de dinheiro ao fim do ano. Esta situação é expetável uma vez que como o excesso de energia produzido é vendido à rede em vez de ser desperdiçado, esta torna-se mais uma fonte de receita que permite amortizar o investimento realizado inicialmente mais rápido que nos outros dois sistemas. Repare-se que à medida que são instalados painéis fotovoltaicos, a curva do dinheiro poupado anualmente mantém-se com aproximadamente o mesmo declive. Em conjugação com a Figura 6.4 confirma-se que esta solução é a melhor para o caso em estudo uma vez que a curva do período de retorno aumenta muito pouco à medida que se acrescentam painéis.

No que toca ao sistema composto por painéis fotovoltaicos e uma bateria, como foi estudado no subcapítulo 5.2.2, esta permite uma maior poupança em termos económicos face à solução que prevê a instalação de apenas painéis fotovoltaicos. Repare-se que nas amostras em que está prevista a instalação de 40 painéis fotovoltaicos é quando existe uma maior discrepância entre o sistema composto por painéis fotovoltaicos e uma bateria relativamente ao que não se pressupõe a instalação de nenhuma bateria nem venda de excesso de energia produzida. A partir desta amostra, as curvas referentes a estes dois casos vão-se aproximando até ao caso em que é mais benéfico instalar um sistema composto somente por painéis fotovoltaicos do que um sistema composto por painéis e uma bateria. No entanto, a partir desse ponto é também quando o período de retorno aumenta o seu declive, culminando numa zona em que é pouco benéfico instalar mais painéis fotovoltaicos com o risco de aumentar a inviabilidade da solução em questão.

Concluindo, em termos financeiros a melhor opção é instalar um sistema composto somente por painéis fotovoltaicos que pressuponha a venda do excesso de energia à rede, podendo para o efeito optar por qualquer uma das amostras de resultados obtidas na simulação deste sistema. Se a venda do excesso de energia à rede não for possível, deve-se então instalar um sistema composto por painéis fotovoltaicos e uma bateria conforme está representado pela curva azul nos dois gráficos. Se é do interesse do proprietário instalar mais do que 140 painéis fotovoltaicos, apesar de pouco recomendado, deve-se optar por um sistema composto somente por painéis fotovoltaicos.

## 7 Conclusões

Após a realização deste estudo foram diversas as conclusões retiradas. Numa primeira análise, foi estudada a instalação do sistema solar fotovoltaico totalmente autónomo em termos energéticos. A partir desse estudo, constatou-se que o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico autossuficiente não é viável financeiramente, devido ao elevado período de retorno do mesmo. O esforço financeiro necessário para colmatar as necessidades de consumo por parte da unidade de exploração em estudo é desvantajoso, uma vez que os proveitos começam a ser retirados cerca de 30 anos depois da sua instalação. Depois de concluída que a solução totalmente autónoma em termos energéticos não é viável, procedeu-se ao estudo de alternativas exequíveis. Assim, e no seguimento do trabalho realizado, estudou-se a instalação de dois géneros de sistemas solares fotovoltaicos: um composto por painéis fotovoltaicos, baterias, controlador e inversor e outro composto pelos mesmos componentes à exceção das baterias; e procedeu-se à análise dos mesmos em termos financeiros.

No que toca ao sistema solar fotovoltaico somente composto por painéis fotovoltaicos, concluiu-se que os melhores resultados obtidos com esta solução dizem respeito à instalação de no máximo 140 painéis fotovoltaicos. Valores mais elevados que este levam à saturação da energia poupada anualmente, pelo que, a partir dos 140 painéis fotovoltaicos instalados está-se perante resultados menos vantajosos no âmbito da simulação deste género de sistema.

Quanto à simulação do sistema solar fotovoltaico composto por painéis fotovoltaicos e baterias, verificou-se que, em termos económicos, a instalação de baterias em número considerável não é economicamente vantajosa para este sistema. No entanto, a simples instalação de uma bateria é francamente mais benéfica financeiramente do que a instalação de nenhuma. Através da simulação deste género de sistema solar fotovoltaico, conclui-se que até aos 140 painéis fotovoltaicos a solução passa por instalar somente uma bateria como sendo a melhor solução para o sistema. Focando ainda mais detalhadamente a simulação deste sistema face aos outros, já descritos, verifica-se que a solução mais vantajosa economicamente passa pela instalação de 40 painéis fotovoltaicos acompanhados por 1 bateria, uma vez que é neste ponto da simulação que o sistema está favoravelmente mais distante da simulação dos outros sistemas no que toca ao período de retorno e ao dinheiro poupado anualmente.

Finalmente, com a simulação relativa à implementação de um sistema solar fotovoltaico composto por painéis e baterias que pressuponha a venda do excesso de energia produzida à rede elétrica, rapidamente se concluiu que, se for possível obter a licença que permita exercer esta atividade, esta é a solução mais vantajosa. No entanto, com esta nova variante, os resultados desta simulação diferem das simulações realizadas anteriormente. Com estas especificações, até cerca de 70 painéis solares instalados, estes devem-se fazer acompanhar por uma bateria. Entre os 70 e os 200 painéis solares instalados, não se devem incluir baterias no sistema designado, correspondendo ao conjunto de soluções desta simulação as melhores no âmbito da dissertação.

Para trabalhos futuros sugere-se a realização do estudo do sistema com o teste de outros modelos de painéis fotovoltaicos e baterias, com a possibilidade de alterar os consumos na unidade de exploração

de modo a otimizar o funcionamento do sistema e obter soluções mais favoráveis. Também se sugere a possibilidade de verificar outras bombas, nomeadamente a bomba responsável pelo bombeamento de água desde o reservatório de água até às culturas uma vez que esta está sobredimensionada tendo em conta as necessidades da propriedade em análise. Outras sugestões para aplicar em trabalhos futuros prendem-se com o estudo do sistema em termos financeiros baseando-se noutros parâmetros para além do período de retorno, devido à simplicidade que este representa.

## Referências

- [1] - "Annual Energy Outlook 2018 with projections to 2050"; U.S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, U.S Department of Energy, Washington, DC 20585; (2018). «<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2018.pdf>»;
- [2] - "World Energy Outlook 2017"; International Energy Agency; (2017). «<https://www.iea.org/weo2017/>»;
- [3] - Sucena Paiva, José Pedro. "Redes de Energia Elétrica: Uma Análise Sistémica". IST Press; (2015);
- [4] - Castro, Rui. "Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, fotovoltaica e minihídrica." IST Press; (2011);
- [5] - Böer, K. W. "Survey of Semiconductor Physics, Vol. II." John Wiley, New York; (2002);
- [6] - Xue, Jinlin. (2017). Photovoltaic agriculture - New opportunity for photovoltaic applications in China. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- [7] - Vahedi Torshizi, Mohammad & Hosseini Mighani, Atefeh. (2017). The Application of Solar Energy in Agricultural Systems. Journal of Renewable Energy and Sustainable Development (RESO).
- [8] - Duffie, John A. e Beckman, William A. "Solar Engineering of Thermal Processes." John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey; (2013);
- [9] - Stine, William B. e Geyer, Michael. "Power From The Sun, The Sun's Energy." (2001). «<http://www.powerfromthesun.net>»;
- [10] - Stine, William B. e Geyer, Michael. "Power From The Sun, The Sun's Position." (2001). «<http://www.powerfromthesun.net>»;
- [11] - Luque, Antonio e Hegedus, Steven. "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering". John Wiley & Sons Ltd, England. (2003);
- [12] - PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) «[http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html)»;
- [13] - Mousavi Maleki, Seyed Abbas, H. Hizam, and Chandima Gomes. "Estimation of hourly, daily and monthly global solar radiation on inclined surfaces: Models re-visited." *Energies* 10.1; (2017);
- [14] - C. Hu e White, R. M., "Solar Cells: From Basic to Advanced Systems." New York: McGraw-Hill; (1983);
- [15] - «<http://pt.weatherspark.com/y/32249/Clima-característico-em-Cartaxo-Portugal-durante-o-ano>»;
- [16] - "Diagnóstico Sócio-Cultural do Distrito de Santarém – Estudo 1"; Santarém; (1985);
- [17] - White, Frank M. "Fluid Mechanics – 7th Edition". McGraw-Hill Series in Mechanical Engineering. (2009);
- [18] - «<http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/horarios/Pages/HorariosBTE.aspx>»
- [19] - «<https://loja.solarimpact.pt/kit-autoconsumo-fronius-symo-20-3m-1>»
- [20] - «<https://poupaenergia.pt/fotovoltaico-para-autoconsumo/>»





# Anexo A

## Folha de especificações da bomba 1

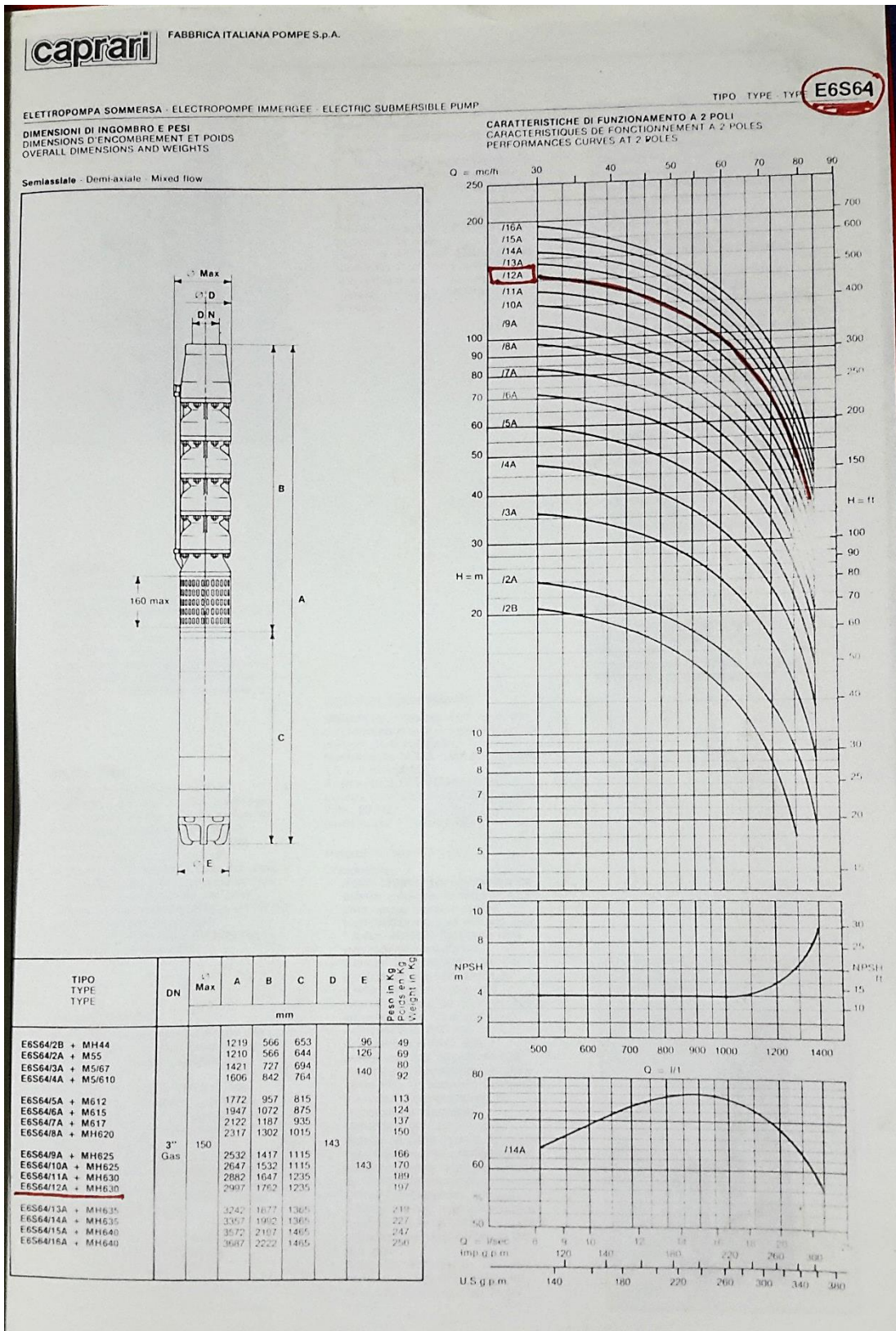


Figura A.1 - Folha de especificações da bomba 1



# Anexo B

## Folha de especificações da bomba 2



### Technical data

COMPANY WITH INTEGRATED  
MANAGEMENT SYSTEM CERTIFIED BY DNV  
= ISO 9001:2000 =  
ISO 14001:2004

<b>MEC-A 2/65B</b> <b>Requested data</b> Flow 0 m <sup>3</sup> /h Head 0 m Fluid Clean Water Pompe type Single head pump No. of pumps 1												
<b>Operating pump data</b> Flow Head Shaft power Efficiency % Head H(Q=0) 48.5 m Discharge connection DN65/ PN16												
<b>Motor data</b> Frequency 50 Hz Rated voltage 400 V Nominal speed 2950 1/min Number of poles 2 Rated power P2 18.5 kW Rated current 0 A Motor type 3~ Insulation class F Degree of protection IP 55												
<b>Operating limits</b> Starts per hour max. 10 Maximum temperature of pumped fluid 90 °C Maximum content of solid 20 g/m <sup>3</sup> Max. Density 998 kg/m <sup>3</sup> Max. viscosity 1 mm <sup>2</sup> /s												
<b>General data</b> Weight 217 kg Minimum Efficiency Index M.E.I. >= 0.10		<b>Operating data</b> ISO 9906 GRADE 3B <table border="1"> <thead> <tr> <th>Q [m<sup>3</sup>/h]</th> <th>H [m]</th> <th>P [kW]</th> <th>Eff. [%]</th> <th>NPSH [m]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>	Q [m <sup>3</sup> /h]	H [m]	P [kW]	Eff. [%]	NPSH [m]					
Q [m <sup>3</sup> /h]	H [m]	P [kW]	Eff. [%]	NPSH [m]								
<b>Materials</b> Delivery casing Cast iron Suction casing Cast iron Pedestal Cast iron Impeller Cast iron Shaft Treated steel Shaft bush Chrome plated steel Ball bearings Steel Stuffing box Cast iron Packing Graphited cord		Dimensions mm A = 1172 B = 120 C = 685 D = 184 DNa = 80/PN10 DNm = 65/PN16 E = 150 F = 585 G = 334 H = 430 I = 390 L = 16 M = 38 N = 80 O = 240 P = 465 Q = 534										
Remarks:												
Date 2018-03-12	Page 1	Offer no.	Pos.no									

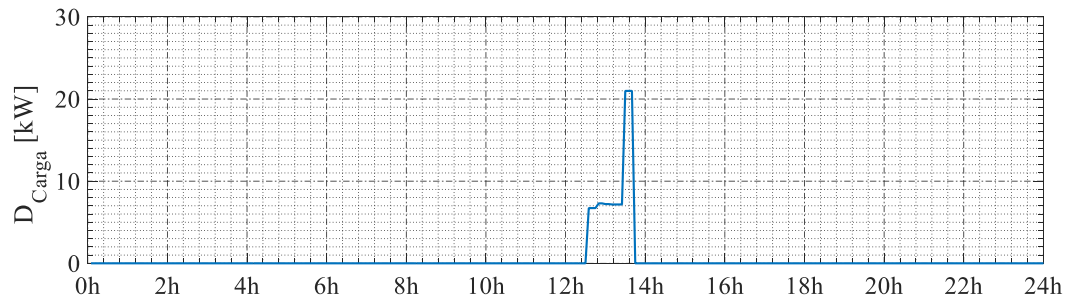
PumpTutor Version 3.8.1 - 04.06.2014 (Build 128)

Figura B.1 - Folha de especificações da bomba 2

## Anexo C

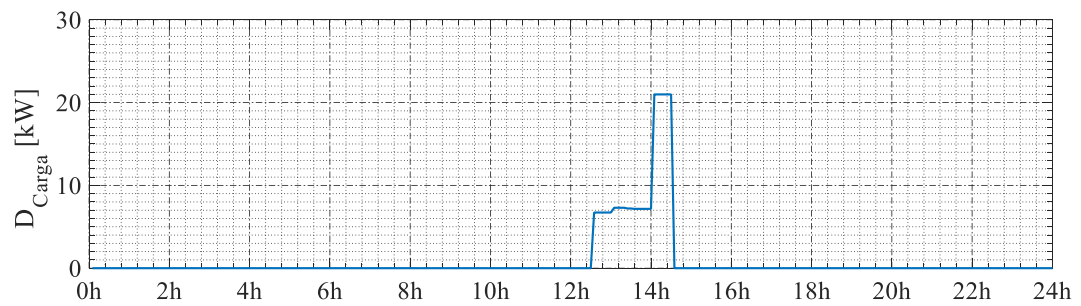
### Curvas de carga durante todos os meses de um ano

- **Fevereiro**



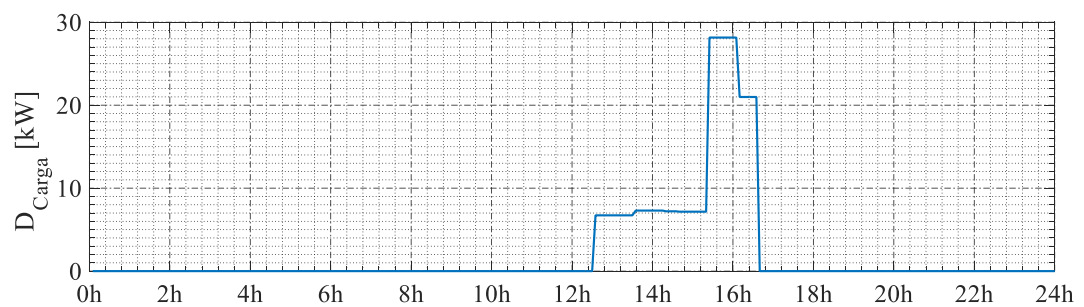
*Figura C.1 - Curva de carga para o mês de fevereiro.*

- **Março/Novembro**



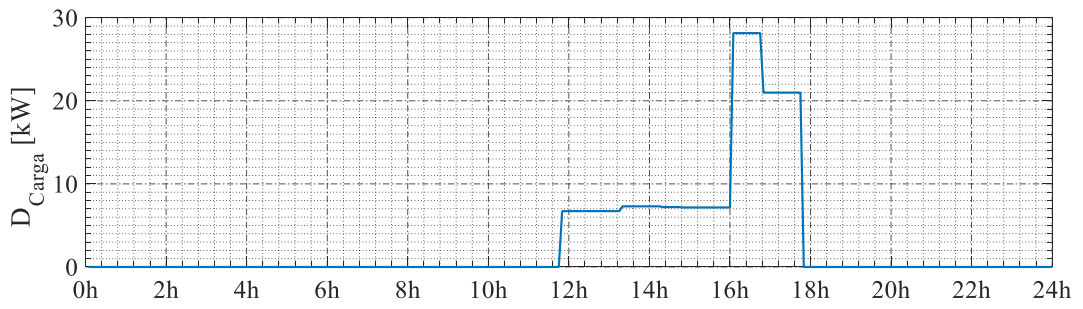
*Figura C.2 - Curva de carga para os meses de março e novembro.*

- **Abril**



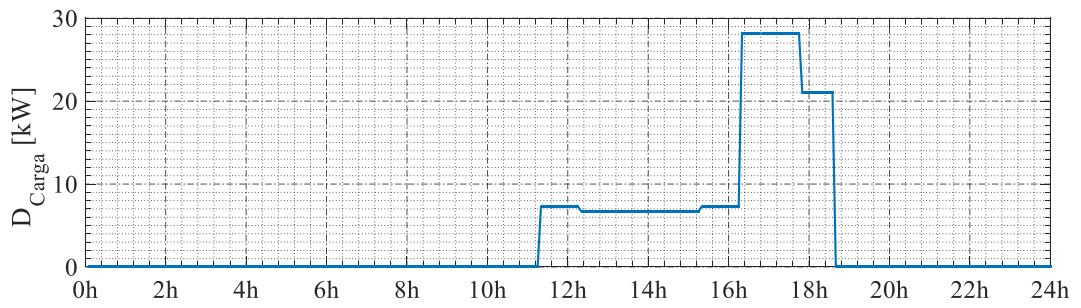
*Figura C.3 - Curva de carga para o mês de abril.*

- **Maio**



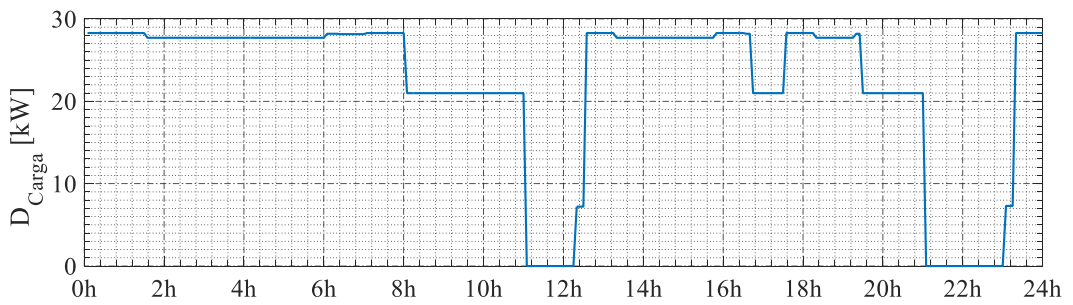
*Figura C.4 - Curva de carga para o mês de maio.*

- **Junho**



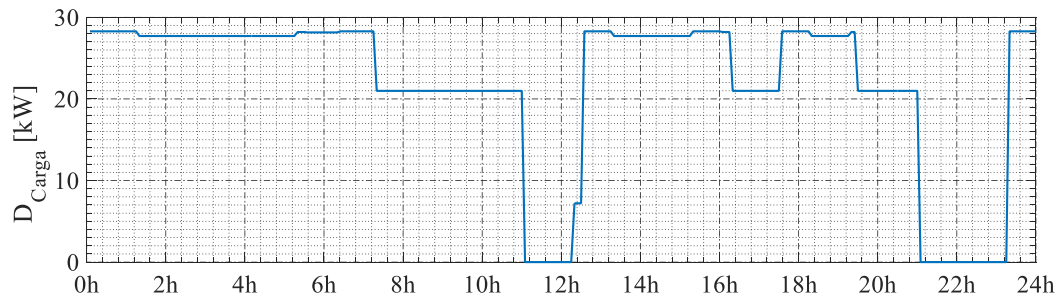
*Figura C.5 - Curva de carga para o mês de junho.*

- **Julho**



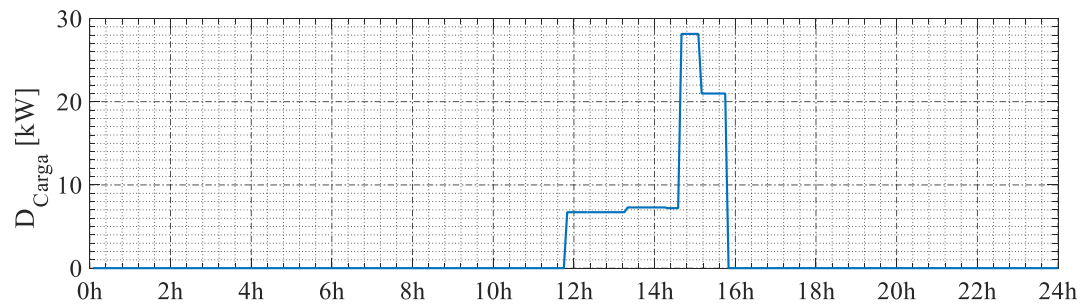
*Figura C.6 - Curva de carga para o mês de julho.*

- **Agosto**



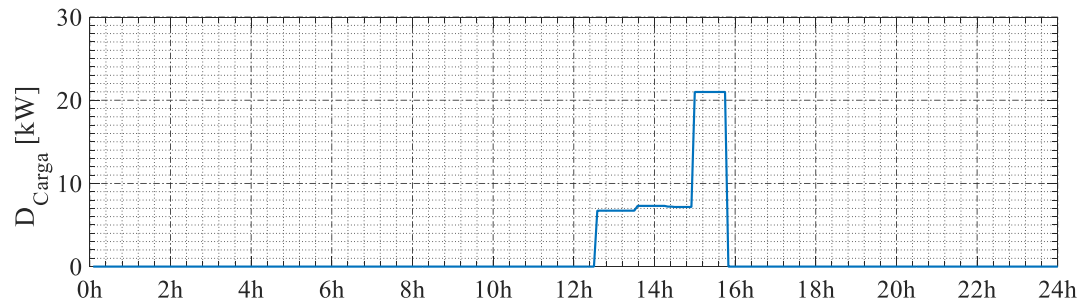
*Figura C.7 - Curva de carga para o mês de agosto.*

- **Setembro**



*Figura C.8 - Curva de carga para o mês de setembro.*

- **Outubro**



*Figura C.9 - Curva de carga para o mês de outubro.*

## Anexo D

### Temperatura na unidade de exploração

A partir do PVGIS, que disponibiliza dados referentes à temperatura no local do caso de estudo de hora em hora, realizou-se a média para cada um dos intervalos de 5 minutos que são considerados nos cálculos efetuados. Os campos da tabela D.1 com o fundo cinzento representam os valores originais disponíveis no PVGIS.

*Tabela D.1 - Valores de temperatura média para cada mês e hora no local em estudo.*

Hora	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
00:00	9,65	9,93	11,30	13,08	15,45	18,18	19,58	20,08	19,33	16,65	12,30	10,03
00:05	9,63	9,90	11,27	13,03	15,40	18,13	19,53	20,03	19,30	16,63	12,30	10,00
00:10	9,62	9,88	11,23	12,99	15,35	18,09	19,49	19,99	19,28	16,62	12,30	9,98
00:15	9,60	9,85	11,20	12,95	15,30	18,05	19,45	19,95	19,25	16,60	12,30	9,95
00:20	9,58	9,83	11,17	12,91	15,25	18,01	19,41	19,91	19,23	16,58	12,30	9,93
00:25	9,57	9,80	11,13	12,87	15,20	17,97	19,37	19,87	19,20	16,57	12,30	9,90
00:30	9,55	9,78	11,10	12,83	15,15	17,93	19,33	19,83	19,18	16,55	12,30	9,88
00:35	9,53	9,75	11,07	12,78	15,10	17,88	19,28	19,78	19,15	16,53	12,30	9,85
00:40	9,52	9,73	11,03	12,74	15,05	17,84	19,24	19,74	19,13	16,52	12,30	9,83
00:45	9,50	9,70	11,00	12,70	15,00	17,80	19,20	19,70	19,10	16,50	12,30	9,80
00:50	9,49	9,68	10,98	12,68	14,98	17,78	19,18	19,68	19,08	16,48	12,28	9,79
00:55	9,48	9,67	10,95	12,67	14,95	17,75	19,17	19,67	19,05	16,47	12,27	9,78
01:00	9,48	9,65	10,93	12,65	14,93	17,73	19,15	19,65	19,03	16,45	12,25	9,78
01:05	9,47	9,63	10,90	12,63	14,90	17,70	19,13	19,63	19,00	16,43	12,23	9,77
01:10	9,46	9,62	10,88	12,62	14,88	17,68	19,12	19,62	18,98	16,42	12,22	9,76
01:15	9,45	9,60	10,85	12,60	14,85	17,65	19,10	19,60	18,95	16,40	12,20	9,75
01:20	9,44	9,58	10,83	12,58	14,83	17,63	19,08	19,58	18,93	16,38	12,18	9,74
01:25	9,43	9,57	10,80	12,57	14,80	17,60	19,07	19,57	18,90	16,37	12,17	9,73
01:30	9,43	9,55	10,78	12,55	14,78	17,58	19,05	19,55	18,88	16,35	12,15	9,73
01:35	9,42	9,53	10,75	12,53	14,75	17,55	19,03	19,53	18,85	16,33	12,13	9,72
01:40	9,41	9,52	10,73	12,52	14,73	17,53	19,02	19,52	18,83	16,32	12,12	9,71
01:45	9,40	9,50	10,70	12,50	14,70	17,50	19,00	19,50	18,80	16,30	12,10	9,70
01:50	9,39	9,48	10,68	12,48	14,68	17,48	18,98	19,48	18,78	16,28	12,08	9,68
01:55	9,38	9,47	10,67	12,47	14,67	17,45	18,95	19,45	18,75	16,25	12,07	9,67
02:00	9,38	9,45	10,65	12,45	14,65	17,43	18,93	19,43	18,73	16,23	12,05	9,65
02:05	9,37	9,43	10,63	12,43	14,63	17,40	18,90	19,40	18,70	16,20	12,03	9,63
02:10	9,36	9,42	10,62	12,42	14,62	17,38	18,88	19,38	18,68	16,18	12,02	9,62
02:15	9,35	9,40	10,60	12,40	14,60	17,35	18,85	19,35	18,65	16,15	12,00	9,60
02:20	9,34	9,38	10,58	12,38	14,58	17,33	18,83	19,33	18,63	16,13	11,98	9,58
02:25	9,33	9,37	10,57	12,37	14,57	17,30	18,80	19,30	18,60	16,10	11,97	9,57
02:30	9,33	9,35	10,55	12,35	14,55	17,28	18,78	19,28	18,58	16,08	11,95	9,55
02:35	9,32	9,33	10,53	12,33	14,53	17,25	18,75	19,25	18,55	16,05	11,93	9,53
02:40	9,31	9,32	10,52	12,32	14,52	17,23	18,73	19,23	18,53	16,03	11,92	9,52
02:45	9,30	9,30	10,50	12,30	14,50	17,20	18,70	19,20	18,50	16,00	11,90	9,50
02:50	9,29	9,28	10,48	12,28	14,48	17,18	18,68	19,18	18,48	15,98	11,88	9,48

02:55	9,28	9,25	10,47	12,25	14,47	17,17	18,65	19,17	18,45	15,95	11,87	9,47
03:00	9,28	9,23	10,45	12,23	14,45	17,15	18,63	19,15	18,43	15,93	11,85	9,45
03:05	9,27	9,20	10,43	12,20	14,43	17,13	18,60	19,13	18,40	15,90	11,83	9,43
03:10	9,26	9,18	10,42	12,18	14,42	17,12	18,58	19,12	18,38	15,88	11,82	9,42
03:15	9,25	9,15	10,40	12,15	14,40	17,10	18,55	19,10	18,35	15,85	11,80	9,40
03:20	9,24	9,13	10,38	12,13	14,38	17,08	18,53	19,08	18,33	15,83	11,78	9,38
03:25	9,23	9,10	10,37	12,10	14,37	17,07	18,50	19,07	18,30	15,80	11,77	9,37
03:30	9,23	9,08	10,35	12,08	14,35	17,05	18,48	19,05	18,28	15,78	11,75	9,35
03:35	9,22	9,05	10,33	12,05	14,33	17,03	18,45	19,03	18,25	15,75	11,73	9,33
03:40	9,21	9,03	10,32	12,03	14,32	17,02	18,43	19,02	18,23	15,73	11,72	9,32
03:45	9,20	9,00	10,30	12,00	14,30	17,00	18,40	19,00	18,20	15,70	11,70	9,30
03:50	9,18	8,98	10,28	11,98	14,28	16,99	18,39	18,98	18,18	15,68	11,68	9,28
03:55	9,17	8,97	10,25	11,97	14,27	16,98	18,38	18,97	18,17	15,67	11,67	9,27
04:00	9,15	8,95	10,23	11,95	14,25	16,98	18,38	18,95	18,15	15,65	11,65	9,25
04:05	9,13	8,93	10,20	11,93	14,23	16,97	18,37	18,93	18,13	15,63	11,63	9,23
04:10	9,12	8,92	10,18	11,92	14,22	16,96	18,36	18,92	18,12	15,62	11,62	9,22
04:15	9,10	8,90	10,15	11,90	14,20	16,95	18,35	18,90	18,10	15,60	11,60	9,20
04:20	9,08	8,88	10,13	11,88	14,18	16,94	18,34	18,88	18,08	15,58	11,58	9,18
04:25	9,07	8,87	10,10	11,87	14,17	16,93	18,33	18,87	18,07	15,57	11,57	9,17
04:30	9,05	8,85	10,08	11,85	14,15	16,93	18,33	18,85	18,05	15,55	11,55	9,15
04:35	9,03	8,83	10,05	11,83	14,13	16,92	18,32	18,83	18,03	15,53	11,53	9,13
04:40	9,02	8,82	10,03	11,82	14,12	16,91	18,31	18,82	18,02	15,52	11,52	9,12
04:45	9,00	8,80	10,00	11,80	14,10	16,90	18,30	18,80	18,00	15,50	11,50	9,10
04:50	8,99	8,78	9,98	11,78	14,09	16,90	18,30	18,78	17,98	15,48	11,48	9,09
04:55	8,98	8,77	9,97	11,77	14,08	16,90	18,30	18,77	17,95	15,45	11,47	9,08
05:00	8,98	8,75	9,95	11,75	14,08	16,90	18,30	18,75	17,93	15,43	11,45	9,08
05:05	8,97	8,73	9,93	11,73	14,07	16,90	18,30	18,73	17,90	15,40	11,43	9,07
05:10	8,96	8,72	9,92	11,72	14,06	16,90	18,30	18,72	17,88	15,38	11,42	9,06
05:15	8,95	8,70	9,90	11,70	14,05	16,90	18,30	18,70	17,85	15,35	11,40	9,05
05:20	8,94	8,68	9,88	11,68	14,04	16,90	18,30	18,68	17,83	15,33	11,38	9,04
05:25	8,93	8,67	9,87	11,67	14,03	16,90	18,30	18,67	17,80	15,30	11,37	9,03
05:30	8,93	8,65	9,85	11,65	14,03	16,90	18,30	18,65	17,78	15,28	11,35	9,03
05:35	8,92	8,63	9,83	11,63	14,02	16,90	18,30	18,63	17,75	15,25	11,33	9,02
05:40	8,91	8,62	9,82	11,62	14,01	16,90	18,30	18,62	17,73	15,23	11,32	9,01
05:45	8,90	8,60	9,80	11,60	14,00	16,90	18,30	18,60	17,70	15,20	11,30	9,00
05:50	8,88	8,58	9,78	11,58	13,99	16,90	18,29	18,58	17,68	15,18	11,28	8,98
05:55	8,87	8,57	9,77	11,57	13,98	16,90	18,28	18,57	17,67	15,17	11,27	8,97
06:00	8,85	8,55	9,75	11,55	13,98	16,90	18,28	18,55	17,65	15,15	11,25	8,95
06:05	8,83	8,53	9,73	11,53	13,97	16,90	18,27	18,53	17,63	15,13	11,23	8,93
06:10	8,82	8,52	9,72	11,52	13,96	16,90	18,26	18,52	17,62	15,12	11,22	8,92
06:15	8,80	8,50	9,70	11,50	13,95	16,90	18,25	18,50	17,60	15,10	11,20	8,90
06:20	8,78	8,48	9,68	11,48	13,94	16,90	18,24	18,48	17,58	15,08	11,18	8,88
06:25	8,77	8,47	9,67	11,47	13,93	16,90	18,23	18,47	17,57	15,07	11,17	8,87
06:30	8,75	8,45	9,65	11,45	13,93	16,90	18,23	18,45	17,55	15,05	11,15	8,85
06:35	8,73	8,43	9,63	11,43	13,92	16,90	18,22	18,43	17,53	15,03	11,13	8,83
06:40	8,72	8,42	9,62	11,42	13,91	16,90	18,21	18,42	17,52	15,02	11,12	8,82

06:45	8,70	8,40	9,60	11,40	13,90	16,90	18,20	18,40	17,50	15,00	11,10	8,80
06:50	8,73	8,44	9,68	11,52	14,03	17,04	18,33	18,53	17,61	15,08	11,15	8,83
06:55	8,75	8,48	9,75	11,63	14,15	17,18	18,47	18,67	17,72	15,17	11,20	8,85
07:00	8,78	8,53	9,83	11,75	14,28	17,33	18,60	18,80	17,83	15,25	11,25	8,88
07:05	8,80	8,57	9,90	11,87	14,40	17,47	18,73	18,93	17,93	15,33	11,30	8,90
07:10	8,83	8,61	9,98	11,98	14,53	17,61	18,87	19,07	18,04	15,42	11,35	8,93
07:15	8,85	8,65	10,05	12,10	14,65	17,75	19,00	19,20	18,15	15,50	11,40	8,95
07:20	8,88	8,69	10,13	12,22	14,78	17,89	19,13	19,33	18,26	15,58	11,45	8,98
07:25	8,90	8,73	10,20	12,33	14,90	18,03	19,27	19,47	18,37	15,67	11,50	9,00
07:30	8,93	8,78	10,28	12,45	15,03	18,18	19,40	19,60	18,48	15,75	11,55	9,03
07:35	8,95	8,82	10,35	12,57	15,15	18,32	19,53	19,73	18,58	15,83	11,60	9,05
07:40	8,98	8,86	10,43	12,68	15,28	18,46	19,67	19,87	18,69	15,92	11,65	9,08
07:45	9,00	8,90	10,50	12,80	15,40	18,60	19,80	20,00	18,80	16,00	11,70	9,10
07:50	9,02	8,95	10,58	12,92	15,53	18,73	19,94	20,13	18,91	16,08	11,74	9,13
07:55	9,03	9,00	10,67	13,03	15,67	18,87	20,08	20,27	19,02	16,15	11,78	9,15
08:00	9,05	9,05	10,75	13,15	15,80	19,00	20,23	20,40	19,13	16,23	11,83	9,18
08:05	9,07	9,10	10,83	13,27	15,93	19,13	20,37	20,53	19,23	16,30	11,87	9,20
08:10	9,08	9,15	10,92	13,38	16,07	19,27	20,51	20,67	19,34	16,38	11,91	9,23
08:15	9,10	9,20	11,00	13,50	16,20	19,40	20,65	20,80	19,45	16,45	11,95	9,25
08:20	9,12	9,25	11,08	13,62	16,33	19,53	20,79	20,93	19,56	16,53	11,99	9,28
08:25	9,13	9,30	11,17	13,73	16,47	19,67	20,93	21,07	19,67	16,60	12,03	9,30
08:30	9,15	9,35	11,25	13,85	16,60	19,80	21,08	21,20	19,78	16,68	12,08	9,33
08:35	9,17	9,40	11,33	13,97	16,73	19,93	21,22	21,33	19,88	16,75	12,12	9,35
08:40	9,18	9,45	11,42	14,08	16,87	20,07	21,36	21,47	19,99	16,83	12,16	9,38
08:45	9,20	9,50	11,50	14,20	17,00	20,20	21,50	21,60	20,10	16,90	12,20	9,40
08:50	9,23	9,54	11,58	14,32	17,13	20,34	21,63	21,73	20,21	16,98	12,25	9,43
08:55	9,25	9,58	11,67	14,43	17,27	20,48	21,77	21,87	20,32	17,07	12,30	9,45
09:00	9,28	9,63	11,75	14,55	17,40	20,63	21,90	22,00	20,43	17,15	12,35	9,48
09:05	9,30	9,67	11,83	14,67	17,53	20,77	22,03	22,13	20,53	17,23	12,40	9,50
09:10	9,33	9,71	11,92	14,78	17,67	20,91	22,17	22,27	20,64	17,32	12,45	9,53
09:15	9,35	9,75	12,00	14,90	17,80	21,05	22,30	22,40	20,75	17,40	12,50	9,55
09:20	9,38	9,79	12,08	15,02	17,93	21,19	22,43	22,53	20,86	17,48	12,55	9,58
09:25	9,40	9,83	12,17	15,13	18,07	21,33	22,57	22,67	20,97	17,57	12,60	9,60
09:30	9,43	9,88	12,25	15,25	18,20	21,48	22,70	22,80	21,08	17,65	12,65	9,63
09:35	9,45	9,92	12,33	15,37	18,33	21,62	22,83	22,93	21,18	17,73	12,70	9,65
09:40	9,48	9,96	12,42	15,48	18,47	21,76	22,97	23,07	21,29	17,82	12,75	9,68
09:45	9,50	10,00	12,50	15,60	18,60	21,90	23,10	23,20	21,40	17,90	12,80	9,70
09:50	9,60	10,11	12,61	15,68	18,69	22,00	23,23	23,33	21,53	18,01	12,90	9,81
09:55	9,70	10,22	12,72	15,77	18,78	22,10	23,35	23,47	21,65	18,12	13,00	9,92
10:00	9,80	10,33	12,83	15,85	18,88	22,20	23,48	23,60	21,78	18,23	13,10	10,03
10:05	9,90	10,43	12,93	15,93	18,97	22,30	23,60	23,73	21,90	18,33	13,20	10,13
10:10	10,00	10,54	13,04	16,02	19,06	22,40	23,73	23,87	22,03	18,44	13,30	10,24
10:15	10,10	10,65	13,15	16,10	19,15	22,50	23,85	24,00	22,15	18,55	13,40	10,35
10:20	10,20	10,76	13,26	16,18	19,24	22,60	23,98	24,13	22,28	18,66	13,50	10,46
10:25	10,30	10,87	13,37	16,27	19,33	22,70	24,10	24,27	22,40	18,77	13,60	10,57
10:30	10,40	10,98	13,48	16,35	19,43	22,80	24,23	24,40	22,53	18,88	13,70	10,68

10:35	10,50	11,08	13,58	16,43	19,52	22,90	24,35	24,53	22,65	18,98	13,80	10,78
10:40	10,60	11,19	13,69	16,52	19,61	23,00	24,48	24,67	22,78	19,09	13,90	10,89
10:45	10,70	11,30	13,80	16,60	19,70	23,10	24,60	24,80	22,90	19,20	14,00	11,00
10:50	10,79	11,42	13,91	16,68	19,79	23,20	24,73	24,93	23,03	19,31	14,10	11,12
10:55	10,88	11,53	14,02	16,77	19,88	23,30	24,85	25,07	23,17	19,42	14,20	11,23
11:00	10,98	11,65	14,13	16,85	19,98	23,40	24,98	25,20	23,30	19,53	14,30	11,35
11:05	11,07	11,77	14,23	16,93	20,07	23,50	25,10	25,33	23,43	19,63	14,40	11,47
11:10	11,16	11,88	14,34	17,02	20,16	23,60	25,23	25,47	23,57	19,74	14,50	11,58
11:15	11,25	12,00	14,45	17,10	20,25	23,70	25,35	25,60	23,70	19,85	14,60	11,70
11:20	11,34	12,12	14,56	17,18	20,34	23,80	25,48	25,73	23,83	19,96	14,70	11,82
11:25	11,43	12,23	14,67	17,27	20,43	23,90	25,60	25,87	23,97	20,07	14,80	11,93
11:30	11,53	12,35	14,78	17,35	20,53	24,00	25,73	26,00	24,10	20,18	14,90	12,05
11:35	11,62	12,47	14,88	17,43	20,62	24,10	25,85	26,13	24,23	20,28	15,00	12,17
11:40	11,71	12,58	14,99	17,52	20,71	24,20	25,98	26,27	24,37	20,39	15,10	12,28
11:45	11,80	12,70	15,10	17,60	20,80	24,30	26,10	26,40	24,50	20,50	15,20	12,40
11:50	11,90	12,81	15,20	17,68	20,88	24,40	26,23	26,53	24,63	20,61	15,30	12,51
11:55	12,00	12,92	15,30	17,77	20,97	24,50	26,35	26,67	24,75	20,72	15,40	12,62
12:00	12,10	13,03	15,40	17,85	21,05	24,60	26,48	26,80	24,88	20,83	15,50	12,73
12:05	12,20	13,13	15,50	17,93	21,13	24,70	26,60	26,93	25,00	20,93	15,60	12,83
12:10	12,30	13,24	15,60	18,02	21,22	24,80	26,73	27,07	25,13	21,04	15,70	12,94
12:15	12,40	13,35	15,70	18,10	21,30	24,90	26,85	27,20	25,25	21,15	15,80	13,05
12:20	12,50	13,46	15,80	18,18	21,38	25,00	26,98	27,33	25,38	21,26	15,90	13,16
12:25	12,60	13,57	15,90	18,27	21,47	25,10	27,10	27,47	25,50	21,37	16,00	13,27
12:30	12,70	13,68	16,00	18,35	21,55	25,20	27,23	27,60	25,63	21,48	16,10	13,38
12:35	12,80	13,78	16,10	18,43	21,63	25,30	27,35	27,73	25,75	21,58	16,20	13,48
12:40	12,90	13,89	16,20	18,52	21,72	25,40	27,48	27,87	25,88	21,69	16,30	13,59
12:45	13,00	14,00	16,30	18,60	21,80	25,50	27,60	28,00	26,00	21,80	16,40	13,70
12:50	13,04	14,04	16,35	18,64	21,84	25,54	27,65	28,06	26,05	21,84	16,43	13,74
12:55	13,08	14,08	16,40	18,68	21,88	25,58	27,70	28,12	26,10	21,88	16,47	13,78
13:00	13,13	14,13	16,45	18,73	21,93	25,63	27,75	28,18	26,15	21,93	16,50	13,83
13:05	13,17	14,17	16,50	18,77	21,97	25,67	27,80	28,23	26,20	21,97	16,53	13,87
13:10	13,21	14,21	16,55	18,81	22,01	25,71	27,85	28,29	26,25	22,01	16,57	13,91
13:15	13,25	14,25	16,60	18,85	22,05	25,75	27,90	28,35	26,30	22,05	16,60	13,95
13:20	13,29	14,29	16,65	18,89	22,09	25,79	27,95	28,41	26,35	22,09	16,63	13,99
13:25	13,33	14,33	16,70	18,93	22,13	25,83	28,00	28,47	26,40	22,13	16,67	14,03
13:30	13,38	14,38	16,75	18,98	22,18	25,88	28,05	28,53	26,45	22,18	16,70	14,08
13:35	13,42	14,42	16,80	19,02	22,22	25,92	28,10	28,58	26,50	22,22	16,73	14,12
13:40	13,46	14,46	16,85	19,06	22,26	25,96	28,15	28,64	26,55	22,26	16,77	14,16
13:45	13,50	14,50	16,90	19,10	22,30	26,00	28,20	28,70	26,60	22,30	16,80	14,20
13:50	13,54	14,53	16,94	19,13	22,33	26,04	28,25	28,76	26,65	22,34	16,83	14,24
13:55	13,58	14,57	16,98	19,17	22,37	26,08	28,30	28,82	26,70	22,38	16,85	14,28
14:00	13,63	14,60	17,03	19,20	22,40	26,13	28,35	28,88	26,75	22,43	16,88	14,33
14:05	13,67	14,63	17,07	19,23	22,43	26,17	28,40	28,93	26,80	22,47	16,90	14,37
14:10	13,71	14,67	17,11	19,27	22,47	26,21	28,45	28,99	26,85	22,51	16,93	14,41
14:15	13,75	14,70	17,15	19,30	22,50	26,25	28,50	29,05	26,90	22,55	16,95	14,45
14:20	13,79	14,73	17,19	19,33	22,53	26,29	28,55	29,11	26,95	22,59	16,98	14,49



14:25	13,83	14,77	17,23	19,37	22,57	26,33	28,60	29,17	27,00	22,63	17,00	14,53
14:30	13,88	14,80	17,28	19,40	22,60	26,38	28,65	29,23	27,05	22,68	17,03	14,58
14:35	13,92	14,83	17,32	19,43	22,63	26,42	28,70	29,28	27,10	22,72	17,05	14,62
14:40	13,96	14,87	17,36	19,47	22,67	26,46	28,75	29,34	27,15	22,76	17,08	14,66
14:45	14,00	14,90	17,40	19,50	22,70	26,50	28,80	29,40	27,20	22,80	17,10	14,70
14:50	14,04	14,94	17,45	19,53	22,74	26,54	28,85	29,45	27,25	22,84	17,13	14,74
14:55	14,08	14,98	17,50	19,57	22,78	26,58	28,90	29,50	27,30	22,88	17,17	14,78
15:00	14,13	15,03	17,55	19,60	22,83	26,63	28,95	29,55	27,35	22,93	17,20	14,83
15:05	14,17	15,07	17,60	19,63	22,87	26,67	29,00	29,60	27,40	22,97	17,23	14,87
15:10	14,21	15,11	17,65	19,67	22,91	26,71	29,05	29,65	27,45	23,01	17,27	14,91
15:15	14,25	15,15	17,70	19,70	22,95	26,75	29,10	29,70	27,50	23,05	17,30	14,95
15:20	14,29	15,19	17,75	19,73	22,99	26,79	29,15	29,75	27,55	23,09	17,33	14,99
15:25	14,33	15,23	17,80	19,77	23,03	26,83	29,20	29,80	27,60	23,13	17,37	15,03
15:30	14,38	15,28	17,85	19,80	23,08	26,88	29,25	29,85	27,65	23,18	17,40	15,08
15:35	14,42	15,32	17,90	19,83	23,12	26,92	29,30	29,90	27,70	23,22	17,43	15,12
15:40	14,46	15,36	17,95	19,87	23,16	26,96	29,35	29,95	27,75	23,26	17,47	15,16
15:45	14,50	15,40	18,00	19,90	23,20	27,00	29,40	30,00	27,80	23,30	17,50	15,20
15:50	14,43	15,33	17,94	19,83	23,13	26,92	29,29	29,89	27,70	23,21	17,42	15,12
15:55	14,37	15,27	17,88	19,77	23,05	26,83	29,18	29,78	27,60	23,12	17,33	15,03
16:00	14,30	15,20	17,83	19,70	22,98	26,75	29,08	29,68	27,50	23,03	17,25	14,95
16:05	14,23	15,13	17,77	19,63	22,90	26,67	28,97	29,57	27,40	22,93	17,17	14,87
16:10	14,17	15,07	17,71	19,57	22,83	26,58	28,86	29,46	27,30	22,84	17,08	14,78
16:15	14,10	15,00	17,65	19,50	22,75	26,50	28,75	29,35	27,20	22,75	17,00	14,70
16:20	14,03	14,93	17,59	19,43	22,68	26,42	28,64	29,24	27,10	22,66	16,92	14,62
16:25	13,97	14,87	17,53	19,37	22,60	26,33	28,53	29,13	27,00	22,57	16,83	14,53
16:30	13,90	14,80	17,48	19,30	22,53	26,25	28,43	29,03	26,90	22,48	16,75	14,45
16:35	13,83	14,73	17,42	19,23	22,45	26,17	28,32	28,92	26,80	22,38	16,67	14,37
16:40	13,77	14,67	17,36	19,17	22,38	26,08	28,21	28,81	26,70	22,29	16,58	14,28
16:45	13,70	14,60	17,30	19,10	22,30	26,00	28,10	28,70	26,60	22,20	16,50	14,20
16:50	13,63	14,53	17,23	19,04	22,23	25,92	27,99	28,58	26,50	22,11	16,42	14,13
16:55	13,55	14,47	17,17	18,98	22,15	25,83	27,88	28,47	26,40	22,02	16,33	14,05
17:00	13,48	14,40	17,10	18,93	22,08	25,75	27,78	28,35	26,30	21,93	16,25	13,98
17:05	13,40	14,33	17,03	18,87	22,00	25,67	27,67	28,23	26,20	21,83	16,17	13,90
17:10	13,33	14,27	16,97	18,81	21,93	25,58	27,56	28,12	26,10	21,74	16,08	13,83
17:15	13,25	14,20	16,90	18,75	21,85	25,50	27,45	28,00	26,00	21,65	16,00	13,75
17:20	13,18	14,13	16,83	18,69	21,78	25,42	27,34	27,88	25,90	21,56	15,92	13,68
17:25	13,10	14,07	16,77	18,63	21,70	25,33	27,23	27,77	25,80	21,47	15,83	13,60
17:30	13,03	14,00	16,70	18,58	21,63	25,25	27,13	27,65	25,70	21,38	15,75	13,53
17:35	12,95	13,93	16,63	18,52	21,55	25,17	27,02	27,53	25,60	21,28	15,67	13,45
17:40	12,88	13,87	16,57	18,46	21,48	25,08	26,91	27,42	25,50	21,19	15,58	13,38
17:45	12,80	13,80	16,50	18,40	21,40	25,00	26,80	27,30	25,40	21,10	15,50	13,30
17:50	12,73	13,73	16,44	18,33	21,33	24,91	26,69	27,18	25,30	21,01	15,42	13,22
17:55	12,65	13,67	16,38	18,27	21,25	24,82	26,58	27,07	25,20	20,92	15,33	13,13
18:00	12,58	13,60	16,33	18,20	21,18	24,73	26,48	26,95	25,10	20,83	15,25	13,05
18:05	12,50	13,53	16,27	18,13	21,10	24,63	26,37	26,83	25,00	20,73	15,17	12,97
18:10	12,43	13,47	16,21	18,07	21,03	24,54	26,26	26,72	24,90	20,64	15,08	12,88

18:15	12,35	13,40	16,15	18,00	20,95	24,45	26,15	26,60	24,80	20,55	15,00	12,80
18:20	12,28	13,33	16,09	17,93	20,88	24,36	26,04	26,48	24,70	20,46	14,92	12,72
18:25	12,20	13,27	16,03	17,87	20,80	24,27	25,93	26,37	24,60	20,37	14,83	12,63
18:30	12,13	13,20	15,98	17,80	20,73	24,18	25,83	26,25	24,50	20,28	14,75	12,55
18:35	12,05	13,13	15,92	17,73	20,65	24,08	25,72	26,13	24,40	20,18	14,67	12,47
18:40	11,98	13,07	15,86	17,67	20,58	23,99	25,61	26,02	24,30	20,09	14,58	12,38
18:45	11,90	13,00	15,80	17,60	20,50	23,90	25,50	25,90	24,20	20,00	14,50	12,30
18:50	11,85	12,93	15,70	17,50	20,38	23,78	25,37	25,77	24,08	19,93	14,45	12,25
18:55	11,80	12,87	15,60	17,40	20,27	23,65	25,23	25,63	23,97	19,85	14,40	12,20
19:00	11,75	12,80	15,50	17,30	20,15	23,53	25,10	25,50	23,85	19,78	14,35	12,15
19:05	11,70	12,73	15,40	17,20	20,03	23,40	24,97	25,37	23,73	19,70	14,30	12,10
19:10	11,65	12,67	15,30	17,10	19,92	23,28	24,83	25,23	23,62	19,63	14,25	12,05
19:15	11,60	12,60	15,20	17,00	19,80	23,15	24,70	25,10	23,50	19,55	14,20	12,00
19:20	11,55	12,53	15,10	16,90	19,68	23,03	24,57	24,97	23,38	19,48	14,15	11,95
19:25	11,50	12,47	15,00	16,80	19,57	22,90	24,43	24,83	23,27	19,40	14,10	11,90
19:30	11,45	12,40	14,90	16,70	19,45	22,78	24,30	24,70	23,15	19,33	14,05	11,85
19:35	11,40	12,33	14,80	16,60	19,33	22,65	24,17	24,57	23,03	19,25	14,00	11,80
19:40	11,35	12,27	14,70	16,50	19,22	22,53	24,03	24,43	22,92	19,18	13,95	11,75
19:45	11,30	12,20	14,60	16,40	19,10	22,40	23,90	24,30	22,80	19,10	13,90	11,70
19:50	11,25	12,13	14,49	16,29	18,98	22,28	23,76	24,17	22,69	19,03	13,85	11,66
19:55	11,20	12,07	14,38	16,18	18,87	22,15	23,62	24,03	22,58	18,95	13,80	11,62
20:00	11,15	12,00	14,28	16,08	18,75	22,03	23,48	23,90	22,48	18,88	13,75	11,58
20:05	11,10	11,93	14,17	15,97	18,63	21,90	23,33	23,77	22,37	18,80	13,70	11,53
20:10	11,05	11,87	14,06	15,86	18,52	21,78	23,19	23,63	22,26	18,73	13,65	11,49
20:15	11,00	11,80	13,95	15,75	18,40	21,65	23,05	23,50	22,15	18,65	13,60	11,45
20:20	10,95	11,73	13,84	15,64	18,28	21,53	22,91	23,37	22,04	18,58	13,55	11,41
20:25	10,90	11,67	13,73	15,53	18,17	21,40	22,77	23,23	21,93	18,50	13,50	11,37
20:30	10,85	11,60	13,63	15,43	18,05	21,28	22,63	23,10	21,83	18,43	13,45	11,33
20:35	10,80	11,53	13,52	15,32	17,93	21,15	22,48	22,97	21,72	18,35	13,40	11,28
20:40	10,75	11,47	13,41	15,21	17,82	21,03	22,34	22,83	21,61	18,28	13,35	11,24
20:45	10,70	11,40	13,30	15,10	17,70	20,90	22,20	22,70	21,50	18,20	13,30	11,20
20:50	10,65	11,33	13,20	15,00	17,59	20,77	22,06	22,57	21,39	18,13	13,25	11,15
20:55	10,60	11,25	13,10	14,90	17,48	20,63	21,92	22,43	21,28	18,07	13,20	11,10
21:00	10,55	11,18	13,00	14,80	17,38	20,50	21,78	22,30	21,18	18,00	13,15	11,05
21:05	10,50	11,10	12,90	14,70	17,27	20,37	21,63	22,17	21,07	17,93	13,10	11,00
21:10	10,45	11,03	12,80	14,60	17,16	20,23	21,49	22,03	20,96	17,87	13,05	10,95
21:15	10,40	10,95	12,70	14,50	17,05	20,10	21,35	21,90	20,85	17,80	13,00	10,90
21:20	10,35	10,88	12,60	14,40	16,94	19,97	21,21	21,77	20,74	17,73	12,95	10,85
21:25	10,30	10,80	12,50	14,30	16,83	19,83	21,07	21,63	20,63	17,67	12,90	10,80
21:30	10,25	10,73	12,40	14,20	16,73	19,70	20,93	21,50	20,53	17,60	12,85	10,75
21:35	10,20	10,65	12,30	14,10	16,62	19,57	20,78	21,37	20,42	17,53	12,80	10,70
21:40	10,15	10,58	12,20	14,00	16,51	19,43	20,64	21,23	20,31	17,47	12,75	10,65
21:45	10,10	10,50	12,10	13,90	16,40	19,30	20,50	21,10	20,20	17,40	12,70	10,60
21:50	10,08	10,48	12,08	13,87	16,37	19,26	20,47	21,06	20,17	17,38	12,68	10,58
21:55	10,07	10,47	12,05	13,83	16,33	19,22	20,43	21,02	20,13	17,35	12,67	10,55
22:00	10,05	10,45	12,03	13,80	16,30	19,18	20,40	20,98	20,10	17,33	12,65	10,53

22:05	10,03	10,43	12,00	13,77	16,27	19,13	20,37	20,93	20,07	17,30	12,63	10,50
22:10	10,02	10,42	11,98	13,73	16,23	19,09	20,33	20,89	20,03	17,28	12,62	10,48
22:15	10,00	10,40	11,95	13,70	16,20	19,05	20,30	20,85	20,00	17,25	12,60	10,45
22:20	9,98	10,38	11,93	13,67	16,17	19,01	20,27	20,81	19,97	17,23	12,58	10,43
22:25	9,97	10,37	11,90	13,63	16,13	18,97	20,23	20,77	19,93	17,20	12,57	10,40
22:30	9,95	10,35	11,88	13,60	16,10	18,93	20,20	20,73	19,90	17,18	12,55	10,38
22:35	9,93	10,33	11,85	13,57	16,07	18,88	20,17	20,68	19,87	17,15	12,53	10,35
22:40	9,92	10,32	11,83	13,53	16,03	18,84	20,13	20,64	19,83	17,13	12,52	10,33
22:45	9,90	10,30	11,80	13,50	16,00	18,80	20,10	20,60	19,80	17,10	12,50	10,30
22:50	9,88	10,28	11,77	13,48	15,97	18,76	20,07	20,57	19,77	17,07	12,48	10,28
22:55	9,87	10,25	11,73	13,45	15,93	18,72	20,03	20,53	19,73	17,03	12,47	10,27
23:00	9,85	10,23	11,70	13,43	15,90	18,68	20,00	20,50	19,70	17,00	12,45	10,25
23:05	9,83	10,20	11,67	13,40	15,87	18,63	19,97	20,47	19,67	16,97	12,43	10,23
23:10	9,82	10,18	11,63	13,38	15,83	18,59	19,93	20,43	19,63	16,93	12,42	10,22
23:15	9,80	10,15	11,60	13,35	15,80	18,55	19,90	20,40	19,60	16,90	12,40	10,20
23:20	9,78	10,13	11,57	13,33	15,77	18,51	19,87	20,37	19,57	16,87	12,38	10,18
23:25	9,77	10,10	11,53	13,30	15,73	18,47	19,83	20,33	19,53	16,83	12,37	10,17
23:30	9,75	10,08	11,50	13,28	15,70	18,43	19,80	20,30	19,50	16,80	12,35	10,15
23:35	9,73	10,05	11,47	13,25	15,67	18,38	19,77	20,27	19,47	16,77	12,33	10,13
23:40	9,72	10,03	11,43	13,23	15,63	18,34	19,73	20,23	19,43	16,73	12,32	10,12
23:45	9,70	10,00	11,40	13,20	15,60	18,30	19,70	20,20	19,40	16,70	12,30	10,10
23:50	9,68	9,98	11,37	13,16	15,55	18,26	19,66	20,16	19,38	16,68	12,30	10,08
23:55	9,67	9,95	11,33	13,12	15,50	18,22	19,62	20,12	19,35	16,67	12,30	10,05

## Anexo E

### Radiação incidente no solo da unidade de exploração

- **Janeiro**

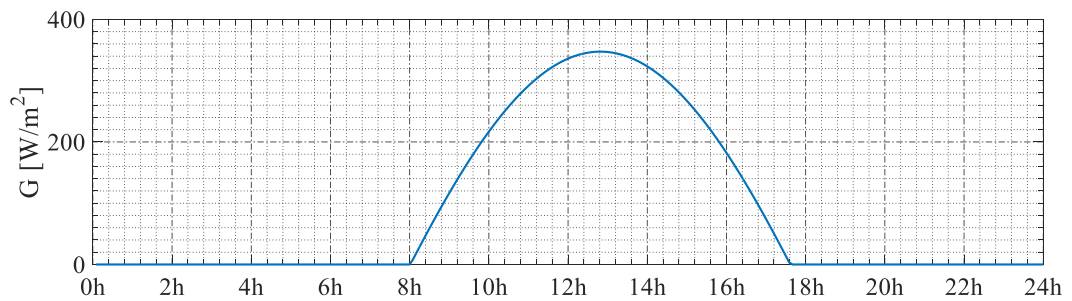


Figura E.1 - Radiação solar média incidente no solo, no mês de janeiro, na unidade de exploração.

- **Fevereiro**

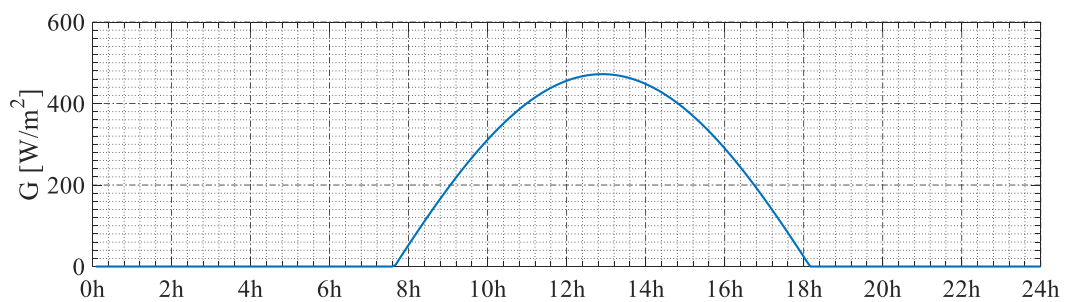


Figura E.2 - Radiação solar média incidente no solo, no mês de fevereiro, na unidade de exploração.

- **Março**

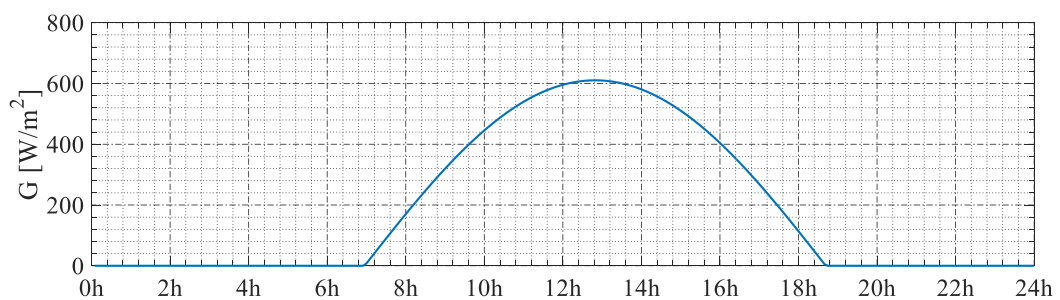
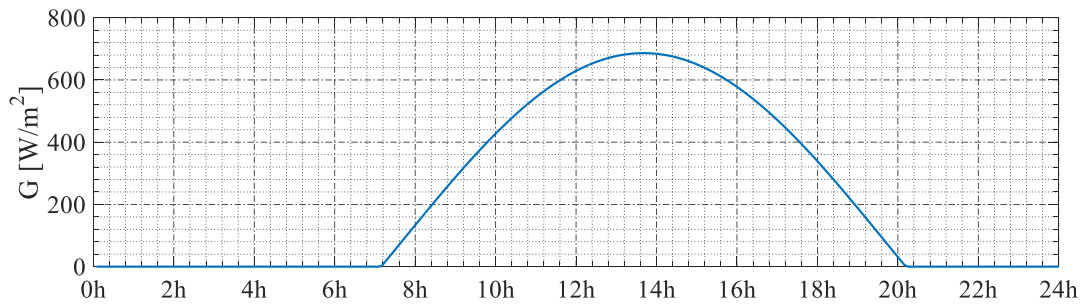


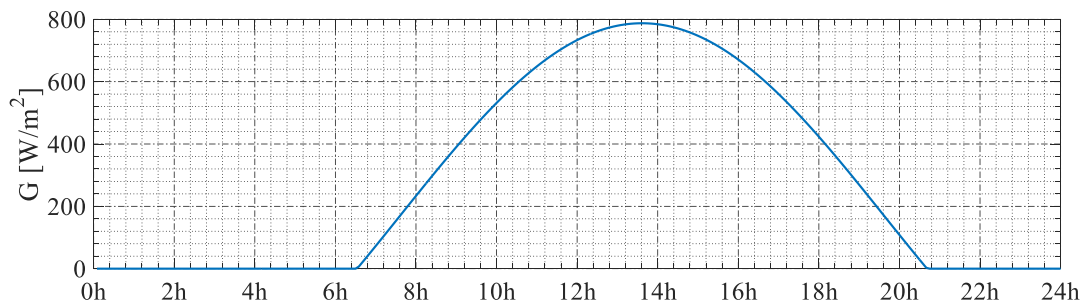
Figura E.3 - Radiação solar média incidente no solo, no mês de março, na unidade de exploração.

- **Abril**



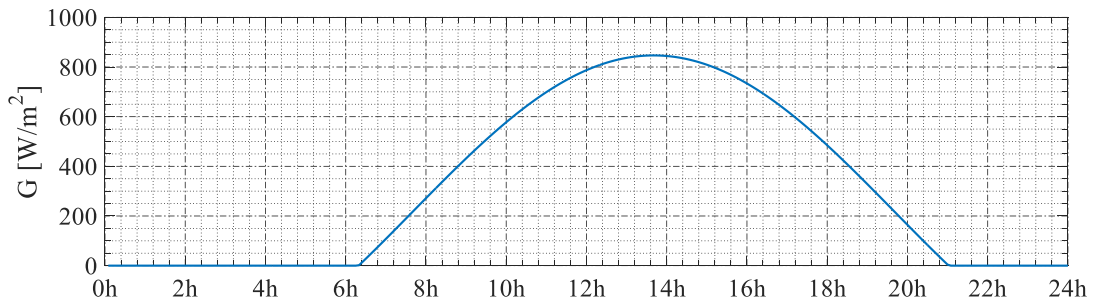
*Figura E.4 - Radiação solar média incidente no solo, no mês de abril, na unidade de exploração.*

- **Mai**



*Figura E.5 - Radiação solar média incidente no solo, no mês de maio, na unidade de exploração.*

- **Junho**



*Figura E.6 - Radiação solar média incidente no solo, no mês de junho, na unidade de exploração.*

- **Julho**

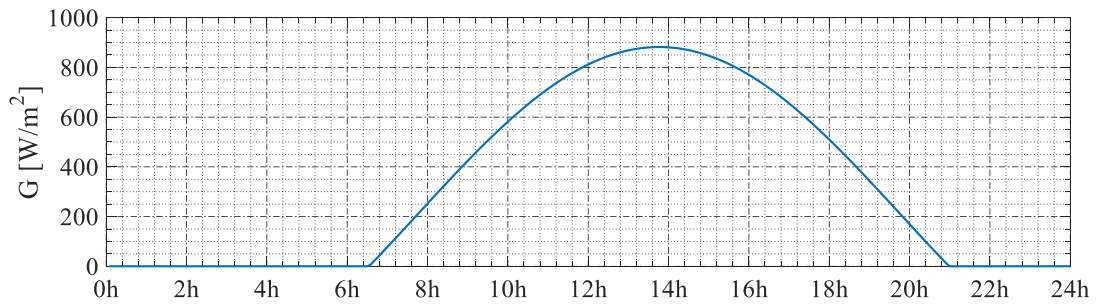


Figura E.7 - Radiação solar média incidente no solo, no mês de julho, na unidade de exploração.

- **Agosto**

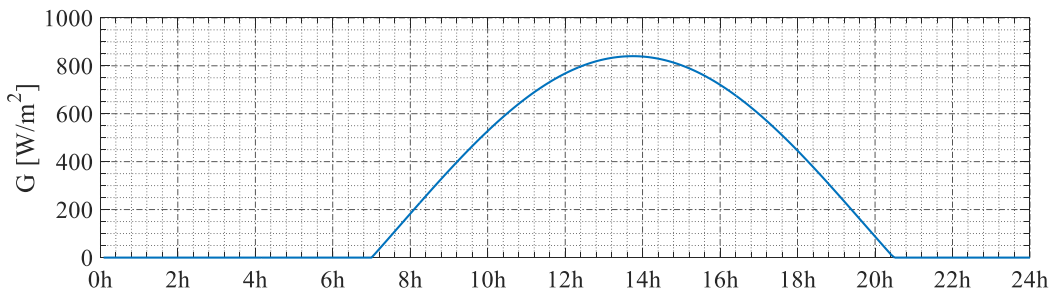


Figura E.8 - Radiação solar média incidente no solo, no mês de agosto, na unidade de exploração.

- **Setembro**

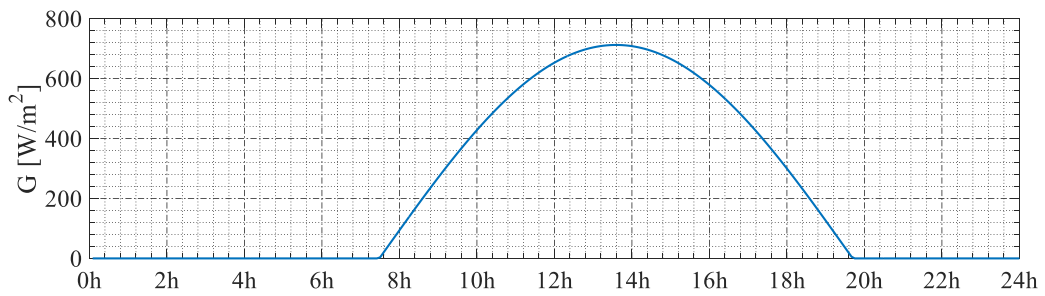


Figura E.9 - Radiação solar média incidente no solo, no mês de setembro, na unidade de exploração.

- **Outubro**

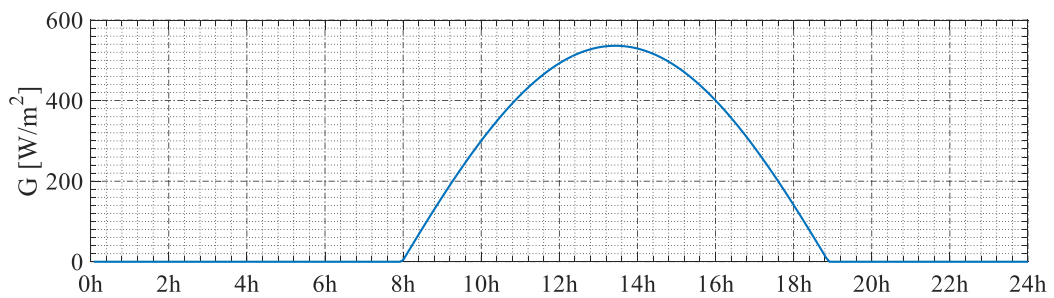


Figura E.10 - Radiação solar média incidente no solo, no mês de outubro, na unidade de exploração.

- **Novembro**

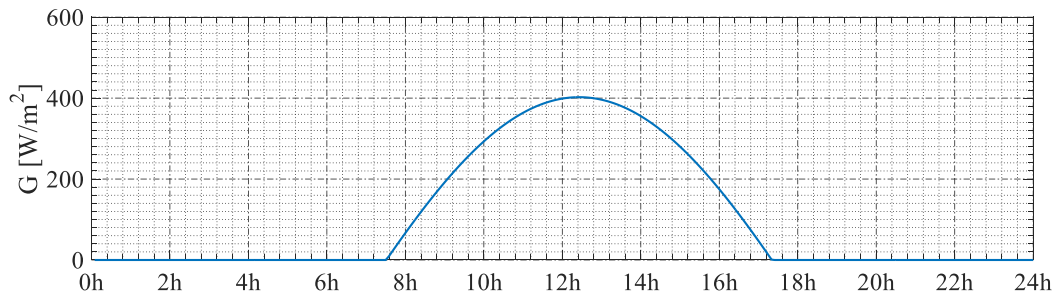


Figura E.11 - Radiação solar média incidente no solo, no mês de novembro, na unidade de exploração.

- **Dezembro**

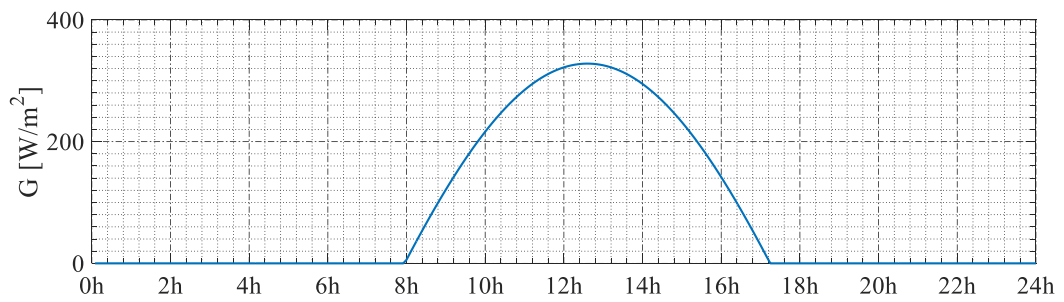
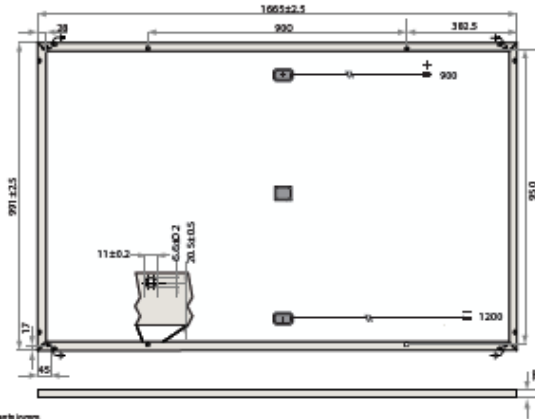


Figura E.12 - Radiação solar média incidente no solo, no mês de dezembro, na unidade de exploração.

# Anexo F

## Folha de especificações do painel fotovoltaico REC265TP

### REC TWINPEAK SERIES



Measurements in mm.

ELECTRICAL DATA @ STC	REC265TP	REC270TP	REC275TP	REC280TP	REC285TP
Nominal Power- $P_{MPP}$ (Wp)	265	270	275	280	285
Watt Class Sorting- (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nominal Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	31.1	31.2	31.4	31.9	32.1
Nominal Power Current- $I_{MPP}$ (A)	8.53	8.66	8.76	8.78	8.90
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	38.3	38.6	38.8	39.2	39.5
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	9.21	9.29	9.40	9.44	9.54
Panel Efficiency (%)	16.1	16.4	16.7	17.0	17.3

Values at standard test conditions STC (air mass AM1.5, irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25°C). At low irradiance of 200W/m<sup>2</sup> (AM 1.5 and cell temperature 25°C) at least 94% of the STC module efficiency will be achieved. Product code is followed by the suffix BLK for black framed modules.

ELECTRICAL DATA @ NOCT	REC265TP	REC270TP	REC275TP	REC280TP	REC285TP
Nominal Power- $P_{MPP}$ (Wp)	195	198	202	205	209
Nominal Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	28.6	28.9	29.0	29.5	29.6
Nominal Power Current- $I_{MPP}$ (A)	6.77	6.87	6.95	6.97	7.06
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	35.2	35.5	35.7	36.1	36.3
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	7.32	7.38	7.47	7.50	7.58

Nominal operating cell temperature NOCT @300W/m<sup>2</sup>, AM1.5, wind speed 1 m/s, ambient temperature 20°C. Product code is followed by the suffix BLK for black framed modules.

#### CERTIFICATIONS



IEC 61215, IEC 61704/UL 1703, IEC 62804 (PID Free), IEC 61701 (Salt Mist, Lateral), IEC 62716 (Humidity Resistance), ISO 19252 (Ignitability Class E), UNI EN 507374 (Class A), ISO 9001:2015, ISO 14001, OHSAS 18001



#### WARRANTY

10 year product warranty  
25 year linear power output warranty  
(max. degradation in performance of 0.7% p.a.)  
See warranty conditions for further details.

17.3% EFFICIENCY

10 YEAR PRODUCT WARRANTY

25 YEAR LINEAR POWER OUTPUT WARRANTY

#### TEMPERATURE RATINGS

Nominal operating cell temperature (NOCT) 44.6°C (±2°C)  
Temperature coefficient of  $P_{MPP}$  -0.39 %/°C  
Temperature coefficient of  $V_{OC}$  -0.31 %/°C  
Temperature coefficient of  $I_{SC}$  0.045 %/°C

#### GENERAL DATA

Cell type: 120 REC HC multi-crystalline  
6 strings of 20 cells (156x78mm)  
Glass: 3.2 mm solar glass with anti-reflective surface treatment  
Back sheet: Highly resistant polyester  
Frame: Anodized aluminum\*  
\*Available in silver or black  
Junction box: 3-part with bypass diodes  
P67 rated  
4 mm<sup>2</sup> solar cable, 0.9m + 1.2 m  
Connectors: Multi-Contact MC4 (4 mm<sup>2</sup>)

#### MAXIMUM RATINGS

Operational temperature: -40 .. +85°C  
Maximum system voltage: 1000V  
Maximum snow load: 550 kg/m<sup>2</sup> (5400 Pa)  
Maximum wind load: 244 kg/m<sup>2</sup> (2400 Pa)  
Max series fusing rating: 25A  
Max reverse current: 25A

#### MECHANICAL DATA

Dimensions: 1665 x 991 x 36 mm  
Area: 1.65 m<sup>2</sup>  
Weight: 18 kg

Net specifications subject to change without notice.

Rev: 05/07-03-01 Rev-G 08/16

Celebrating its 20th anniversary in 2016, REC is a leading European brand of solar panels. Through integrated manufacturing from polysilicon to wafers, cells, panels and turnkey solar solutions, REC strives to help meet the world's growing energy needs. Founded in 1996, REC is a Bluestar Elkem company with headquarters in Norway and operational headquarters in Singapore. REC concluded 2015 with 2000 employees worldwide, 1.3 GW solar panel production capacity, and annual revenues of USD 755 million.



www.recgroup.com

Figura F.1 - Folha de especificações do painel fotovoltaico.



# Anexo G

## Folha de especificações da bateria UB-8D



### Sealed Lead-Acid Battery

Absorbant Glass Mat (AGM) technology for superior performance. Valve regulated, spill proof construction allows safe operation in any position. Approved for transport by air: D.O.T., I.A.T.A., F.A.A. and C.A.B. certified. U.L. recognized under file number MH 20567.

UPG No. 46013

# UB-8D

Maintenance-Free

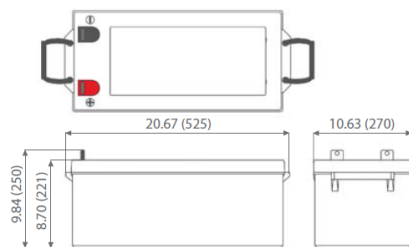
#### Specification

<b>Nominal Voltage</b>	12 Volts		
<b>Nominal Capacity</b>	77°F (25°C)		
20-hr. (12.5 A)	250 Ah		
10-hr. (23.2 A)	232.5 Ah		
5-hr. (42.5 A)	212.5 Ah		
1-hr. (150.0 A)	150 Ah		
<b>Approximate Weight</b>	158.73 lbs (72 kg)		
<b>Internal Resistance (approx.)</b>			
<b>Shelf Life</b> (% of normal capacity at 77° F (25° C))			
3 Months	6 Months	12 Months	
91%	82%	64%	
<b>Temperature Dependency of Capacity</b>	(20 hour rate)		
104° F (40°C)	77° F (25°C)	32° F (0°C)	5° F (-15°C)
102%	100%	85%	65%
<b>AGM Operational Temperature</b>			
Charge	32°F to 104°F (0°C to 40°C)		
Discharge	5°F to 113°F (-15°C to 45°C)		
<b>AGM Storage Temperature</b>	5°F to 104°F (-15°C to 40°C)		



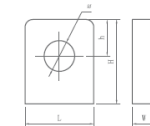
<b>Charge Method</b> (Constant Voltage)	
<b>Cycle Use</b> (Repeating Use)	
Initial Current	75 A or smaller
Control Voltage	14.6 - 14.8 V
<b>Float Use</b>	
Control Voltage	13.6 - 13.8 V

#### Physical Dimensions: in (mm)



L: 20.67 in (525 mm)  
 W: 10.63 in (270 mm)  
 H: 8.70 in (221 mm)  
 TH: 9.84 in (250 mm)  
 Tolerances are +/- 0.04 in. (+/- 1mm) and +/- 0.08 in. (+/- 2mm) for height dimensions. All data subject to change without notice.

#### Terminals



Dimension Type	L	W	H	h	ø
L-3	25.5 mm 1.00 in	7.00 mm 0.28 in	22.0 mm 0.87 in	10.5 mm 0.41 in	8.50 mm 0.34 in

#### Constant Current Discharge Characteristics Unit:A (25°C, 77°F)

F.V/Time	5MIN	15MIN	30MIN	60MIN	2HR	3HR	5HR	8HR	10HR	20HR
1.60V	801.0	428.5	290.4	179.9	87.5	71.60	46.20	31.60	26.36	13.54
1.67V	776.0	408.0	276.1	171.0	83.5	69.80	45.10	31.10	25.89	13.40
1.70V	750.0	392.6	264.9	164.1	81.5	68.70	44.60	30.80	25.53	13.31
1.75V	723.0	373.3	251.8	156.7	79.5	67.00	43.60	30.10	24.80	13.00
1.80V	699.0	351.6	239.9	149.6	77.5	64.60	42.40	29.00	24.21	12.81

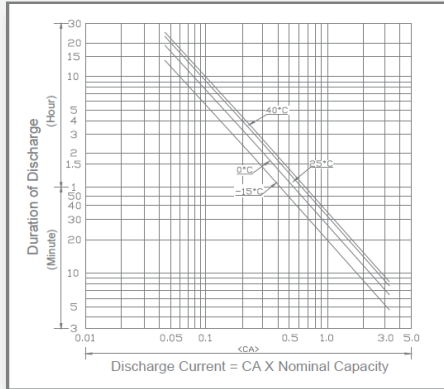
#### Constant Power Discharge Characteristics Unit:W (25°C, 77°F)

F.V/Time	5MIN	15MIN	30MIN	60MIN	2HR	3HR	5HR	8HR	10HR	20HR
1.60V	8264	4894.4	3281.0	1972.4	961.0	826.0	544.8	375.9	311.89	166.59
1.67V	8282	4687.1	3169.6	1932.0	955.0	814.7	539.0	370.9	309.03	163.53
1.70V	8193	4510.2	3069.0	1875.0	945.0	796.2	531.5	368.3	306.62	161.74
1.75V	8112	4339.1	2971.7	1819.7	931.0	778.0	520.0	362.5	301.05	158.08
1.80V	7924	4136.2	2831.4	1779.1	916.0	760.95	508.4	354.8	294.31	153.78

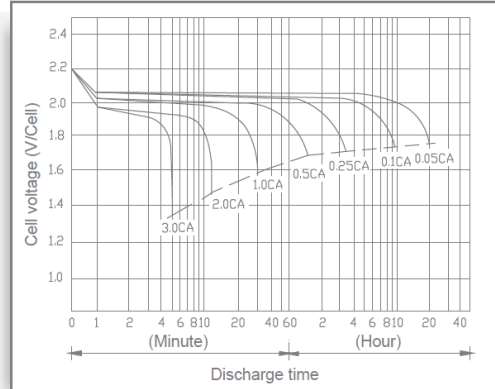
# UB-8D

Maintenance-Free

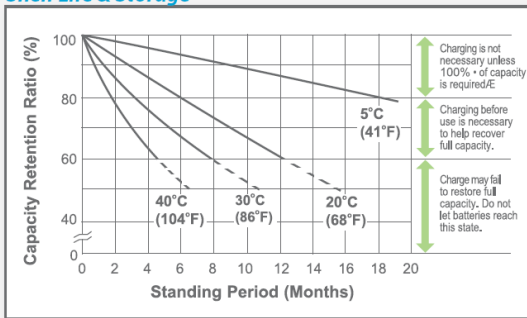
### Discharge Time vs. Discharge Current



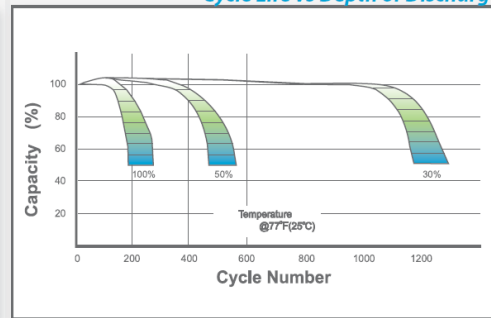
### Discharge Characteristics



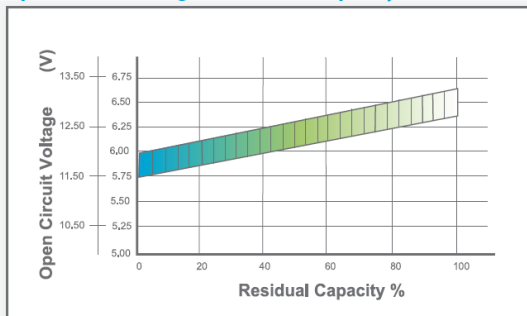
### Shelf Life & Storage



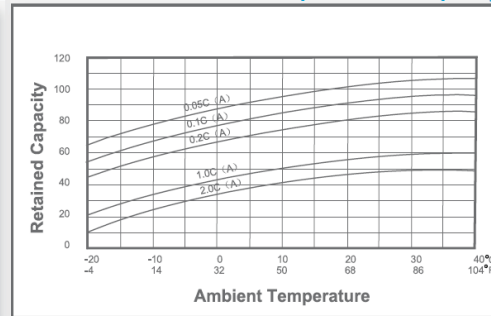
### Cycle Life vs Depth of Discharge



### Open Circuit Voltage vs Residual Capacity



### Effect of Temperature on Capacity



### Charge Current & Final Discharge Voltage

Application	Charge Voltage(V/Cell)			Max. Charge Current	Final Discharge Voltage V/Cell	1.75	1.70	1.60	1.30
	Temperature	Set Point	Allowable Range						
Cycle Use	25°C (77°F)	2.45	2.40-2.47	0.30C	Discharge Current(A)	0.2C<(A)	0.2C<(A)<0.5C	0.5C<(A)<1.0C	(A)>1.0C
Standby	25°C (77°F)	2.30	2.27-2.30						



Let UPG Power Your Life.

www.upgi.com

Figura G.1 - Folha de especificações da bateria.