



**Universidade  
de  
Aveiro**

**2018**

Departamento de Engenharia Mecânica

**Daniel Lemos Marques**

**Análise de Projetos de Instalação de Parque Fotovoltaico  
para Autoconsumo na Indústria do Calçado**





**Daniel Lemos Marques**

## **Análise de Projetos de Instalação de Parque Fotovoltaico para Autoconsumo na Indústria do Calçado**

Relatório de estágio apresentado à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica, realizada sob a orientação científica do Professor Doutor Fernando José Neto da Silva, Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro.



Dedico este trabalho à minha pessoa por todo o esforço e dedicação ao longo destes últimos cinco anos, aos meus pais por todo o apoio que sempre me prestaram, aos meus amigos e à Universidade de Aveiro.



## **O júri**

Presidente

Prof. Doutor Nelson Amadeu Dias Martins  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

Arguente

Prof. Doutor António Ferreira da Cunha  
Professor Auxiliar com Agregação do Departamento de Física da Universidade de Aveiro

Orientador

Prof. Doutor Fernando José Neto da Silva  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro





## **Agradecimentos**

À minha família, em particular aos meus pais, por me terem proporcionado a minha formação académica e o meu crescimento pessoal.

Ao Professor Doutor Fernando José Neto da Silva, por todo o apoio prestado neste processo e pela partilha de conhecimentos.

À Galp Energia, pela oportunidade de disfrutar de uma bolsa de estudos com a finalidade de realizar uma mais eficiente transição da academia para o mundo de trabalho.

À ECCO, por se ter associado a esta parceria, por todos os ensinamentos que adquiri junto dos seus colaboradores, principalmente na pessoa do João Marques através da sua orientação e apoio prestado.

À Universidade de Aveiro, por ter proporcionado as melhores condições para aprendizagem ao longo da formação académica e realização deste projeto de estágio.



## **palavras-chave**

fotovoltaico, eficiência energética, ambiente

## **resumo**

O presente trabalho tem como foco um estudo acerca da implementação de uma unidade de produção para o autoconsumo de energia solar fotovoltaica nas instalações da ECCO Portugal. Este desenvolveu-se no âmbito da disciplina de Dissertação/Projeto/Estágio para conclusão de estudos do Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica na Universidade de Aveiro, ao abrigo do programa de estágios Galp21.

Neste relatório apresenta-se a análise económica de variadas possibilidades de instalações deste tipo, mediante diferentes condições contratuais e diferentes parâmetros técnicos envolvidos. Ao mesmo tempo, seleciona-se uma possível proposta a aplicar no sentido de perceber a variância dos indicadores financeiros de investimento em função de parâmetros técnicos afetos à exploração da energia produzida através da radiação solar recebida.

Com vista a alcançar os objetivos propostos, este estágio seguiu uma metodologia auxiliada pelo software *Homer* e enquadrou-se naquilo que é a legislação portuguesa em prática e o estado da arte apresentado.



**keywords**

photovoltaic, energy efficiency, environment

**abstract**

This project has its focus on studying the viability of a self-consumption photovoltaic production unit. It would be implemented on ECCO Portugal. To conclude the academic course of Mechanical Engineering at University of Aveiro and part of a scholarship provided by Galp, this work was developed during an internship in this shoes manufacturer company.

Based on different contract conditions and different technical details, this study provides a look over the financial analysis of each case. At the same time, one possible unit to implement was chosen to verify the impact of some technical aspects related with exploration of electrical energy produced by solar radiation. In chase of the stablished goals, this work followed a methodology based on a simulation software, Homer, and was also in line with the Portuguese laws and the bibliography.



## Índice

Índice .....	i
Lista de Figuras .....	iv
Lista de tabelas .....	v
Nomenclatura/Abreviaturas .....	vi
Capítulo I - Preâmbulo .....	1
1.1. Introdução .....	1
1.2. Enquadramento do tema .....	1
1.3. Objetivos .....	2
Capítulo II – Revisão Bibliográfica .....	3
2.1. Objetivos do capítulo II .....	3
2.2. A Energia em Portugal .....	3
2.3. O desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica .....	7
2.4. Enquadramento legal .....	9
2.5. A unidade de produção para autoconsumo .....	12
2.6. Parque Fotovoltaico .....	13
2.6.1. Módulos fotovoltaicos .....	13
2.6.2. Montagem .....	13
2.7. Inversores .....	14
2.8. O armazenamento de energia .....	15
2.9. A análise financeira de projetos .....	17
Capítulo III – A Empresa .....	19
3.1. Caracterização geral da empresa .....	19
3.1.1. Dados gerais da empresa .....	19
3.1.2. Processo produtivo .....	20
3.1.3. Matérias primas e resíduos .....	22
3.2. Fontes energéticas utilizadas na empresa .....	23
3.2.1. Energia elétrica .....	23
3.2.2. Gás natural .....	24
3.2.3. Gás propano e Gasóleo .....	24
3.3. Maiores Consumidores Energéticos .....	24
3.3.1. Rede de ar comprimido .....	24
3.3.2. Iluminação .....	26
3.3.3. Injeção e aspiração .....	26

3.4. Caracterização energética e da produção.....	28
3.4.1. Consumos globais de energia.....	28
3.4.2. Consumo de energia elétrica .....	30
3.4.3. Consumo de Gás Natural.....	34
3.4.4. Consumo de Gás Propano .....	34
3.4.5. Consumo de gasóleo/diesel .....	35
3.4.6. Produção .....	35
3.4.7. Perfis de consumo de energia elétrica .....	36
3.4.8. Desagregação dos consumos energéticos por sector .....	39
3.4.9. Indicadores energéticos .....	40
3.5. Medidas e projetos de racionalização de energia na ECCO .....	42
3.6. Medidas de sensibilização interna para o tema.....	44
Capítulo IV – Metodologia, Modelação e Simulação .....	45
4.1. Objetivos do capítulo IV .....	45
4.2. Metodologia de base.....	45
4.2.1. O tarifário de energia .....	46
4.2.2. O retorno de investimento em função do tarifário.....	48
4.3. Modelação.....	49
4.3.1. Inputs do modelo .....	49
4.3.2. RESP .....	49
4.3.3. Emissões .....	50
4.3.4. Perfis de Carga – Consumos energéticos .....	50
4.3.5. Economia .....	51
4.3.6. O recurso – SOL .....	52
4.3.7. O parque fotovoltaico e os inversores .....	52
4.3.8 Obtenção de resultados .....	54
4.4. Simulação .....	56
4.4.1. Calibração do modelo utilizado.....	56
4.4.2. Calibração do modelo de referência .....	57
Capítulo V – Propostas, Resultados e observações.....	61
5.1. Discriminação das diferentes propostas avaliadas .....	61
5.2. Síntese de características técnicas e económicas das propostas .....	61
5.3. Síntese de resultados do estudo de propostas .....	63
5.4. Critério de escolha da proposta a analisar .....	65



5.5. Impacto da UPAC nos indicadores energéticos .....	66
5.6. Estudo de cenários .....	68
5.6.1. Cenário 1: Modificações nos diagramas de carga .....	69
5.6.2. Cenário 2: Impacto da variação das tarifas de energia .....	70
5.6.3. Cenário 3: Variação da perda anual de eficiência global dos parques fotovoltaicos.....	71
5.7 Impacto das alterações de cenários no desempenho económico.....	72
Capítulo VI – Outros parâmetros relacionados com UPAC .....	73
6.1. Objetivos do capítulo VI .....	73
6.2. Sobredimensionamento das centrais em relação aos inversores.....	73
6.3. Monitorização de dados.....	74
6.4. Máxima utilização do telhado .....	75
6.5. Modelo de Negócio .....	76
6.6. Estimativa de impacto ambiental.....	78
Capítulo VII – Conclusões/Discussão.....	79
Capítulo VIII – Trabalho futuro e sugestões de melhoria.....	81
Referências.....	83
Anexos.....	a
Anexo A .....	a
Anexo B .....	d
Anexo C .....	e

## Lista de Figuras

Figura 1 - Potência Instalada nos Centros Electroprodutores de Portugal Continental [4].....	3
Figura 2 - Capacidade média de importação e exportação com a rede espanhola [7].....	4
Figura 3 - Produção de energia por fonte e Consumo de energia em Portugal Continental [5] .....	4
Figura 4 - Produção de Eletricidade por Fonte em Portugal Continental (02/2016 a 02/2018) [5] ..	5
Figura 5 - Balanço da Produção de Eletricidade de Portugal Continental (Até fevereiro) [5] .....	5
Figura 6 - Distribuição da radiação solar afeta aos países da Europa [9].....	6
Figura 7 - Evolução dos custos associados à tecnologia solar fotovoltaica pelo NREL [16].....	8
Figura 8 - Comparação de custos de produção de energia por fonte [17] .....	8
Figura 9 - Esquema de montagem de uma UPAC [24] .....	12
Figura 10 - Configuração de montagem dos módulos fotovoltaicos [26].....	13
Figura 11 - Convenção dos ângulos de orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos [29] ...	14
Figura 12 - Comparação das densidades de energia por tipo de bateria recarregável [31] .....	16
Figura 13 - Vista aérea das instalações da ECCO.....	20
Figura 14 - Esquema do processo produtivo.....	20
Figura 15 - Fotografias dos transformadores da instalação no PT da empresa.....	23
Figura 16 - Fotografias aos compressores GA30VSD+ e GA90+.....	25
Figura 17 - Fotografias ao compressor GA90VSD e ao secador atlastopo .....	26
Figura 18 - Fotografias dos motores de aspiração de solventes do hall 3 .....	27
Figura 19 - Desagregação dos consumos de 2017 por fonte energética em tep.....	28
Figura 20 - Evolução do consumo global energético entre 2014 e 2017 .....	29
Figura 21- Análise das faturas energéticas nos custos totais de exploração energética .....	30
Figura 22 - Desagregação dos consumos de energia elétrica por tarifário (2017) .....	32
Figura 23 - Desagregação de custos com energia elétrica ativa por tarifário (2017) .....	33
Figura 24 – Evolução anual da produção de pares de sapatos entre 2014 e 2017.....	36
Figura 25 - Perfil de consumos de energia elétrica numa semana típica de Verão .....	37
Figura 26 - Perfil de consumos de energia elétrica numa semana típica de Inverno .....	37
Figura 27 - Perfil de consumos de energia elétrica numa semana típica de férias.....	38
Figura 28 – Consumos típicos de energia elétrica nos 3 turnos de trabalho .....	38
Figura 29 - Desagregação dos consumos de energia elétrica por setor em 2017 .....	39
Figura 30 - Evolução do CEE entre 2014 e 2017.....	41
Figura 31 - Evolução da IE entre 2014 e 2017.....	42
Figura 32 - Evolução da IC entre 2014 e 2017.....	42
Figura 33 - Distribuição horária do tarifário semanal opcional [39] .....	46
Figura 34 - Distribuição horária do tarifário semanal de todos os fornecimentos [32].....	47
Figura 35 - Esquema da instalação simulada no software .....	49
Figura 36 – Janela exemplo de input dos diferentes custos associados aos tarifários .....	49
Figura 37 – Janela de input da distribuição horária das diferentes tarifas .....	50
Figura 38 – Janela exemplo de input das emissões associadas ao consumo de energia.....	50
Figura 39 – Janela de input dos diagramas de carga.....	51
Figura 40 – Janela exemplo dos inputs dos parâmetros económicos.....	51
Figura 41 - Input dos recursos provindos da exposição solar na localização da instalação.....	52
Figura 42 – Janela exemplo de input dos módulos fotovoltaicos .....	53
Figura 43 - Inputs a fornecer relativamente à configuração dos inversores .....	53
Figura 44 - Janela exemplificativa da síntese de resultados obtidos no Homer .....	54

Figura 45 - Janela exemplificativa da análise financeira do Homer .....	55
Figura 46 - Janela exemplo dos resultados gráficos obtidos com o Homer.....	55
Figura 47 - Distribuição anual do perfil de cargas resultante do input fornecido ao software .....	58
Figura 48 - Tarifas a aplicar na calibração do sistema de referência opcional .....	58
Figura 49 – Input dos custos com a potência contratada .....	58
Figura 50 - Input da distribuição horária a aplicar em função do tarifário opcional .....	59
Figura 51- Previsão de impacto da UPAC de 825 kWp no Consumo Específico de Energia .....	67
Figura 52 - Previsão de impacto da UPAC de 825 kWp na Intensidade Energética.....	67
Figura 53 – Previsão do impacto da UPAC de 825 kWp na Intensidade Carbónica.....	68
Figura 54 - Fluxo de caixa acumulado da proposta 10 de acordo com simulação base .....	68
Figura 55 - Estimativa da variação do preço de energia com base em regressão linear .....	70
Figura 56 - Esquema dos resultados obtidos do sobredimensionamento da central [47] .....	74
Figura 57 - Fluxos de caixa da proposta 3 para os diferentes modelos de negócio .....	77

## Lista de tabelas

Tabela 1 - Dados gerais da empresa .....	19
Tabela 2 - Plano de férias praticado pela ECCO no ano de 2017 .....	20
Tabela 3 - Características dos compressores da instalação fabril.....	25
Tabela 4 - Síntese da iluminação em altura presente na instalação fabril .....	26
Tabela 5 - Informações sobre os motores de aspiração do hall 2.....	27
Tabela 6 - Informações sobre os motores de aspiração do hall 3.....	27
Tabela 7 - Fatores de conversão das unidades de consumos energéticos .....	28
Tabela 8 - Quantidades consumidas, custos e emissões das 4 fontes de energia em 2017.....	28
Tabela 9 - Desagregação mensal dos consumos, custos e emissões totais (2017).....	29
Tabela 10 - Desagregação mensal dos consumos, custos e emissões (Ene.Elet. 2017) .....	31
Tabela 11 - Consumos mensais de energia elétrica por tarifário em 2017 .....	31
Tabela 12 - Custos com energia ativa e acesso às redes praticados em 2017.....	32
Tabela 13 - Custos mensais por tarifário com energia elétrica em 2017.....	33
Tabela 14 - Custos mensais com PC, PHP e energia reativa em 2017.....	34
Tabela 15 - Consumos, custos e emissões mensais associadas ao gás natural (2017) .....	34
Tabela 16 - Consumos, custos e emissões mensais associadas ao gás propano (2017).....	35
Tabela 17 - Consumos, custos e emissões anuais relativos ao uso de gasóleo (2017).....	35
Tabela 18 - Distribuição mensal da produção em pares de sapatos no ano de 2017.....	36
Tabela 19 - Síntese dos valores de indicadores energéticos entre 2014 e 2017 .....	41
Tabela 20 - Medidas de racionalização de energia implementadas entre 2015 e 2017 .....	43
Tabela 21 - Custo médio do kWh para o ano de 2017 (energia ativa e acesso às redes).....	56
Tabela 22 - Dados inerentes à potência em horas de ponta e potência contratada em 2017 [41] .....	56
Tabela 23 - Comparação entre os consumos e custos, reais e simulados, para 2017 .....	57
Tabela 24 - Rotulagem de energia publicada pelo futuro fornecedor.....	57
Tabela 25 - Tarifas publicadas pela ERSE para 2018 relativas a PHP e PC [43] .....	58
Tabela 26 - Preços de fecho do mercado diário nacional de energia no ano de 2017 .....	59
Tabela 27 - Síntese de características técnicas e económicas das propostas avaliadas.....	62
Tabela 28 - Resultados obtidos da calibração do caso de referência sem instalação de UPAC .....	63
Tabela 29 - Síntese dos principais resultados obtidos na análise de propostas .....	64
Tabela 30 - Síntese de outros resultados inerentes à análise de propostas.....	64
Tabela 31 - Custo médio da energia por proposta analisada.....	65

Tabela 32 - Dados para estimativa dos indicadores energéticos com proposta 10 em 2017 .....	67
Tabela 33 - Análises financeiras em função dos diagramas de carga .....	69
Tabela 34 - Análises financeiras em função das tarifas de energia .....	71
Tabela 35 - Análises financeiras em função da perda de eficiência anual do sistema .....	71
Tabela 36 - Análise do sobredimensionamento das propostas com instalação coplanar .....	73
Tabela 37 - Consumo de energia fóssil evitado por cada sistema .....	78

## Nomenclatura/Abreviaturas

AT	- alta tensão
CA/CC	- corrente alternada/contínua
CEE	- consumo específico de energia
CIEG	- custos de interesse económico geral
COE	- cost of energy
$C_{UPAC,m}$	- compensação a pagar pela exploração de UPAC no mês 'm'
DGEG	- direção geral de energia e geologia
DL	- decreto-lei
$E_{fornecida,m}$	- energia fornecida no mês 'm'
ERSE	- entidade reguladora de serviços energéticos
ESCO	- <i>energy service companies</i>
FV/PV	- fotovoltaico/ <i>photovoltaic</i>
GEE	- gases de efeitos de estufa
IC	- intensidade carbónica
IE	- intensidade energética
INE	- instituto nacional de estatística
ISP	- imposto sobre produtos petrolíferos e energéticos
$K_t$	- coeficiente de ponderação a aplicar ao $V_{CIEG,t}$
MAT	- média e alta tensão
MT	- média tensão
NASA	- <i>national aeronautics and space administration</i>
NREL	- <i>national laboratory of the U.S. Department of Energy</i>
OMIE	- operador do mercado energético ibérico
OMIEm	- valor dos preços de fecho de mercado do OMIE diário para Portugal no mês 'm'
PC	- potência contratada
PHC	- pequenas centrais hídricas
PHP	- potência em horas de ponta
PIE	- plano de iniciativas ECCO
PPA	- <i>power purchase agreement</i>
PRD	- produção
PRE	- plano de racionalização de energia
PT	- posto de tensão
$P_{UPAC}$	- valor de potência instalada da UPAC
R&D	- <i>research and development</i> (amostras)
RESP	- rede elétrica de serviço público
RRAA	- resíduos radioativos de alta atividade
$R_{UPAC,m}$	- remuneração da energia fornecida à RESP no mês 'm'
SERUP	- registo de unidades de produção
SGCIE	- sistema de gestão dos consumos intensivos de energia
SNC	- sistema de normalização contabilística

tCO <sub>2</sub> e	- tonelada(s) de CO <sub>2</sub> equivalente(s)
tep	- tonelada(s) equivalente(s) de petróleo
TIR	- taxa interna de rentabilidade
TMA	- taxa mínima de atratividade
TPU	- thermoplastic polyurethane
UPAC	- unidade de produção para autoconsumo
UPP	- unidade de pequena produção
VAB	- valor acrescentado bruto
V <sub>CIEG,t</sub>	- Valor que permite recuperar os CIEG de uma UPAC no ano 't'
VPL/VAL	- valor presente/atual líquido



# **Capítulo I - Preâmbulo**

## **1.1. Introdução**

Com vista à conclusão de estudos do Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica na Universidade de Aveiro foi desenvolvido o presente estágio curricular na ECCO Let Portugal, empresa do ramo do calçado. Este projeto de estágio incide na vertente de eficiência energética, nomeadamente na implementação de um parque fotovoltaico para autoconsumo legalmente reconhecido como UPAC. Como tal, enquadra-se com as regulamentações legais, nomeadamente o Decreto-Lei nº 153/2014, normas da DGEG e do SGCIE.

Este projeto permitirá auxiliar os responsáveis da ECCO numa eventual tomada de decisão sobre determinada proposta a implementar, de forma a satisfazer as necessidades e requisitos da administração assim como, perceber quais os impactos da mesma ao nível energético, económico, ambiental e social.

## **1.2. Enquadramento do tema**

Foi com o início do século XXI que se intensificaram as preocupações com as alterações climáticas. Para além disso, o constante crescimento da população mundial assim como o desenvolvimento tecnológico e industrial levam a que a previsão seja que o consumo de energia mundial tenha tendência a aumentar de ano para ano. Espera-se que este aumento de consumos energéticos se deva ao crescimento económico associado ao desenvolvimento social e tecnológico, nomeadamente em países do continente asiático.[1]

Através do referido desenvolvimento tecnológico, as fontes de energia renováveis adquirem o estatuto de parte integrante das soluções identificadas como possíveis e lógicas na defesa do ambiente, estando por isso relacionadas com o fornecimento da rede elétrica de forma ecológica. A utilização de fontes como a solar, hídrica e eólica permite substituir a utilização de fontes fósseis como o carvão e o petróleo para produção de energia elétrica. Esta medida possibilita a redução de emissões de gases nocivos à saúde do planeta e das espécies que nele habitam, assim como uma gestão mais eficaz dos recursos disponíveis.

Foi neste sentido que, em 2007, surgiu a intenção da União Europeia em aplicar um plano estratégico de racionalização e eficiência energética. Posteriormente confirmada por lei, em 2009, tem como objetivo atingir, até 2020, as metas de, redução em 20% dos gases de efeito de estufa relativamente aos valores de 1990, garantir que 20% da energia consumida na Europa é proveniente de fontes renováveis e melhorar em 20% a eficiência energética europeia.[2]

Membro da comunidade europeia, Portugal tem sido um país exemplar na contribuição para alcançar os objetivos traçados. O território nacional Português caracteriza-se pela sua vasta área marítima, a localização geográfica que lhe confere uma exposição solar elevada e pelos ventos que atingem todo o país, com destaque para as zonas de costa marítima e zonas montanhosas. Além disso, conta com a rede de produção de energia hídrica, resultante das barragens de que dispõe. Retirando partido destas características, a rede de energia elétrica portuguesa é alimentada em cerca de 40% através de fontes renováveis, sendo 23% energia eólica e a solar apenas 1,6%.[3]

Na qualidade de cliente da GALP está a ECCO Portugal, empresa acolhedora do presente estágio e pertencente ao grupo ECCO. Originária da Dinamarca, a ECCO é uma empresa que prima por valores como a organização, limpeza, respeito e qualidade, tendo implementado, entre 2014 e 2017, na fábrica portuguesa, 23 medidas de racionalização de energia. Assume-se assim naturalmente como uma empresa que pretende acompanhar o cuidado mundial com a qualidade e quantidade da energia consumida.

Foi através da conjugação de todos estes fatores e interesses que se desenvolveu este relatório de estágio, no qual se estuda a viabilidade de implementar nas instalações da ECCO uma UPAC, através da análise de várias propostas comerciais. Espera-se que com a implementação desta medida, a energia produzida através do parque fotovoltaico instalado sirva para satisfazer, em parte, as necessidades energéticas da empresa, assim como reduzir os custos associados ao consumo de energia da rede pública nacional, reduzindo o impacto ambiental.

### 1.3. Objetivos

Este trabalho tem como principal foco avaliar a viabilidade económica, técnica e ambiental da implementação de uma unidade de produção para autoconsumo através de energia fotovoltaica, no local de estágio. O mesmo decorre de uma primeira intenção da empresa em atenuar os consumos e custos com energia elétrica ao longo da semana e, aos fins-de-semana, eliminar parcialmente a dependência da rede elétrica de serviço público (RESP). Espera-se que este objetivo da empresa seja alcançável principalmente nos períodos de maior exposição solar. Para auxiliar a ECCO na tomada de decisão final pretende-se então averiguar a variação dos parâmetros de análise económica em função de diferentes cenários de dimensionamento e funcionamento do sistema fotovoltaico, por forma a aprofundar conhecimentos sobre a temática antes de investir na sua instalação.

Assim, neste projeto, pretende-se cumprir os seguintes objetivos:

- Levantar e caracterizar a atual situação energética da empresa;
- Realizar o enquadramento legal entre o projeto e a legislação portuguesa referente a eficiência energética e unidades do tipo UPAC;
- Simular, analisar e caracterizar as diferentes soluções/propostas comerciais de gestão económica e energética no âmbito da implementação do parque de painéis solares fotovoltaicos;
- Avaliar os impactos de uma UPAC nos indicadores energéticos no âmbito do plano de racionalização de energia;
- Apresentar com maior detalhe a análise financeira da proposta escolhida para avaliação de cenários;
- Estudar as alterações comportamentais dos indicadores económicos de acordo com diferentes cenários de operabilidade do sistema selecionado para análise;



## Capítulo II – Revisão Bibliográfica

### 2.1. Objetivos do capítulo II

No presente capítulo dá-se continuidade ao enquadramento do tema deste relatório de estágio através do estado da arte. Para isso, analisa-se a situação energética de Portugal à data de desenvolvimento do projeto, realiza-se o enquadramento legal do mesmo, dá-se a conhecer a tecnologia que sustenta a aplicação de projetos deste calibre e a sua evolução económica e técnica no tempo. Por último, os conhecimentos de análise financeira que permitem avaliar economicamente as propostas.

### 2.2. A Energia em Portugal

Conforme anteriormente adiantado, Portugal é um país cujo forte investimento nas energias renováveis tem contribuído para uma alteração nas contribuições das diferentes fontes de energia. Desde 2005, o parque electroprodutor que abastece a rede elétrica nacional passou a contar com uma crescente participação da potência instalada relativa a energias renováveis, com forte destaque para o desenvolvimento da energia eólica. No sentido inverso, este investimento permitiu que a partir de 2011, a potência instalada de proveniência fóssil começasse a decrescer.[4]

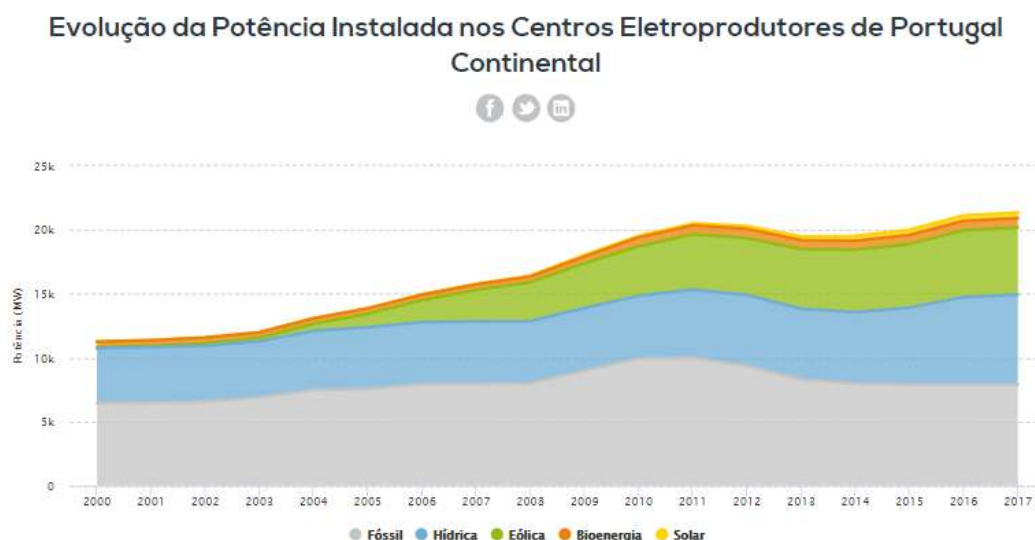


Figura 1 - Potência Instalada nos Centros Electroprodutores de Portugal Continental [4]

Apesar de haver uma diminuição da potência instalada relativa aos recursos não renováveis, a produção de energia elétrica em Portugal Continental por via dos mesmos tem-se mantido relativamente constante, verificando-se inclusive um aumento nos últimos 3 anos (Figura 3). Por outro lado, a produção de energia proveniente de recursos considerados limpos auxiliou o país, a aumentar, a partir de 2011, os índices de exportação de energia elétrica e diminuir a escassez de energia que originava maiores necessidades de importação (Figura 2). Ao mesmo tempo, as necessidades de consumo são já inferiores à energia produzida (Figura 3). Em 2018 foi inclusive atingido um máximo diário histórico de exportação de energia elétrica. Em 2017 a produção de

energia elétrica no continente foi de 51,8 TW.h face a um consumo de 49,6 TW.h (5% inferior ao máximo registado em 2010).[3][5][6]



Figura 2 - Capacidade média de importação e exportação com a rede espanhola [7]

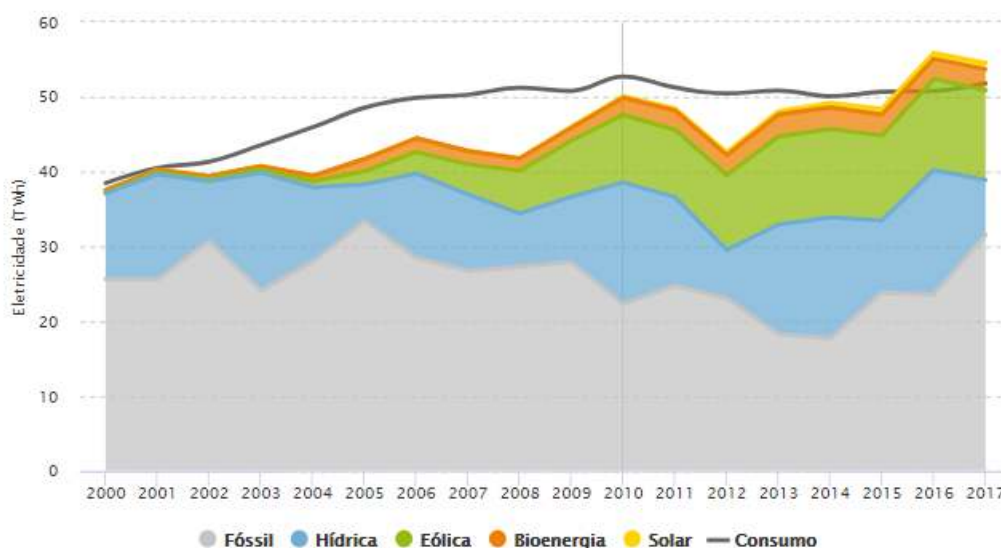


Figura 3 - Produção de energia por fonte e Consumo de energia em Portugal Continental [5]

Embora segundo informações da REN, a produção de energia hídrica ainda atinja máximos diários históricos em 2018, a verdade é que os índices de produção anuais de energia proveniente desta fonte têm tendência a descer, face aos recorrentes períodos de seca que atingem atualmente a Europa. A exemplo disso, Portugal Continental produziu em 2017 cerca de metade da energia hídrica de 2016. No sentido inverso, as condições para a produção de energia eólica têm sido favoráveis, tendo sido também registado um máximo diário histórico de produção nesta categoria já em 2018. [5][6][8]

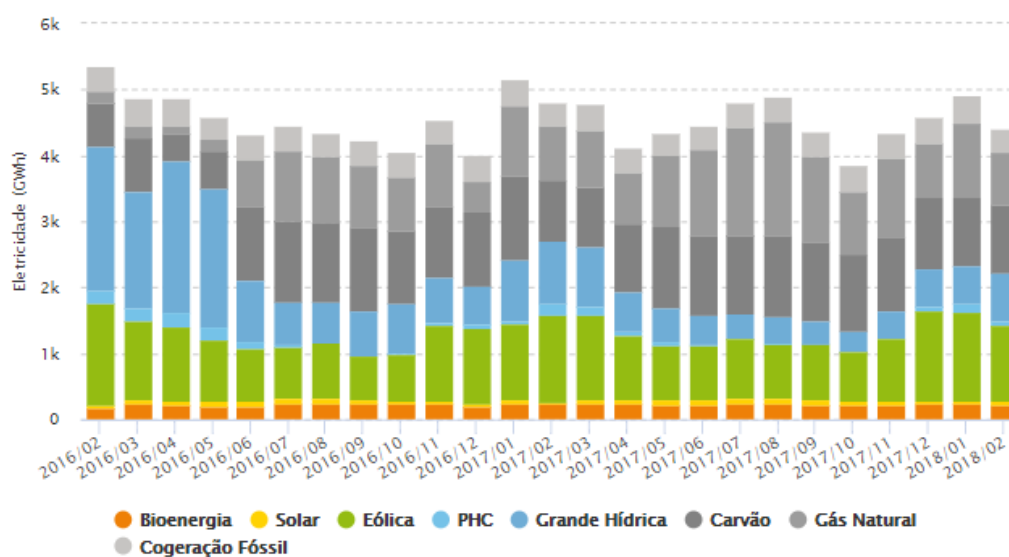


Figura 4 - Produção de Eletricidade por Fonte em Portugal Continental (02/2016 a 02/2018) [5]

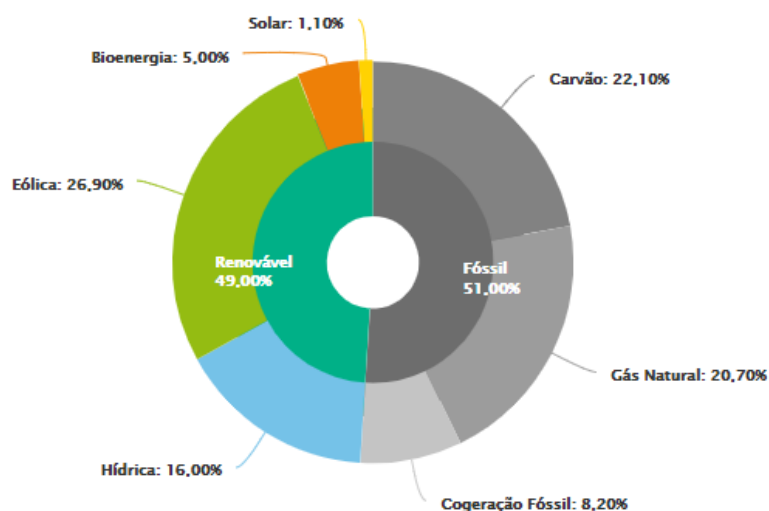


Figura 5 - Balanço da Produção de Eletricidade de Portugal Continental (Até fevereiro) [5]

No que à produção de energia solar diz respeito, quer pela análise dos dois anos compreendidos entre fevereiro de 2016 e fevereiro de 2018 (Figura 4), quer pela desagregação percentual da energia produzida em Portugal nos dois primeiros meses de 2018 (Figura 5), percebe-se que a participação da energia fotovoltaica é significativamente pequena.[5]

Entre outras razões, no seguimento deste contexto nacional energético e das condições climáticas que se avizinham para os próximos anos, nomeadamente a falta de pluviosidade, surge a oportunidade de investir e aumentar a quota de energia solar produzida e consumida em Portugal. Ao mesmo tempo, conforme a Figura 6 demonstra, a localização geográfica do país permite que este seja um potencial produtor de energia elétrica através de radiação solar, beneficiando de uma exposição que fornece, numa base anual, sensivelmente 1600 kWh/m<sup>2</sup> de radiação global.[9]

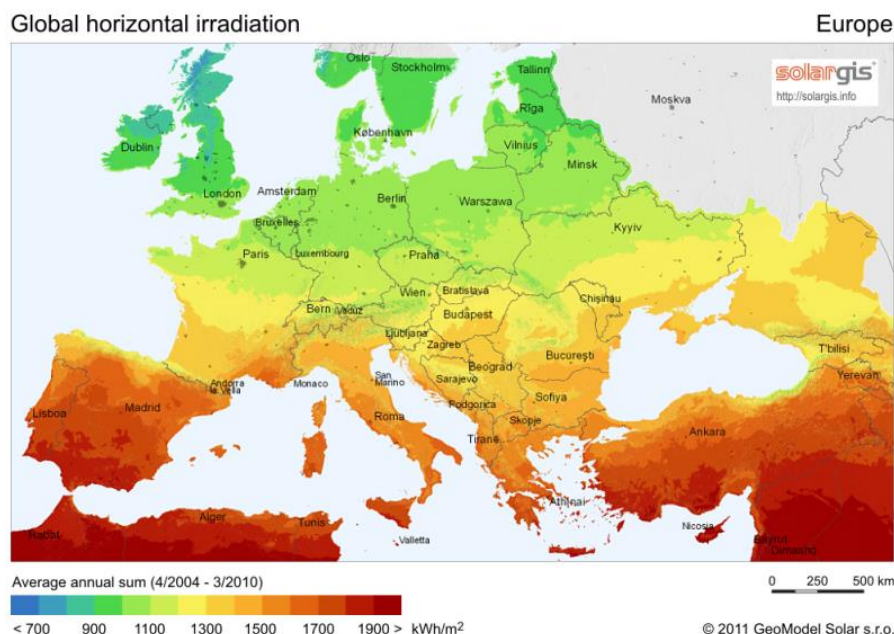


Figura 6 - Distribuição da radiação solar afeta aos países da Europa [9]

Obviamente que o paradigma anteriormente apresentado indica, em primeira instância, que a rede nacional de energia pode ser provida de mais centrais de produção de energia fotovoltaica. Neste sentido, existem em Portugal intenções claras de investir em centrais de produção de energia por aproveitamento da exposição solar, existindo inclusive, autorização do governo português para exploração das mesmas sem subsídios pagos pelos consumidores nem tarifas bonificadas.[10]

Outra forma de diminuir a dependência de fontes fósseis na produção e consumo de energia, está relacionada com as unidades de produção para autoconsumo ou unidades de pequena produção. As UPP, normalmente destinadas à injeção na rede da energia solar produzida, contribuem para o aumento da percentagem de energia solar fornecida à rede pública. Já as UPAC, contribuem de forma indireta. Os utilizadores domésticos e industriais providos destes equipamentos podem, através desta solução, consumir diretamente a energia produzida evitando assim o consumo de energia elétrica à rede.

Generalizando, se o número de produtores privados crescer substancialmente, as necessidades de consumo de energia elétrica da rede pública diminuem o que permite, em certa medida, considerar a diminuição da produção de energia elétrica, nomeadamente de origem não renovável.

Espera-se assim que com o crescente interesse das indústrias na redução da fatura energética e com o progresso tecnológico constante, o número de UPP e UPAC registadas em Portugal continue a aumentar, permitindo ao país continuar a procura pela baixa necessidade de importar energia e pela defesa do ecossistema. Segundo informações da DGEG, o número de UPAC registadas em 2015 foi cerca de 3500 unidades enquanto que em 2016 subiu para 6067. Destas centrais, estima-se que a esmagadora maioria seja de aplicação residencial, uma vez que apenas se trataram de comunicações prévias, por serem instalações cuja potência é inferior a 1500 kW e que não injetam energia na rede pública.[11]

### 2.3. O desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica

Em pleno século XXI, o recurso às tecnologias de aproveitamento da energia solar permite olhar para o futuro com o objetivo de diminuir a dependência dos recursos fósseis. O cenário presente e as previsões de desenvolvimentos tecnológicos no futuro são hoje possíveis dada a descoberta tecnológica de 1839. *Alexandre Becquerel* descobriu o efeito fotovoltaico observando que um certo tipo de material produz corrente elétrica quando exposto à luz solar. Em 1888, baseado no conhecimento que tinha acerca do efeito fotoelétrico, *Aleksandr Stoletov* produziu a primeira célula fotovoltaica. Estas duas descobertas quer do efeito fotoelétrico quer fotovoltaico tornaram-se mais relevantes e cientificamente reconhecidas quando em 1904 *Albert Einstein* publicou acerca do efeito fotoelétrico junto com as suas publicações acerca da teoria da relatividade.[12]

Foi então em 1954 que a *Bell Laboratories* produziu o primeiro módulo solar fotovoltaico com uma eficiência de 6%. Inicialmente, o elevado custo da tecnologia provocou que a sua principal aplicação fosse destinada a sistemas espaciais. Em 1958 o *Vanguard 1* foi o primeiro satélite a ser lançado para o espaço com tecnologia que aproveitasse a radiação solar para apoiar o seu consumo energético.[12]

Foi apenas no fim dos anos 70, após os desenvolvimentos da *Hoffman Electronics* e da *Solar Power*, que a eficiência dos painéis fotovoltaicos se tornou suficientemente apelativa para aplicações terrestres, culminando com a instalação de sistemas solares na Casa Branca no mandato de *Jimmy Carter*. Os anos 90 viriam a trazer fortes programas de investimento por parte das nações desenvolvidas como a Alemanha, Estados Unidos e Japão. [13]

A entrada no século XXI coincidiu com a solidificação da tecnologia no mercado de produção de energia elétrica. O crescente aumento do preço do petróleo, o aumento das preocupações ambientais e o aumento de interesse na produção de centrais fotovoltaicas levou ao decréscimo do custo da tecnologia e, conseqüentemente, dos montantes envolvidos em investimentos desta natureza.[14]

Assim, de uma forma geral, constata-se que os desenvolvimentos relacionados com a produção de energia elétrica com recurso a energia solar levam já 200 anos de investigação, sendo que a tecnologia de base necessária se mantém muito idêntica e bem fundamentada nas descobertas primordiais deste processo.[15]

É pelas razões já descritas e pela crescente capacidade da sociedade atual em encontrar soluções tecnológicas de forma rápida e inovadora, que se espera que a energia solar fotovoltaica seja, no futuro, uma significativa fonte de alimentação das necessidades energéticas da população mundial. O envolvimento das grandes potências mundiais como a China e os Estados Unidos na produção de equipamentos deste tipo é também garantia de que os grandes investidores sustentam o desenvolvimento desta evolução energética.

Conseqüentemente, espera-se que o custo associado continue a progredir no sentido destes equipamentos se globalizarem no mercado industrial e doméstico de todo o globo, mantendo a tendência demonstrada pelos dados do NREL conforme a Figura 7.[14][16]

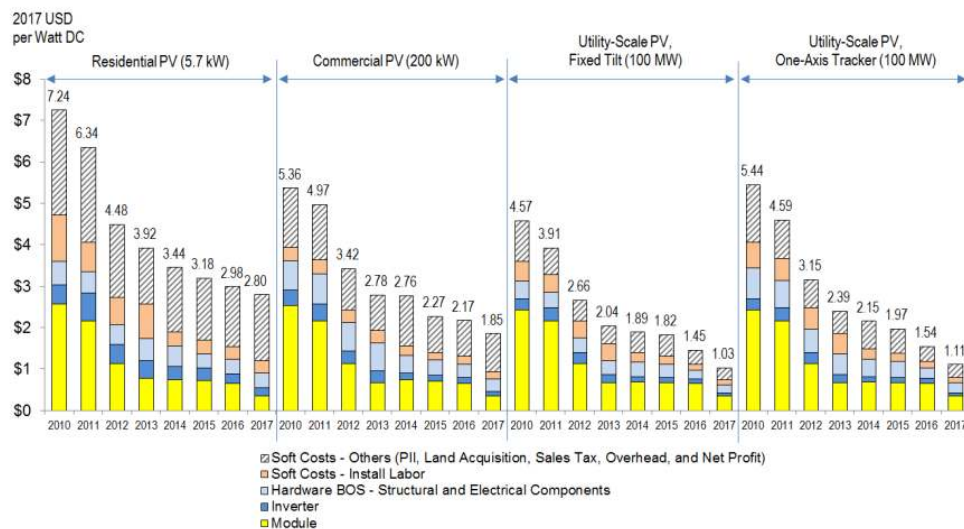


Figura 7 - Evolução dos custos associados à tecnologia solar fotovoltaica pelo NREL [16]

Desta figura pode-se observar que os custos associados à tecnologia solar se decompõem pelos vários componentes, mão de obra associada, *hardware* e custos relacionados com taxas e outros parâmetros. De destacar que em toda a gama de potências dos sistemas a instalar o custo associado aos módulos fotovoltaicos foi o que mais diminuiu, tratando-se sempre do custo mais significativo do sistema. Os custos com outros componentes elétricos assim como parâmetros relacionados com as taxas (*“soft costs – others”*), apresentam tendência para se manterem minimamente constantes, principalmente em sistemas de baixa potência.

No que toca a despesas com inversores e mão de obra verifica-se que apesar de terem participações menos significativas no custo total da tecnologia, também acompanharam a tendência para o decréscimo.

Quanto ao custo médio de produção do quilowatt hora de energia solar, tem-se verificado igualmente a queda do mesmo. Projeções baseadas em estudos das melhores práticas nesta indústria preveem que este indicador mantenha tendência para diminuir, podendo inclusive a partir de 2020 ultrapassar o carvão, conforme demonstra a Figura 8.

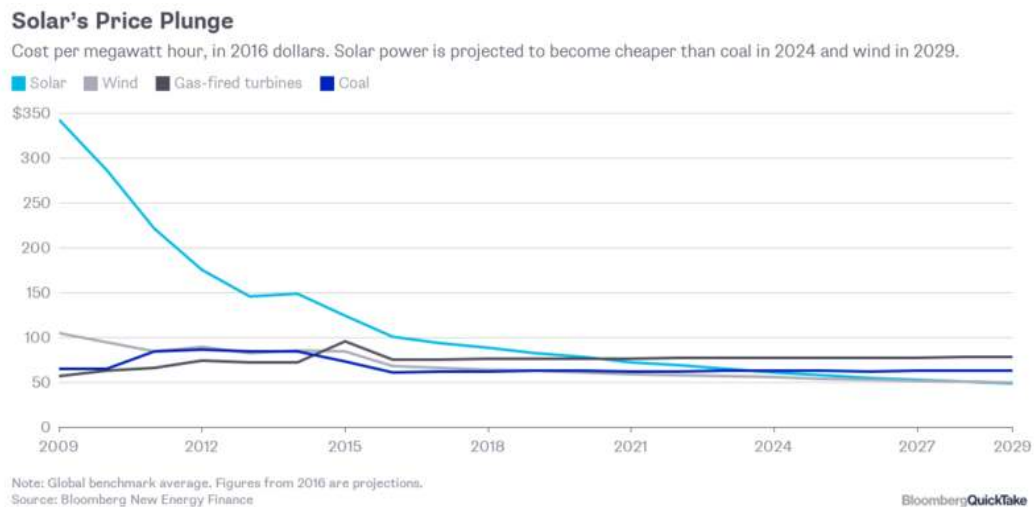


Figura 8 - Comparação de custos de produção de energia por fonte [17]

## 2.4. Enquadramento legal

A presente secção sintetiza os trâmites legais associados à instalação de uma UPAC e eventual venda à rede dos remanescentes de produção assim como, enuncia que outros tipos de legislação sustentam a elaboração deste projeto.

Como já referido, no âmbito do objetivo de aplicar um sistema de painéis fotovoltaicos, importa conhecer e cumprir os requisitos legais afetos a esta temática, nomeadamente no que toca à produção de energia elétrica através de fontes renováveis, respetivo tipo de utilização e eventual venda da mesma à RESP.

Foi através do Decreto de Lei nº153/2014 de 20 de outubro, publicado em Diário da República, que surgiu, em 2014, o conceito de UPAC, Unidades de Produção para Autoconsumo. Este documento oficial, “estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis” e ainda “o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis”, neste caso referindo-se às UPP.[18]

O mesmo documento foi em alguns pontos alvo de correções, nomeadamente pela portaria nº14/2015 de 23 de janeiro, na qual se concretiza com maior clareza os procedimentos a realizar no âmbito da necessidade anunciada pelo DL nº153/2014 em registar as UPAC em plataforma *online*. Esta portaria viria a ser também ligeiramente corrigida pela portaria nº 60-E/2015 de 2 de março.

Uma vez que o presente trabalho se foca na análise de projetos do tipo UPAC, o enquadramento legal do mesmo centra-se nas instalações deste tipo, na certeza de que as fontes utilizadas servem também de base a trabalhos relacionados com UPP.

Em primeira análise, estes documentos estabelecem a necessidade deste tipo de instalações, quer para autoconsumo quer para venda na totalidade à rede, serem registadas num portal eletrónico disponibilizado para o efeito, designado de SERUP, sistema eletrónico de registo de unidade de produção. Neste sentido, podem proceder ao registo das UPAC, os produtores cuja instalação cumpra com o requisito de que a potência instalada, isto é, “potência ativa e aparente, em kW e kVA, dos equipamentos de produção de eletricidade”, não seja superior a 2 vezes a potência de ligação, “potência máxima ou, no caso de instalações com inversor, a potência nominal de saída deste equipamento, em kW e kVA, que o produtor pode injetar na RESP”. [18]

Feito o registo no SERUP, o produtor de energia beneficia de alguns direitos e deveres, dos quais se destacam o direito a “ligar a UPAC à instalação elétrica de utilização após a emissão do correspondente certificado de exploração definitivo”, “consumir, na instalação elétrica de utilização a que se encontra associada a UPAC, a eletricidade gerada nesta, bem como exportar eventuais excedentes para a RESP” e ainda, “quando aplicável, celebrar contrato de venda da eletricidade proveniente da UPAC não consumida na instalação elétrica de utilização de eletricidade”. [18]

Está ainda previsto no DL nº153/2014 que a referida ligação da unidade de produção à instalação elétrica pode ser realizada em baixa tensão, a não ser que seja detetado impedimento técnico.

Quanto aos deveres do produtor, de realçar como mais importantes no âmbito deste projeto, os seguintes: “suportar o custo associado aos contadores que medem o total da eletricidade produzida pela UPAC, bem como o total da eletricidade injetada na RESP, quando a instalação elétrica de utilização a que se encontre associada se encontrar ligada à rede e a potência instalada da UPAC seja superior a 1,5 kW”, “pagar a compensação devida pela UPAC, nos termos previstos no artigo 25.º” e “dimensionar a UPAC de forma a garantir a aproximação, sempre que possível, da energia elétrica produzida com a quantidade de energia elétrica consumida na instalação elétrica de utilização”. [18]

Nota para o facto de aqui estarem realçados os direitos e deveres do produtor de energia por fontes renováveis de maior relevância para os aspetos base deste projeto, sabendo-se que estão também estabelecidos por lei os vários procedimentos inerentes ao registo, instalação, fiscalização, inspeção e certificação de equipamentos, envolvendo a DGEG, a entidade instaladora do sistema dimensionado e o comercializador de último recurso, com quem se estabelece o contrato de venda da eletricidade.

No que toca à contagem e disponibilização de dados nas unidades de produção para autoconsumo, estabelece o mesmo decreto-lei que “é obrigatória a contagem da eletricidade total produzida pela UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação de utilização associada se encontre ligada à RESP”, isto é, nos casos em que se pretender vender à rede o remanescente. Refere ainda, o modo como a mesma deve ser feita, devendo o equipamento de contagem estar capacitado para efetuar tele contagem. Outro requisito técnico que assumiu relevância neste trabalho é que “a contagem da energia fornecida pela UPAC à RESP e da energia adquirida ao comercializador pode ser realizada pelo mesmo equipamento desde que adequado para medir a contagem nos dois sentidos.” [18]

“Em caso de haver venda à rede, o contrato de venda pressupõe a seguinte remuneração:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (1)$$

Sendo:

- $R_{UPAC,m}$  – A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês ‘m’, em €;
- $E_{fornecida,m}$  - A energia fornecida no mês ‘m’, em kWh;
- $OMIE_m$  - O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês ‘m’, em €/kWh;
- m - O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.” [18]

O produtor de eletricidade por fonte renovável está ainda sujeito ao pagamento de uma compensação devida pelas unidades de autoconsumo.

“As UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração, calculada com base na seguinte expressão:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (2)$$



Sendo:

- $C_{UPAC,m}$  - A compensação paga no mês  $m$  por cada kW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo;
- $P_{UPAC}$  - O valor da potência instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração;
- $V_{CIEG,t}$  - O valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em € por kW, apurado no ano «t» nos termos do número seguinte;
- $K_t$  - O coeficiente de ponderação, entre 0% e 50%, a aplicar ao « $V_{CIEG,t}$ » tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Elétrico Nacional, no ano «t»;
- $t$  - O ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC;”[18]

No que diz respeito à restante legislação de apoio ao presente relatório, um dos cálculos importantes para a realização do mesmo era o do VAB da empresa. Este foi calculado tendo por base a legislação recomendada pela ADENE, nomeadamente o despacho (extrato) nº. 6472/2016, no qual a DGEG define o seguinte:

VAB = Vendas (SNC 71) + Prestações de serviços (SNC 72) + Proveitos suplementares (SNC 781) + Trabalhos para a própria empresa (SNC 74) — Custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas (SNC 61) — Fornecimentos e serviços externos (SNC 62) — Outros custos e perdas operacionais (SNC 688).[19]

A restante legislação que sustenta a realização do projeto relaciona-se com as auditorias energéticas e o sistema SGCIE. É através destas indicações legais que se estabelecem os indicadores energéticos a calcular e as metas a atingir pelas empresas, das quais se destaca que para consumidores intensivos de energia, acima dos 1000 tep, é objetivo reduzir em 6% os indicadores principais ao fim de 8 anos após a auditoria energética. Nota ainda para os incentivos do mesmo, nomeadamente a isenção de ISP em 1€/MWh, a qual está atualmente em vigor na ECCO. [20][21]

Referência também para o despacho da DGEG de maio de 2017 onde se estabelece a obrigação de utilização de relés de proteção homopolar para instalações UPAC de potência não inferior a 250 kW. Esta obrigação de utilização do equipamento prende-se essencialmente com a preocupação em proteger a rede elétrica de serviço público de eventuais picos de corrente que possam resultar da injeção, na mesma, dos excedentes de produção.[22]

Nota final para o DL nº73/2011 de 17 de junho, no qual se afirma que a responsabilidade da gestão de resíduos é da responsabilidade do produtor dos mesmos, podendo essa responsabilidade ser passada a entidades que façam recolha/tratamento dos mesmos.[23]

## 2.5. A unidade de produção para autoconsumo

Com a introdução do Decreto-Lei nº153/2014, previamente descriminado, a exploração de recursos renováveis em Portugal sofreu uma mudança de paradigma. Através deste tipo de unidade, a energia produzida com recurso a fonte renovável ou não, por parte do produtor individual, pode ser consumida diretamente nas instalações com necessidade de consumo energético. Eventuais excedentes de produção podem ser vendidos diretamente à RESP ou ainda armazenados sob a forma de baterias.

No caso concreto do presente relatório de estágio as soluções previstas de UPAC estudadas têm como fonte energética o recurso solar. Assim sendo, a eventual UPAC instalada tem como objetivo satisfazer as necessidades do consumo no período diário altura em que o recurso está disponível.

Paralelamente podem ser estudadas as diferentes variantes deste tipo de sistemas, considerando a autonomia total ou dependência da rede, o armazenamento em baterias e venda de excedentes à rede.

A Figura 9 apresenta de forma esquemática a configuração de uma UPAC com ligação preparada para venda de energia elétrica em excesso à rede. Tipicamente são utilizados módulos fotovoltaicos, inversores de corrente e eventualmente baterias para armazenagem da energia produzida em excesso.[24]



*Figura 9 - Esquema de montagem de uma UPAC [24]*

Tanto pela figura como pelo Decreto de Lei nº153/2014 se percebe que nos casos em que a instalação seja equipada para evitar desperdícios de produção sob a forma de injeção na RESP, a contagem pode ser efetuada por um contador bidirecional. Este permite controlar o resultado líquido da troca de energia entre o produtor e a rede nacional.

## 2.6. Parque Fotovoltaico

### 2.6.1. Módulos fotovoltaicos

A tecnologia de produção de energia elétrica por transformação da energia transmitida pela radiação solar foi desenvolvida com base na descoberta das células fotovoltaicas. Atualmente existem vários modelos de células deste tipo, sendo as mais comuns as células de silício do tipo monocristalino, policristalino ou amorfo. Este composto químico permite a transformação de energia solar em energia elétrica com eficiências a rondar os 15 a 20%. As células de silício monocristalino são obtidas a partir do corte de barras cilíndricas em forma de pastilhas quadradas. Já as policristalinas são produzidas por fusão de silício puro em moldes especiais. Por último, as células de silício amorfo são obtidas por deposição de camadas muito finas de silício em vidro ou metal e são as menos eficientes, logo as menos utilizadas no mercado.[25]

Com o objetivo de retirar o melhor rendimento possível das células fotovoltaicas, no maior tempo de vida possível das mesmas, surgiram os módulos fotovoltaicos. Estes podem ser ligados em série, paralelo ou numa associação mista. A associação em série permite aumentar os valores de tensão, mas a intensidade de corrente mantém-se constante. Esta associação de painéis solares em série permite garantir a tensão de arranque do inversor. Já a associação em paralelo aumenta o valor da intensidade de corrente e mantém constante o valor da tensão.

Ao acoplamento de painéis em série dá-se o nome de fileira ou *string*. As associações mistas são as tipicamente utilizadas e propostas pelas entidades instaladoras no sentido de proporcionar aos seus clientes a melhor produção possível. Nesta associação, as *strings* de módulos ligados em série são associadas em paralelo em configuração semelhante à da Figura 10. O requisito técnico é de que os módulos FV têm obrigatoriamente de ter as mesmas características técnicas e que cada *string* tem de ter exatamente o mesmo número de módulos.

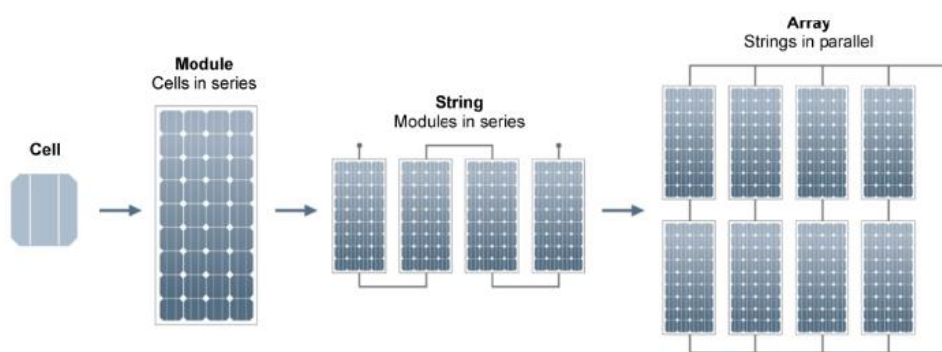


Figura 10 - Configuração de montagem dos módulos fotovoltaicos [26]

### 2.6.2. Montagem

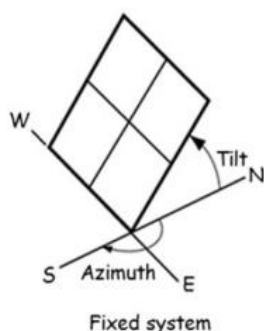
Entre os parâmetros mais importantes da instalação de um parque fotovoltaico está a orientação e inclinação dos módulos solares. É um facto que existem tecnologias que permitem a orientação automática dos painéis em função da posição do Sol e das condições climáticas. Estes sistemas conhecidos como seguidores, são normalmente utilizados nas grandes centrais fotovoltaicas de abastecimento da rede pública ou em centrais cujo objetivo seja alimentar uma

rede isolada da RESP. No entanto, em sistemas residenciais ou industriais, por norma colocados sob telhados, estes não se costumam aplicar, sendo a posição fixa e constante ao longo do ano.

A orientação e inclinação ótimas dos módulos é um debate para o qual as respostas tendem a não ser cientificamente exatas mediante o local da instalação. Quer-se com isto dizer que, para cada caso em concreto, é necessário avaliar as condições do local de instalação, quer técnicas, quer económicas, quer meteorológicas e decidir em conformidade.

Em todo caso, existem vários estudos acerca desta temática. Por norma, destaca-se a regra geral de que a inclinação dos módulos solares se relaciona com a latitude do lugar de instalação. Porém, para locais cuja latitude seja superior a 45 graus (Norte ou Sul), a regra tende a não ser tão cordial. Outra constatação é que a inclinação óptima dos painéis varia em função da altura do ano. Por norma, inclinações próximas de 0 graus são mais favoráveis em períodos de Verão enquanto que no Inverno, é mais favorável que o ângulo seja igual ou superior a 30 graus. [27][28]

No que toca à orientação, tecnicamente definida como Azimute, a discussão torna-se ainda menos clara. Neste parâmetro, a localização onde o sistema é implementado limita a escolha da orientação. Quando o local é situado no hemisfério Norte, os módulos devem ficar orientados para Sul enquanto que no hemisfério Sul é o oposto. Assim, regra geral, as instalações deste tipo fixam-se em orientações próximas dos 0 ou 180 graus em relação ao Sul, exceto em localizações com condições de exposição solar ou de telhado disponível muito particulares. A Figura 11 permite perceber de que forma se convencionam os ângulos de inclinação (tilt) e orientação. [29][30]



*Figura 11 - Convenção dos ângulos de orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos [29]*

## 2.7. Inversores

A ligação dos parques fotovoltaicos à rede elétrica a que se destinam dá-se, na maioria dos casos, em corrente alternada. No entanto, a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos é fornecida em corrente contínua. Neste sentido, as instalações deste tipo necessitam da introdução de equipamentos inversores de CC para CA com determinadas características.

A escolha dos inversores assume uma particular importância uma vez que o tamanho e número de fileiras de módulos FV é determinada em função da potência de saída dos módulos e em função das características dos inversores. Tipicamente, são possíveis 3 configurações distintas de instalação de inversores. A utilização de um único inversor central, inversores de fileiras ou inversores por módulo. [25]

Numa configuração de inversor central, este é o único elemento capaz de inverter a corrente contínua em alternada, ao qual são ligados todos os módulos FV. Estes são ligados em primeira instância à caixa de junção e posteriormente ao inversor. A aplicação desta configuração é, no entanto, limitada uma vez que uma falha no sistema por sombreamento ou por avaria de um módulo, provoca a total paralisação da produção de energia. Neste sentido, a sua aplicação torna-se mais eficaz em sistemas com poucos módulos fotovoltaicos e com pouca potência instalada.[25]

A configuração de inversor por fileiras é normalmente aplicada em sistemas de grandes potências, nomeadamente com aplicação industrial ou em grandes centrais de abastecimento da RESP. Cada *string* de painéis é assim associada ao seu inversor. Esta técnica minimiza as perdas causadas por sombreamentos ou avarias provocadas pelos díodos de *string* (equipamentos de proteção contra o sombreamento dos painéis) o que permite reduzir os custos e aumentar a eficiência e fiabilidade das instalações.[25]

Por último, a configuração em que é utilizado um inversor por cada painel FV. Esta é adequada a sistemas de baixas potências, logo muito utilizada no contexto habitacional. Isto deve-se ao facto de, para instalações de maior potência, o número de inversores se tornar demasiado elevado o que tornaria o investimento mais avultado. Além disso, o desempenho dos inversores torna-se menos eficiente do que quando a sua utilização é potenciada ao máximo, isto é, nas ligações em que há um inversor por cada *string*. [25]

## 2.8. O armazenamento de energia

Um dos grandes problemas na luta contra o uso de recursos fósseis para produção de energia elétrica prende-se com a dificuldade em armazenar a energia elétrica produzida através de recursos renováveis de forma barata, simples e com soluções de dimensões favoráveis, que ofereçam tempos de vida longos.

Os recursos renováveis como o Sol e o Vento são instáveis e limitam a produção de energia elétrica a determinadas condições climáticas ou períodos do dia. Desta forma, é de grande interesse que se consigam encontrar soluções de armazenagem de energia para que esta possa ser consumida nos períodos em que as fontes renováveis não permitam abastecer a rede elétrica.

Existem várias tecnologias que permitem o armazenamento de energia, nomeadamente os ultracondensadores, os sistemas mecânicos (*flywheel*) ou as baterias, estas com maior aplicação no âmbito do armazenamento de energia provinda de fontes renováveis.

As baterias de armazenagem de energia são uma tecnologia que teve os seus primeiros avanços em 1800. Estas são caracterizadas como primárias ou secundárias. As baterias primárias são fabricadas para serem descarregadas uma única vez e futuramente destruídas ou recicladas. Já as baterias secundárias, que surgiram poucos anos depois da primeira bateria, caracterizam-se por poderem ser recarregáveis. A reversibilidade do processo de conversão de energia nas baterias relaciona-se com a capacidade da tecnologia em transformar energia elétrica em química e vice-versa. No caso dos equipamentos primários, a energia está sob a forma química, é transformada em energia elétrica e a bateria chega ao fim do seu tempo de vida. Já no que toca a baterias secundárias, é possível fornecer energia elétrica que será armazenada sob a forma química e novamente transformada em energia elétrica quando consumida.[31]

As baterias primárias são mais flexíveis no que toca a aplicações em que a portabilidade seja um fator importante e que não necessitem de grandes quantidades de energia por longos períodos de tempo como por exemplo lanternas. Já as baterias recarregáveis estendem o seu campo de ação a equipamentos como computadores portáteis ou telemóveis. Ao nível industrial, comercial e no plano das energias renováveis, as recarregáveis são obviamente as tecnologias que melhor servem os interesses dos produtores e consumidores de energia.[31]

Dentro das tecnologias disponíveis existem as soluções recarregáveis cujos eletrólitos podem ser aquosos ou não aquosos. Do tipo secundário, existem as baterias não aquosas de íões de Lítio, atualmente as mais utilizadas, e ainda as de eletrólitos aquosos. São elas, as de Níquel-Cádmio, as de Níquel Metal e as de Chumbo-Ácido (acumuladores de chumbo).[31]

A aplicação destas soluções em grande escala depara-se, no entanto, com algumas limitações. As soluções já presentes no mercado são de dimensões e peso extremamente elevados. A exemplo disso existem as baterias de armazenagem de energia elétrica de alguns fabricantes integrados no mercado da energia solar fotovoltaica, nomeadamente marcas fornecedoras de inversores como a SMA ou a ABB, cujas soluções permitem o armazenamento de baixas quantidades de energia, requerem volumes na ordem do metro cúbico e massas a rondar a tonelada.[32][33]

Estas limitações relacionam-se principalmente com o parâmetro de densidade energética, isto é, a quantidade de energia que se consegue armazenar por unidade de massa ou de volume. Como se pode observar pela Figura 12, as tecnologias existentes permitem armazenamentos inferiores a 600 kWh/m<sup>3</sup> e inferiores a 200 Wh/kg. Isto reflete assim a necessidade de acoplar as baterias em sistemas muito pesados e de grandes dimensões.

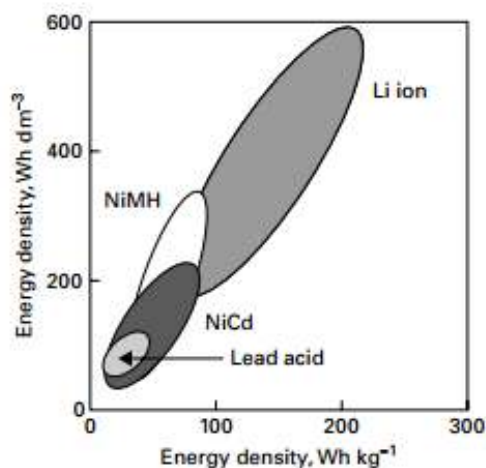


Figura 12 - Comparação das densidades de energia por tipo de bateria recarregável [31]

Para além disso, ecologicamente existem inúmeras preocupações com a produção e destruição ou reciclagem das baterias. Surge assim a necessidade de melhorar as baterias de maneira a que permitam a armazenagem de grandes quantidades de energia. Alcançar esse feito de forma económica e ecologicamente saudável é um dos maiores desafios do momento no âmbito das energias verdes pelo que o seu uso deve, atualmente, ser muito cuidadoso.[34]

## 2.9. A análise financeira de projetos

Investimento é normalmente reconhecido como o gasto associado a uma ação realizada no presente, tendo como objetivo final obter benefícios monetários durante um período de tempo futuro.

Por se tratar de um desembolso de quantias monetárias, importa aos investidores prever se as suas expectativas quanto aos lucros associados ao investimento vão ser cumpridas ou não e em que condições.

É neste sentido que a análise financeira de projetos se revela de enorme utilidade para clarificar a viabilidade económica de um determinado projeto. Através do cálculo de indicadores financeiros é então possível fornecer aos investidores um ponto de vista sobre as vantagens e desvantagens de cada proposta, ajudando assim na tomada de decisão sobre qual o melhor investimento a realizar.

Os indicadores financeiros que surgiram da necessidade de ajudar os investidores dividem-se em dois grupos. Os indicadores associados à rentabilidade, isto é, à geração de riqueza prevista por aplicação do projeto, ou os indicadores associados ao risco de investir em determinada aplicação.

Neste trabalho foram considerados para caracterização das diferentes propostas, 3 indicadores. O *payback* (tempo de recuperação do investimento), a TIR (taxa interna de rentabilidade) e ainda, o VPL (valor presente líquido ou valor atual líquido).

O valor presente líquido não é mais do que a transferência para o presente dos fluxos de caixa esperados no futuro. Para isso, utiliza-se uma taxa de desconto associada ao custo de oportunidade de aplicar o dinheiro num determinado investimento em detrimento de outro(s).

De forma matemática o VPL pode ser calculado conforme a equação 3.  $C_{f0}$  diz respeito ao montante investido e  $CF_j$  ao fluxo de caixa esperado para cada ano representado por  $j$ . TMA é a taxa mínima de atratividade (custo de oportunidade).

A taxa mínima de atratividade pode ser definida com base nas principais taxas de juro praticadas pelo mercado. Outra técnica utilizada é prever que esta taxa de desconto é igual à taxa de inflação praticada no país no momento em que se estuda a viabilidade económica do investimento.

$$VPL = -C_{f0} + \sum \frac{CF_j}{(1 + TMA)^j} > 0 \quad (3)$$

É visível na equação a preocupação em que o VPL seja superior a zero. Isto deve-se ao facto de que, se o VPL for positivo significa que durante o tempo de projeto definido, os fluxos monetários permitem não só recuperar o investimento como ainda, gerar riqueza. Caso este indicador de rentabilidade seja positivo, o investidor deve então continuar a considerar a possibilidade de investir.

A taxa interna de retorno pode ser vista como um indicador financeiro quer de rentabilidade, quer de risco. De forma muito simples, esta é a taxa ( $i$ ) à qual o VPL é igualado a zero.

$$VPL = \sum \frac{CF}{1+i} = 0 \quad (4)$$

Estabelece-se então obviamente, uma relação entre a TIR e a TMA. Do ponto de vista do retorno, se a TIR for superior à TMA significa que o dinheiro investido nesta aplicação é mais rapidamente recuperado do que se fosse aplicado noutro(s) investimento(s) que estabelecem o custo de oportunidade.

Já do ponto de vista do risco sabe-se que, se a TMA for superior à TIR, então não vale a pena investir no projeto. Se a TIR for muito afastada da TMA, então significa que o risco do investimento diminuiu consideravelmente.

O tempo de retorno, ou *payback*, é o outro indicador de risco. Por norma, é muito importante para o processo de tomada de decisão sobre os investimentos. Este indicador representa o tempo necessário para que os fluxos de caixa se tornem não negativos, isto é, o tempo necessário para recuperar o investimento.

Logicamente para um investidor, quanto menor for o tempo de retorno do capital investido maior é a probabilidade de este considerar a possibilidade de colocar o seu dinheiro em risco. Quanto mais próximo do tempo de vida do projeto estiver o *payback* menor é a probabilidade do mesmo se tornar atraente, uma vez que o risco associado aumenta e o período de tempo de geração de lucro retirado do projeto fica cada vez menor. [35]



## Capítulo III – A Empresa

### 3.1. Caracterização geral da empresa

#### 3.1.1. Dados gerais da empresa

A ECCO Portugal é uma empresa do ramo do calçado que iniciou a sua atividade em 1984. Pertencente ao grupo ECCO de origem dinamarquesa, referência mundial de produção e comercialização deste produto, a empresa portuguesa sofreu em 2012 uma remodelação que se traduziu em alterações de equipamentos antigos por novos ou mais eficientes. Através do processo de injeção de solas, a marca é mundialmente conhecida pelo conforto do seu calçado.

O complexo industrial Português é composto pelo edifício principal onde se localizam as áreas produtivas, zonas administrativas, cantina e balneários. Anexos ao edifício central, a ECCO dispõe de edifícios de apoio onde se encontram as oficinas, o posto de transformação e o gerador alternativo, a central de ar comprimido, entre outros.

Entende-se por áreas produtivas as zonas diretamente relacionadas com o produto fabricado que seguem a seguinte distribuição:

- *Hall 1*: Armazém e preparação da produção
- *Hall 2*: Zona de produção (4 mini fábricas)
- *Hall 3*: Produção de amostras (R&D)
- *Hall 4*: Armazém de amostras

*Tabela 1 - Dados gerais da empresa*

Nome	Ecco'Let (Portugal) Fábrica de Sapatos Lda
Localização	Rua Francisco Rocha 134 4520-605 S.Jão de Ver
Produto fabricado	Calçado
Número de trabalhadores	1240
Período de laboração	24horas/dia 5dias/semana 48semanas/ano
Turno 1	Das 6 às 14 horas
Turno 2	Das 14 às 22 horas
Turno 3	Das 22 às 6 horas

De acordo com o período de laboração anteriormente apresentado, de uma forma geral, a ECCO conta com um plano de férias que prevê 22 dias de paragem da fábrica. Normalmente, existem três semanas de paragem no mês de agosto, uma em dezembro e os restantes dias são referentes a algumas ocasiões especiais durante o ano. De notar que em algumas áreas, nomeadamente nas amostras e na logística, o plano de férias pode não seguir o plano geral, por forma a satisfazer as necessidades gerais da empresa como um todo. Estas informações assumem particular relevância por se refletirem nos perfis de consumo a analisar ao longo deste trabalho.



Figura 13 - Vista aérea das instalações da ECCO

Tabela 2 - Plano de férias praticado pela ECCO no ano de 2017

Mês	Dia	Observações	Nº de dias
janeiro	2	2ª Feira Ano Novo	1
fevereiro	27	2ª Feira Carnaval	1
abril	17	2ª Feira Páscoa	1
junho	16	6ª Feira	1
agosto	7 a 25	Semana 32,33 e 34	14
dezembro	26 a 29	Semana 52	4
Total			22

### 3.1.2. Processo produtivo

O processo produtivo da ECCO é caracterizado por duas vertentes principais. A produção (PRD) e as amostras (R&D). Por ano, a secção relativa à investigação e desenvolvimento representa, menos de 5% da totalidade dos pares de sapatos produzidos na empresa. Nesta área os modelos são afinados em função do processo de fabrico necessário para conceber determinado calçado desenvolvido pela equipa de designers. Nomeadamente a escolha das cores, tipo de pele, formação do molde e forma, gáspeas, testes ao sapato são alguns parâmetros afetos ao desenvolvimento de um novo produto. Quer numa secção quer noutra o processo de produção dos sapatos assenta na injeção das solas.

A secção da produção, o grande foco de trabalho, divide-se em 4 grandes grupos. Receção de materiais, Preparação de componentes, Produção e Despacho.

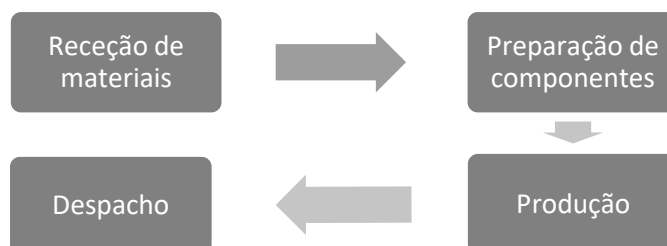


Figura 14 - Esquema do processo produtivo

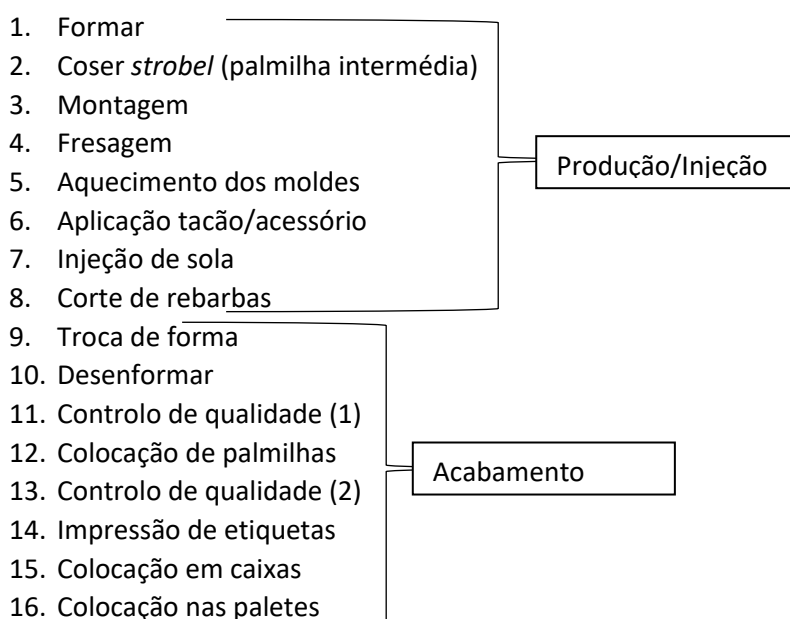
As duas primeiras fases ocorrem no *hall* 1, sendo recebidas e armazenadas as matérias primas na zona de armazém e posteriormente preparadas para a produção em diferentes carros, fazendo a distinção entre pé direito ou pé esquerdo, tamanhos e cores dos vários componentes do sapato final a produzir, nomeadamente as gáspeas.

Destaque para a secção propriamente dita de produção do calçado que ocupa grande parte do *hall* 2, do qual constam 4 mini fábricas. Nesta secção o grande foco do processo produtivo vai para a injeção das solas sendo que cada mini fábrica é o correspondente a uma linha de produção, sendo cada uma delas composta por, entre outras secções, uma máquina de injeção de 30 estações. Cada máquina é composta por 1 ou 2 injetores auxiliados por 8 tanques de abastecimento de onde constam os materiais necessários ao processo, isocianato e o polioliol. Quatro são tanques de trabalho e quatro de reserva e existem ainda os tanques relativos ao abastecimento das cores a introduzir no molde, para que a sola do sapato fique exatamente com a cor pretendida em função do modelo a fabricar.

O abastecimento dos tanques de material é normalmente realizado pelos tanques de reserva, por forma a que o tanque de trabalho não tenha que ser intervencionado e a produção não fique prejudicada por falta de matérias primas.

Ao polioliol utilizado é acrescentada uma dose de catalisador de forma a otimizar a reação química final entre os dois componentes. Por norma, esta mistura de polioliol e catalisador é realizada de forma manual antes do abastecimento dos tanques, à exceção de um tanque de reserva na mini fábrica 1 onde está a ser testado um sistema de abastecimento automático dos tanques de reserva, capaz de realizar a mistura. Este sistema permite que apenas seja necessário abastecer os tanques de polioliol e catalisador separadamente, trata de realizar a mistura e de abastecer os tanques de reserva que lhe estão associados.

Apesar de o grande destaque estar no processo de injeção das solas, as linhas de produção seguem toda uma série de operações até que por fim os sapatos sejam empacotados, etiquetados e embalados em paletes para expedição final. Estas operações, de forma resumida, caracterizam-se por:



Destaque ainda para a forma como o processo produtivo é auxiliado por robots, nomeadamente na fresagem e na aplicação do *spray* que garante a aderência de forma uniforme do poliuretano injetado ao molde. Estas aplicações ajudam a ilustrar a grande quantidade de automação e robótica aplicadas na otimização do processo de fabrico nesta empresa.

Após a fase de acabamento, decorre o embalamento e despacho, por norma realizado numa pequena secção do *hall* 1, onde consta uma pequena zona de armazém do produto acabado.

### 3.1.3. Matérias primas e resíduos

Como referido, no processo produtivo as matérias-primas utilizadas no processo de injeção são diferentes tipos de isocianato e polioliol assim como, catalisador. Do processo de mistura destes, resulta a formação do poliuretano final constituinte das solas. Da injeção de solas resulta também, a necessidade de corte de rebarbas de modo a que sola do sapato fique de acordo com o esperado no fim do fabrico. Neste sentido, surge do processo produtivo um significativo excedente de material, não utilizado.

Também na injeção existe a necessidade de, a cada injeção, limpar os componentes do injetor responsáveis pela introdução de material no molde, por forma a que não haja solidificação de material nos mesmos ou eventualmente mistura de cores. Assim, por cada injetor existe a recolha de material resultante das limpezas ou de possíveis injeções não conseguidas. Isto acontece porque após ocorrer a reação química e formação do poliuretano solidificado, os materiais já não podem ser reutilizados no processo em causa. Este é assim, o grande foco de resíduos resultantes de matérias primas utilizadas no processo de fabrico propriamente dito do sapato.

Então, do processo de injeção resultam resíduos de poliuretano relacionados com testes, corte de rebarbas, purgas dos sistemas aquando da mudança de cor, cujo destino encontrado, permite a valorização quer económica quer ambiental dos mesmos. Estes estão a ser reaproveitados por uma indústria corticeira para fabrico de materiais compósitos, evitando assim o seu depósito em aterros ou queima em incineradores e prolongando a sua utilização e tempo de vida.

Além destes, estão associados à exploração fabril resíduos de vários tipos. Desde o TPU, material termoplástico, a embalagens de plástico ou cartão, óleos, tintas, resíduos de águas resultantes de pequenos processos, passando pelas ferramentas metálicas, materiais têxteis como os couros, químicos associados ao acabamento ou ainda os tambores dos químicos (isocianato e polioliol) que podem ser lavados e reutilizados, sendo os restos de material tratados sob a forma de resíduos industriais catalogados como perigosos.

No âmbito da economia circular, preocupação dos dias de hoje com a preservação de recursos, a ECCO dispõe de uma metodologia para encaminhar os desperdícios e resíduos de material ao seu destino mais correto. Neste sentido, existe, no exterior da fábrica, uma zona destinada à recolha dos resíduos previamente separados, da qual constam depósitos devidamente identificados, para uma mais fácil organização do espaço e das recolhas realizadas pelas entidades contratadas.

Desta forma, em conformidade com a lei e o modo de operabilidade das entidades que recolhem e tratam estes materiais, a ECCO conta assim com uma política de separação de resíduos por forma a facilitar o encaminhamento dos mesmos, tentando providenciar os melhores aproveitamentos económicos e ambientais possíveis quer para si quer para a sociedade em geral.

Verifica-se, no entanto, que a reciclagem ou reutilização de matérias primas não tem aplicação direta na própria empresa. Quer-se com isto dizer que grande parte dos lixos decorrentes da atividade industrial praticada são encaminhados para o exterior, não havendo um reaproveitamento dos mesmos em processos aplicados na própria empresa.

Uma solução a ponderar seria a de reaproveitar parte dos resíduos de TPU, o poliuretano termoplástico. Este poderia ser triturado separado por cores e reaproveitado numa nova mistura deste componente aquando do fabrico de novas solas através deste termoplástico. Neste sentido, teriam de ser testadas as condições nas quais o mesmo seria reutilizado uma vez que o processo obrigaria sempre à presença de TPU original na grande maioria da mistura.

Esta é uma solução do conhecimento da empresa, no entanto, a grande maioria dos pares de sapatos produzidos tem como base o poliuretano típico resultante da mistura de isocianato e polioli, considerando-se assim mais rentável o encaminhamento dos resíduos de TPU de acordo com a restante política.

Posto isto, do ponto de vista da economia circular, importa realçar a solução encontrada com a indústria vizinha da cortiça, a qual permitiu encontrar um novo fim para o que se estimou serem cerca de 3 toneladas de material por semana, totalizando quase 150 toneladas anuais de reaproveitamento de resíduos para novos produtos com valor comercial.

### 3.2. Fontes energéticas utilizadas na empresa

Sendo a ECCO uma empresa com uma dimensão bastante assinalável, importa conhecer quais os grandes consumidores e fontes energéticas utilizadas, e perceber como é realizado o seu fornecimento ou abastecimento. Assim, passam-se a caracterizar as seguintes fontes: energia elétrica, gás natural, gás propano e gasóleo.

#### 3.2.1. Energia elétrica

Atualmente, a instalação fabril da ECCO é alimentada através de um posto da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) de média tensão (MT) assim como a respetiva medição de consumos é efetuada em MT. No posto de tensão, PT, encontram-se instalados 2 transformadores (EFACEC e SIEMENS) de 1000 kVA de Potência Nominal.



*Figura 15 - Fotografias dos transformadores da instalação no PT da empresa*

Existe ainda um gerador de emergência, marca *Petbow*, com 345kVA de potência nominal, alimentado a gásóleo. Este garante que, em casos de emergência, funcionem equipamentos essenciais caracterizados como prioritários, como as iluminações de emergência, iluminações do PT e edifícios adjacentes ou o abastecimento de água industrial.

Um último gerador, foi instalado recentemente, para assegurar que, em caso de incêndio, o fornecimento de água à rede isolada de incêndio não é comprometido.

Por forma a evitar o consumo de energia reativa, a instalação fabril está ainda equipada com duas baterias de condensadores. Uma situa-se no PT e a outra no *hall 2*.

Por último, referir que a ECCO controla ainda os consumos energéticos relacionados com energia elétrica através de vários contadores colocados ao longo da rede. Assim, existem 2 contadores gerais aplicados na saída dos transformadores e 27 contadores parciais nos pontos de maior interesse.

### 3.2.2. Gás natural

A utilização de gás natural na empresa é garantida pela *Galp Power* através de contrato estabelecido entre ambas as partes. A tarifa a que este recurso é comercializado é do tipo de pressão baixa. Este é utilizado essencialmente nos serviços de cantina e aquecimento de águas sanitárias.

### 3.2.3. Gás propano e Gasóleo

O gás propano é utilizado exclusivamente com os empilhadores através de botijas de gás fornecidas pela Galp. Já o gasóleo, serve para alimentar a frota de veículos da empresa, abastecida nos postos normais de combustível espalhados pela rede viária assim como para alimentar o gerador alternativo e máquinas de limpeza de materiais.

## 3.3. Maiores Consumidores Energéticos

### 3.3.1. Rede de ar comprimido

Para garantir uma linha de ar comprimido, a instalação fabril está equipada com 4 compressores (um deles desativado, embora ligado à rede), 2 secadores (um deles desativado) e um depósito. O depósito utilizado nesta instalação, da *Citergaz*, é caracterizado por ter como pressão máxima 10 bar e uma capacidade para 1100 litros de ar.

Para além disso, de acordo com o processo produtivo e as necessidades da ECCO, estão tipicamente definidas as seguintes condições de utilização:

Compressor GA 90+:

- Em carga nos dias úteis das 7h25min às 17h05min;
- Set-point para entrada do modo de funcionamento “em carga” 6,7 bar;
- Set-point para entrada do modo de funcionamento “vazio” 7,2 bar;

Compressor GA 30 VSD+:

- Gerador de velocidade variável;
- Normalmente em carga no mesmo período do compressor GA 90+ (auxiliando entre os 6,7 e os 6,9 bar);
- Sábados e Domingos funciona no segundo regime de carga (5,6 a 6,1 bar);

Compressor GA 90 VSD:

- Gerador de velocidade variável;
- Durante os dias úteis entre as (7h35min e as 16h55min), caso a pressão por algum motivo baixe até aos 5,3 bar (regime de pressão 2), entra em funcionamento, auxiliando o GA 90+ e o GA 30 VSD+;
- No restante dos dias úteis trabalha no regime de pressão 1 (6,7 bar);
- Sábados até as 14 horas regime de pressão 1;
- Restante Sábado e Domingo regime de pressão 2;

Secador *Atlascopo*:

- Trabalha 24 horas por dia;

*Tabela 3 - Características dos compressores da instalação fabril*

Compressores			
Marca	<i>Atlascopo</i>		
Modelo	GA 90 +	GA 90 VSD	GA 30 VSD+
Potência nominal kW	100	90	30
Pressão máx bar	8,5	13	13
Capacidade l/s	280	284,5	97,4
Vel. rotação rpm	1490	3480	7400



*Figura 16 - Fotografias aos compressores GA30VSD+ e GA90+*



Figura 17 - Fotografias ao compressor GA90VSD e ao secador atlascopo

### 3.3.2. Iluminação

A rede de iluminação da empresa caracteriza-se por 2 grandes grupos. A iluminação fluorescente e a iluminação LED. Nas áreas administrativas, edifícios sociais, corredores, e zonas produtivas (iluminação sobre as áreas de trabalho) são utilizadas lâmpadas fluorescentes do tipo T5 por toda a fábrica. Já no que diz respeito à iluminação do tipo LED, para além dos corredores exteriores, esta está aplicada na iluminação em altura, no *hall* 1, 2, 3 e 4 da seguinte forma:

Tabela 4 - Síntese da iluminação em altura presente na instalação fabril

Pavilhão	Hall 1	Hall 2	Hall 3	Hall 4
Potência por luminária W	120	85	85	120
Controlo	Automático	Automático	Automático	Manual

Entende-se por controlo automático, o controlo da iluminação no *hall* 1,2 e 3, uma vez que foi implementado um sistema de automatização e controlo crepuscular da iluminação, de forma a que esta desligue nas pausas e quando não for necessária a atuação de luz artificial por ter sido atingido o nível de luminosidade estipulado. Este estudo foi realizado internamente de forma a que os controladores crepusculares detetem se é possível desligar algumas luzes, nomeadamente nas zonas afetas a corredores de circulação.

### 3.3.3. Injeção e aspiração

A injeção propriamente dita é um processo que acarreta uma série de tarefas auxiliares. Assim, cada mini fábrica assume-se como um consumidor relevante de energia da ECCO, muito devido à zona de injeção, pese embora toda a fase de acabamento também contribua. Conforme visto anteriormente, constam da injeção muitos equipamentos essenciais ao fabrico das solas. Em particular, destaque para os consumos de energia imprescindíveis à qualidade do poliuretano que justificam em parte o porquê de aos fins-de-semana a fábrica apresentar consumos consideráveis. Estes relacionam-se com bombas de circulação das pastas de cor e dos materiais, isocianato e polioliol, o aquecimento dos tanques, uma vez que a estes químicos estão associadas temperaturas



de trabalho na casa dos 30/40 graus e ainda os misturadores para garantir que as pastas e misturas de material com catalisador não solidificam, mantendo a homogeneidade. Assim, as 4 mini fábricas são um consumidor de energia permanente ao longo dos 365 dias do ano.

No que toca a aspiração, os principais sistemas estão situados no *hall* 2 e 3. Tipicamente a aspiração é realizada nos robots de fresar, nas máquinas de injeção e no acabamento, aspirando pós e solventes decorrentes do processo produtivo. No âmbito da eficiência energética está em curso a substituição dos motores do *hall* 2 de categoria IE2 por equivalentes na categoria IE3, melhorando a eficiência da aspiração. No *hall* 3, os motores instalados ainda são todos de categoria IE2. Os ventiladores possuem variadores de velocidade por forma a adaptar a ventilação às necessidades da empresa.

Por norma, os equipamentos de extração operam em regime automático, estando estabelecidas as pausas dos mesmos em função das pausas da produção, por forma a economizar energia. Assim, em cada turno, os ventiladores podem parar durante 35 minutos nos dias de trabalho normal. Aos fins-de-semana, havendo pausa dos trabalhos podem também ser desligados os motores de aspiração. Já a aspiração do *hall* 3 apenas funciona em função do horário de trabalho da secção de amostras em turno único durante a semana e aos sábados. A Tabela 5 apresenta uma síntese de informação acerca da potência de carga máxima de cada motor presente no *hall* 2 e a Tabela 6, o equivalente para o *hall* 3.

*Tabela 5 - Informações sobre os motores de aspiração do hall 2*

	Robot fresar	Máquinas 1 a 4 (pó)	Máquinas 1 e 2 Acabamentos (solventes)	Máquinas 1 e 2 Centro de máquinas (solventes)
Quantidade	1	4	2	2
Potência nominal unitária (kW)	22	15	30	30

*Tabela 6 - Informações sobre os motores de aspiração do hall 3*

	Robot fresar	Máquina (solventes)	Acabamentos (solventes)	Acabamentos (pó)
Quantidade	1	1	2	1
Potência nominal unitária (kW)	18,5	37	30	15



*Figura 18 - Fotografias dos motores de aspiração de solventes do hall 3*

### 3.4. Caracterização energética e da produção

#### 3.4.1. Consumos globais de energia

Feita a caracterização geral da empresa, importa perceber como esta se comporta ao nível energético. Para futuro do relatório será analisado com maior detalhe o ano de 2017. Ainda assim, apresenta-se, para além da caracterização anual e mensal desse ano, a evolução dos consumos globais da ECCO e a análise da fatura energética nos custos de exploração no período entre 2014 e 2017. As 4 fontes de energia consumidas são a energia elétrica, gás natural, gás propano e gasóleo, como visto anteriormente. Para uma melhor classificação dos consumos, assumiram-se os seguintes fatores de conversão [36][37]:

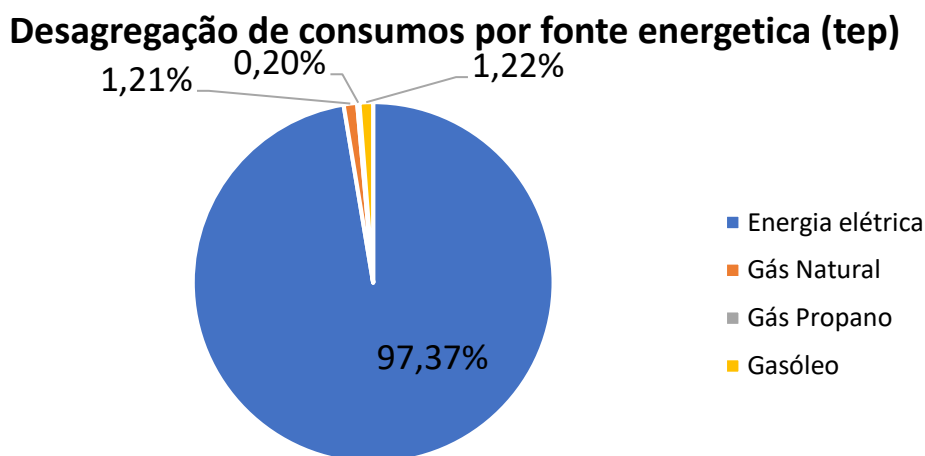
*Tabela 7 - Fatores de conversão das unidades de consumos energéticos*

Fonte de Energia	MJ/kg	tep/kWh	tep/t	kgCO <sub>2</sub> /kWh	kgCO <sub>2</sub> /tep	GJ/kWh	Kg/m <sup>3</sup>
Energia elétrica	-	0,000215	-	0,47	-	0,0036	-
Gás Natural	45,1	-	1,077	-	2.683,7	-	0,840
Gás Propano	47,3	-	1,130	-	2.637,7	-	-
Gasóleo	43,3	-	1,034	-	3.098,2	-	835

Através de dados fornecidos pela ECCO relativos à faturação e a medições internas de controlo, foi possível discriminar todos os consumos energéticos. De seguida, apresenta-se um resumo anual (Tabela 8 e Figura 19) e a respetiva distribuição mensal dos consumos totais (Tabela 9), nas diferentes formas de quantificação.

*Tabela 8 - Quantidades consumidas, custos e emissões das 4 fontes de energia em 2017*

Fonte de Energia	Quantidade consumida	tep	custo (€)	tCO <sub>2</sub>
Energia elétrica (kWh)	4.927.315,00	1.059,37	522.437,16	2.315,84
Gás Natural (toneladas)	12,25	13,20	8.682,10	35,42
Gás Propano (toneladas)	1,89	2,14	3.682,44	5,64
Gasóleo (toneladas)	12,84	13,27	15.496,06	41,12
Totais		1.087,98	550.297,76	2.398,02



*Figura 19 - Desagregação dos consumos de 2017 por fonte energética em tep*

Tabela 9 - Desagregação mensal dos consumos, custos e emissões totais (2017)

Mês	Consumos		Custos	Emissões
	tep	%	€	tCO <sub>2</sub>
janeiro	90,26	8,3%	43.617,42	199,02
fevereiro	103,49	9,5%	50.335,52	227,95
março	84,59	7,8%	41.557,70	186,73
abril	95,54	8,8%	47.905,69	210,47
maio	87,42	8,0%	44.868,61	192,66
junho	90,46	8,3%	46.379,82	199,47
julho	98,67	9,1%	50.745,83	217,27
agosto	66,15	6,1%	34.331,73	146,04
setembro	87,14	8,0%	45.556,39	192,03
outubro	94,13	8,7%	49.305,48	207,38
novembro	93,58	8,6%	47.387,19	206,26
dezembro	96,55	8,9%	48.306,39	212,73
Total	1.087,98	100,0%	550.297,76	2.398,02

De realçar que o consumo total de energia em 2017 foi de 1087,98 tep, o que representa uma redução de 2,6% quando comparado com o valor de 2014, 1117 tep, presente no relatório de auditoria de 2015, constatando o decréscimo visualizado no gráfico da Figura 20. Em termos de custos totais de exploração de energia, a desagregação por fonte utilizada reflete o comportamento de consumos como se pode verificar pela Figura 21.

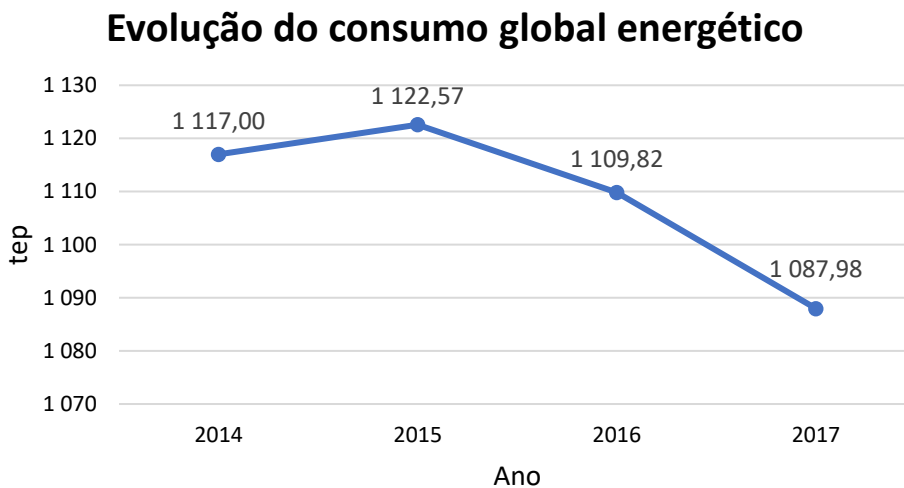


Figura 20 - Evolução do consumo global energético entre 2014 e 2017

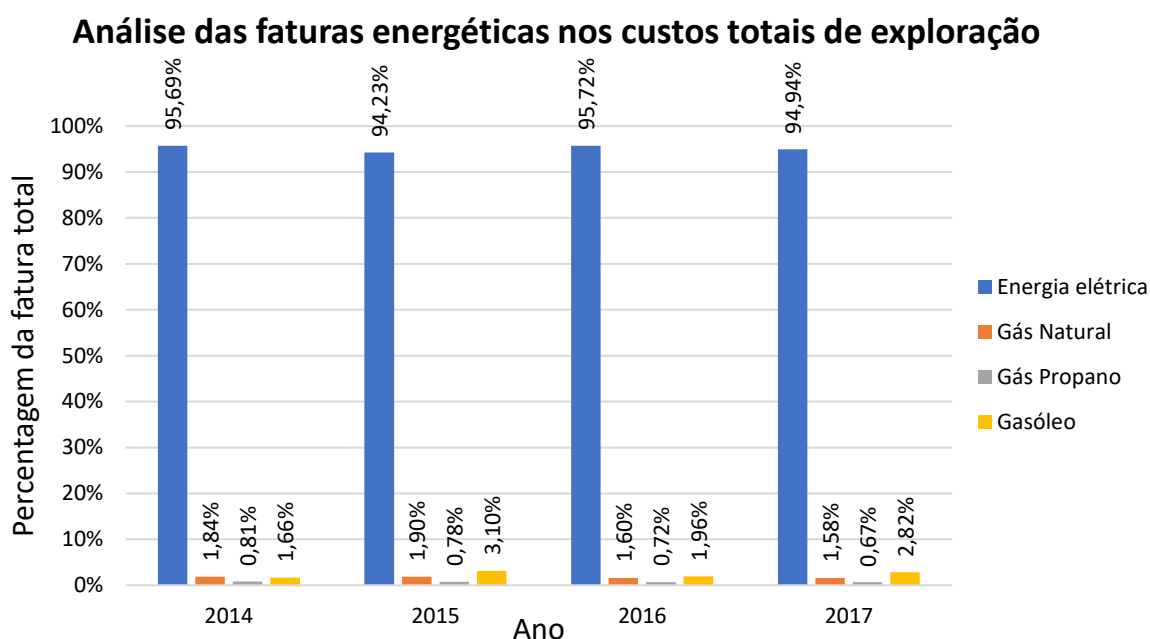


Figura 21- Análise das faturas energéticas nos custos totais de exploração energética

### 3.4.2. Consumo de energia elétrica

Por norma, a energia elétrica é fornecida à ECCO por um comercializador, através de um contrato de fornecimento em Média Tensão-MT, sendo o tarifário adotado, o ciclo semanal com feriados, opção do cliente. A potência instalada é de 2200 kVA e a potência contratada de 1210 kW.

Segundo relatório de auditoria energética de 10/03/2015, a ECCO tinha na energia elétrica a fonte de energia primária mais utilizada, representando cerca de 98% dos consumos globais, valor que se manteve em 2017. Dados relativos à faturação do ano de 2014, com início em 21/12/2013 e término em 20/12/2014, revelaram que só com energia elétrica a empresa consumiu 5 108 708 kWh, o que equivale a 1098,4 tep.

Após implementação de várias medidas de eficiência energética, os consumos relacionados com energia elétrica sofreram alterações. Assim, apresenta-se na Tabela 10 o quadro resumo dos consumos mensais de energia elétrica ativa (kWh, tep e GJ) assim como os custos e emissões associadas, relativo a 2017.

Tabela 10 - Desagregação mensal dos consumos, custos e emissões (Ene.Elet. 2017)

Mês	Consumos	Custos	Emissões
	tep	€	tCO <sub>2</sub>
janeiro	88	41.148	192
fevereiro	101	47.882	221
março	82	38.833	179
abril	93	45.573	204
maio	85	42.417	186
junho	88	43.866	192
julho	96	48.517	211
agosto	64	32.492	140
setembro	85	43.435	186
outubro	92	47.058	201
novembro	91	45.058	199
dezembro	94	46.158	206
TOTAL	1.059	522.437	2.316

Apesar do período de férias de maior duração se situar em 3 semanas do mês de agosto, os consumos de energia não decrescem para um terço dos valores típicos. Isto deve-se ao facto de que durante este período de férias existem áreas como o *R&D*, serviços sociais, logística e serviços de manutenção de máquinas que se mantêm em funcionamento.

De seguida, apresenta-se a desagregação dos consumos elétricos em função dos diferentes períodos horários, respetivos ao atual tarifário em vigor na empresa, o tarifário opcional para clientes de média tensão. Este segue a distribuição apresentada na Figura 33 que será alvo de estudo mais detalhado futuramente, sendo de realçar desde já que, no Verão, são consideradas menos 2 horas de Ponta do que no Inverno e que se verifica o contrário nas horas de Cheio em dias semanais. Aos fins-de-semana o número de horas é idêntico.

De notar, que a grande maioria dos consumos se concentra no período de Cheio, representando 54% da energia elétrica despendida no total. Nos restantes horários, verifica-se uma distribuição equitativa dos consumos em torno dos 15% cada.

Tabela 11 - Consumos mensais de energia elétrica por tarifário em 2017

Mês	Ponta [kWh]	Cheio [kWh]	Vazio [kWh]	Super Vazio [kWh]	TOTAL [kWh]
janeiro	67.360	214.678	70.180	55.853	408.071
fevereiro	78.100	243.380	84.305	63.668	469.453
março	64.725	196.908	65.008	53.920	380.561
abril	62.425	237.093	73.705	60.340	433.563
maio	52.938	211.203	76.000	56.000	396.141
junho	57.053	223.773	72.530	55.375	408.731
julho	62.500	250.573	73.030	62.225	448.328
agosto	34.635	159.855	61.855	42.188	298.533
setembro	57.242	223.908	61.998	51.872	395.020
outubro	59.932	236.575	72.678	57.782	426.967
novembro	66.875	222.402	76.728	57.702	423.707
dezembro	73.075	231.330	74.890	58.530	437.825
TOTAL	736.860	2.651.678	862.907	675.455	4.926.900

## Desagregação dos consumos de Energia Elétrica por tarifário

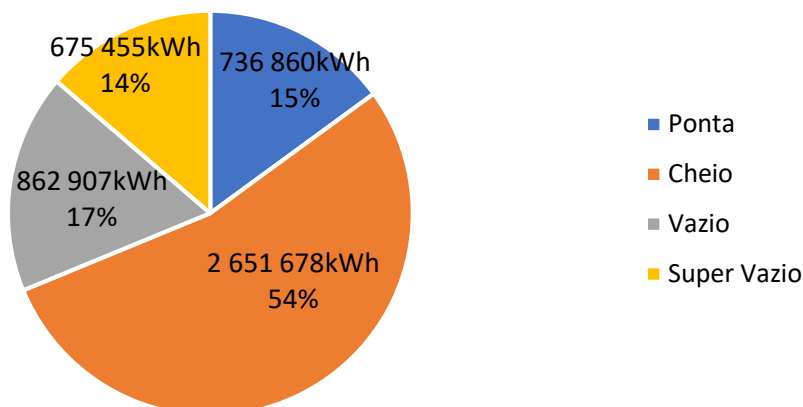


Figura 22 - Desagregação dos consumos de energia elétrica por tarifário (2017)

Da mesma forma, apresenta-se de seguida, a desagregação de custos relativos à energia ativa consumida no ano de 2017, pelos diferentes tipos de horário. Nota para o facto de que o contrato de fornecimento de energia elétrica, sofreu uma alteração em julho de 2017. O fornecimento era garantido pela *EDP Comercial* tendo sido substituído pela *Galp Power*. Desta forma, foram tidas em conta as tarifas contratadas e devidamente apresentadas para o cálculo destes custos, isto é o preço por kWh em função do horário estabelecido.

Tabela 12 - Custos com energia ativa e acesso às redes praticados em 2017

Contrato	Período	Ponta [€/kWh]	Cheia [€/kWh]	Vazio [€/kWh]	Super Vazio [€/kWh]
EDP Comercial	21/12/2016 a 31/12/2016	0,10250	0,09570	0,0645	0,06130
	01/01/2017 a 31/03/2018	0,10150	0,09490	0,0641	0,06080
	01/04/2018 a 30/06/2018	0,10120	0,09460	0,0640	0,06100
GALP Power	01/07/2018 a 30/09/2018	0,10504	0,09642	0,0686	0,06355
	01/10/2018 a 20/12/2018	0,10534	0,09672	0,0687	0,06335
Média	Ano de 2017	0,10312	0,09567	0,0660	0,06200

Assim, os custos associados, apresentados na Tabela 13, revelam que quase 60% dos mesmos se encontram situados no horário de cheia, representando cerca de 50% da fatura da empresa. De notar ainda que, a energia ativa representa 82% dos gastos totais com energia elétrica. Na Figura 23 pode-se ver a desagregação de custos de energia elétrica ativa em 2017.

Tabela 13 - Custos mensais por tarifário com energia elétrica em 2017

Mês	Ponta [€]	Cheia [€]	Vazio [€]	Super Vazio [€]	TOTAL [€]
janeiro	6.861	20.434	4.508	3.406	35.209
fevereiro	7.927	23.097	5.404	3.871	40.299
março	6.570	18.687	4.167	3.278	32.702
abril	6.324	22.454	4.720	3.676	37.174
maio	5.357	19.980	4.864	3.416	33.617
junho	5.774	21.169	4.642	3.378	34.962
julho	6.477	23.997	4.906	3.899	39.279
agosto	3.638	15.413	4.243	2.681	25.976
setembro	6.013	21.589	4.253	3.296	35.151
outubro	6.307	22.858	4.991	3.664	37.820
novembro	7.045	21.511	5.271	3.655	37.482
dezembro	7.698	22.374	5.145	3.708	38.925
TOTAL	75.991	253.562	57.114	41.929	428.596
%Fatura	15%	49%	11%	8%	82%

### Desagregação de custos com Energia Elétrica ativa por tarifário

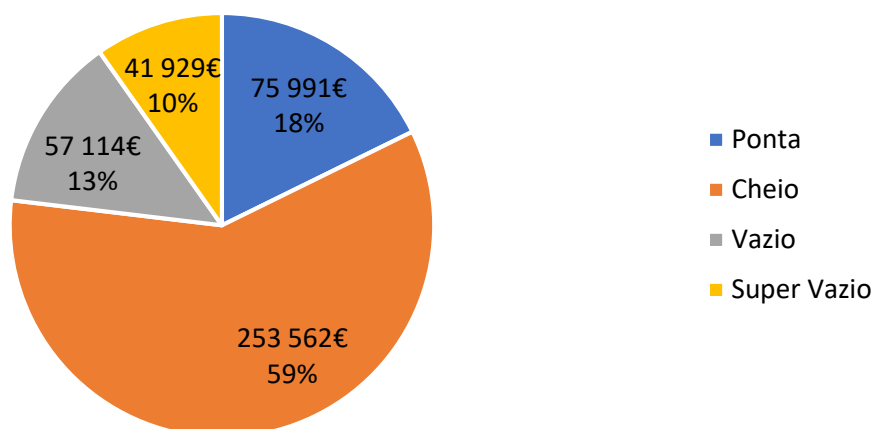


Figura 23 - Desagregação de custos com energia elétrica ativa por tarifário (2017)

Na Tabela 14 apresentam-se os gastos compreendidos com Potência em Horas de Ponta, Potência Contratada e Energia Reativa. De notar que o valor de imposto a aplicar sobre a eletricidade consumida, o ISP, é descontado dos custos. Um incentivo previsto no âmbito do SGCIE, faz com que em 2017 não se tenha verificado qualquer custo deste tipo, ao contrário de 2014, altura em que a empresa foi auditada.[21]

Tabela 14 - Custos mensais com PC, PHP e energia reativa em 2017

Mês	PHP [€]	PC [€]	Energia Reativa [€]	Total [€]
janeiro	4.552	1.387	0	5.939
fevereiro	6.090	1.489	4	7.583
março	4.786	1.345	0	6.131
abril	6.906	1.489	0	8.396
maio	7.358	1.441	0	8.800
junho	7.414	1.489	1	8.904
julho	7.502	1.441	3	8.946
agosto	4.726	1.489	0	6.215
setembro	6.792	1.489	0	8.281
outubro	7.537	1.441	0	8.978
novembro	6.084	1.489	0	7.573
dezembro	5.790	1.441	0	7.231
TOTAL	75.537	17.431	9	92.977
%Fatura eletricidade	14%	3%	0%	18%

### 3.4.3. Consumo de Gás Natural

Dadas as necessidades de aquecimento nas áreas anteriormente anunciadas, e sendo o consumo de gás natural o mais significativo entre as restantes fontes para além da energia elétrica, a ECCO registou em 2017 os seguintes dados:

Tabela 15 - Consumos, custos e emissões mensais associadas ao gás natural (2017)

Mês	Consumos		Custos	Emissões
	m³	tep	€	tCO <sub>2</sub>
janeiro	1.360	1,2	861,2	3,3
fevereiro	1.385	1,3	882,0	3,4
março	1.558	1,4	994,4	3,8
abril	1.167	1,1	762,2	2,8
maio	1.037	0,9	818,8	2,5
junho	1.415	1,3	909,5	3,4
julho	1.019	0,9	569,2	2,5
agosto	867	0,8	425,1	2,1
setembro	1.011	0,9	515,2	2,5
outubro	1.120	1,0	583,3	2,7
novembro	1.290	1,2	665,1	3,1
dezembro	1.358	1,2	696,1	3,3
Total	14.587	13,2	8.682,0	35,4

### 3.4.4. Consumo de Gás Propano

O consumo de gás na ECCO estende-se ainda, para além do gás natural, ao gás propano. De seguida, apresentam-se os consumos relacionados com o gás propano em toneladas, tep, os custos associados e as emissões.



Tabela 16 - Consumos, custos e emissões mensais associadas ao gás propano (2017)

Mês	Consumos		Custos	Emissões
	toneladas	tep	€	tCO <sub>2</sub>
janeiro	0,165	0,186	317,07	0,492
fevereiro	0,143	0,162	280,49	0,426
março	0,220	0,249	439,02	0,656
abril	0,143	0,162	278,86	0,426
maio	0,176	0,199	341,46	0,525
junho	0,165	0,186	312,52	0,492
julho	0,198	0,224	368,78	0,590
agosto	0,066	0,075	122,93	0,197
setembro	0,165	0,186	314,47	0,492
outubro	0,187	0,211	373,17	0,557
novembro	0,187	0,211	373,17	0,557
dezembro	0,077	0,087	160,49	0,230
Total	1,892	2,138	3.682,44	5,639

#### 3.4.5. Consumo de gasóleo/diesel

A ECCO dispôs em 2017 de uma frota de 12 carros e 2 carrinhas, o gerador de emergência e máquinas de limpeza de alta pressão como fontes consumidoras de gasóleo. Na impossibilidade de quantificar mensalmente, apresentam-se os consumos totais registados no ano de 2017:

Tabela 17 - Consumos, custos e emissões anuais relativos ao uso de gasóleo (2017)

2017	Consumos		Custos	Emissões
	m <sup>3</sup>	tep	€	tCO <sub>2</sub>
Totais	15,37	13,27	15.496,06	41,12

#### 3.4.6. Produção

Do relatório de 2015, relativo ao período de referência de 2014, constava a distribuição mensal do número de pares de sapatos produzidos na ECCO, contabilizando um total de 2.389.003, distinguindo as diferentes secções (*Uppers*, Produção e R&D). A secção denominada de *Uppers* era relativa a uma linha de produção de gáspeas utilizada à data da contabilização.

No mesmo sentido em que se verificaram esforços de redução de consumos energéticos, a empresa cresceu também substancialmente ao nível da produção. Em 2017 foram produzidos na totalidade 3.052.213 pares de sapatos na ECCO (Tabela 18). Este valor representa um total entre produção geral e modelos desenvolvidos na secção R&D. Isto representa um aumento de cerca de 27% da produção em 3 anos. Este crescimento foi gradual conforme se pode ver graficamente na Figura 24.

Tabela 18 - Distribuição mensal da produção em pares de sapatos no ano de 2017

Mês	Produção
janeiro	281.859
fevereiro	247.181
março	300.101
abril	234.324
maio	286.352
junho	269.231
julho	280.856
agosto	109.262
setembro	285.708
outubro	278.070
novembro	281.301
dezembro	197.968
Total	3.052.213

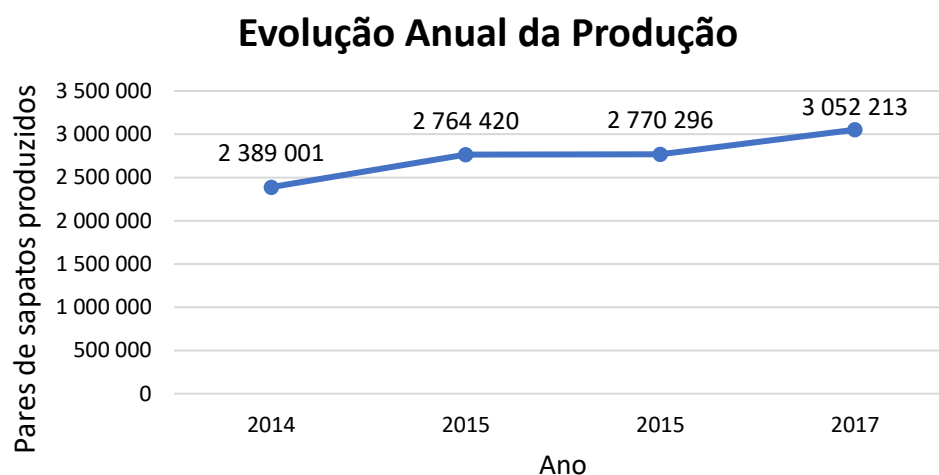


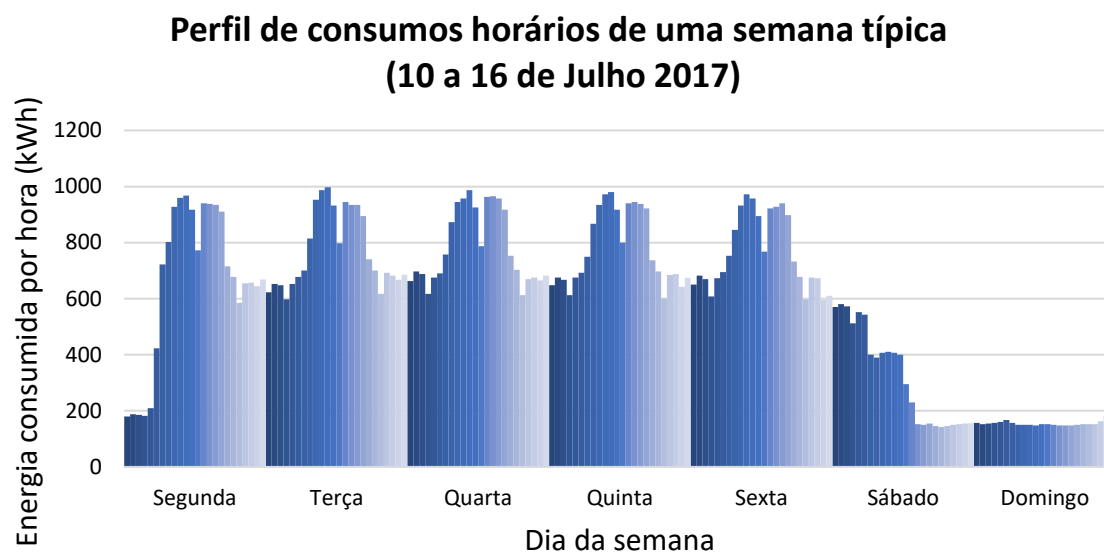
Figura 24 – Evolução anual da produção de pares de sapatos entre 2014 e 2017

### 3.4.7. Perfis de consumo de energia elétrica

Retomando o foco para os consumos energéticos relativos à energia elétrica, importa ainda apresentar os perfis de carga globais da instalação fabril. Diariamente, em intervalos de 15 minutos é registado o valor da potência ativa média requerida à rede, durante esses instantes. Assim, apresentam-se graficamente os perfis típicos de consumo de uma semana de trabalho normal nos períodos de Inverno e Verão e ainda uma semana típica relativa ao período de férias de agosto. Estes foram obtidos multiplicando os valores de potência pelos intervalos de tempo e somando por forma a obter distribuições horárias de consumo de energia elétrica, isto é, apresenta-se a energia consumida em cada hora dos 7 dias da semana.

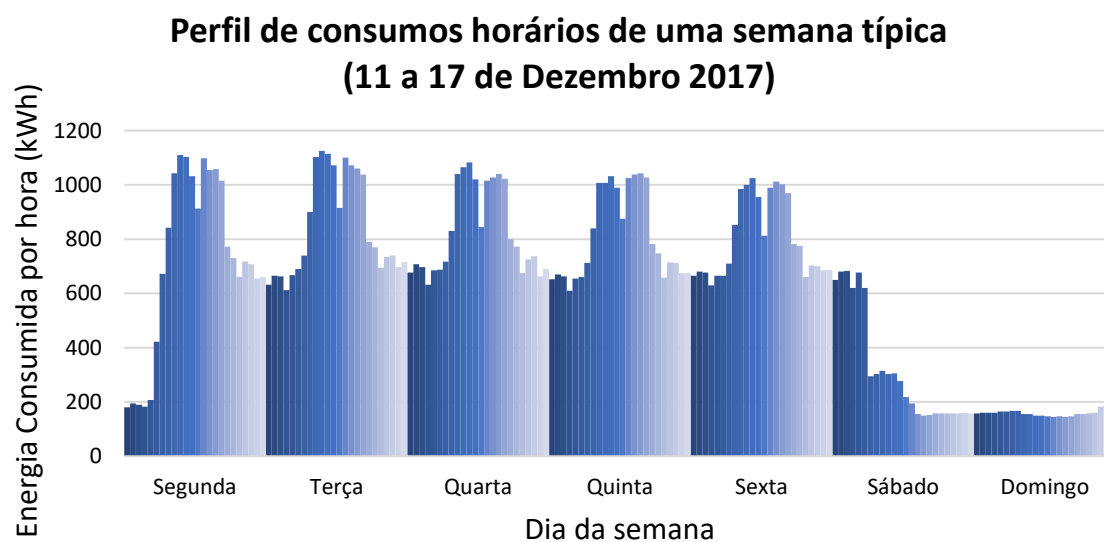
Consolidando o conhecimento acerca dos perfis de consumo de energia elétrica apresenta-se também, o gráfico de comparação entre uma semana típica de Inverno e de Verão analisando os consumos de energia elétrica em kWh ao longo dos três turnos num dia típico de semana, um sábado e um domingo.

## Verão



*Figura 25 - Perfil de consumos de energia elétrica numa semana típica de Verão*

## Inverno



*Figura 26 - Perfil de consumos de energia elétrica numa semana típica de Inverno*

## Férias de Verão

### Perfil de consumos horários de uma semana típica de férias (7 a 13 de Agosto)

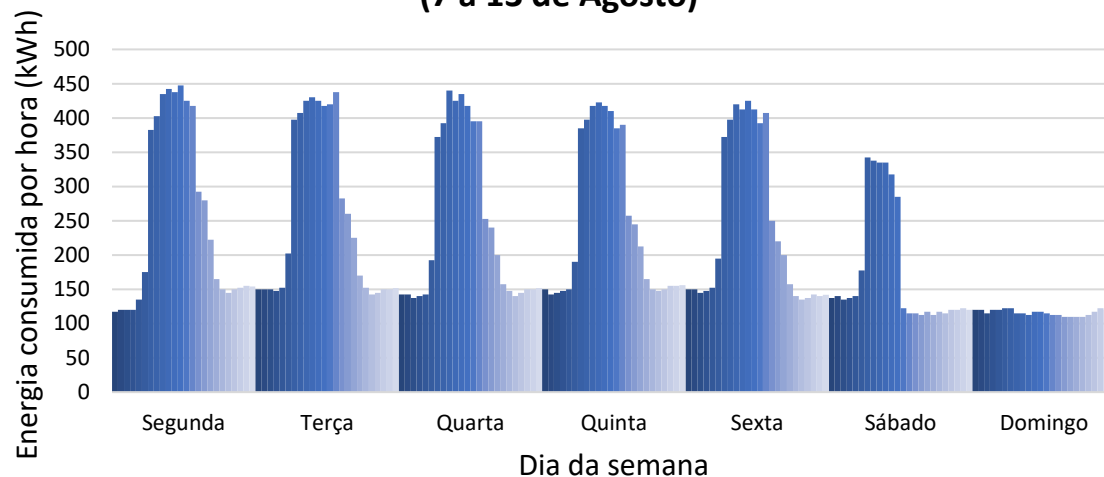


Figura 27 - Perfil de consumos de energia elétrica numa semana típica de férias

### Comparação de perfis de consumo de energia elétrica entre Inverno e Verão (Energia)

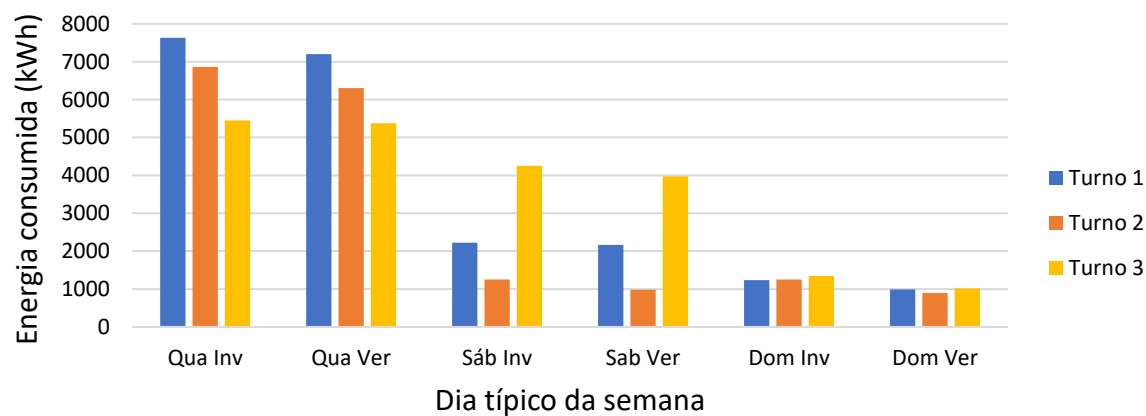


Figura 28 – Consumos típicos de energia elétrica nos 3 turnos de trabalho

### 3.4.8. Desagregação dos consumos energéticos por sector

Através de dados recolhidos internamente por ação dos contadores, é possível desagregar os consumos de energia elétrica, fazendo a divisão entre Produção, R&D, Escritórios, Edifícios Sociais, Compressores e Outros.

Desta forma, o setor produtivo caracteriza-se por:

- Produção (PRD) → consumos verificados no *Hall2*, *Hall1* e Sala de Halogenação;
- Amostras (R&D) → consumos verificados no *Hall3* e *Hall4*;

Os restantes serviços administrativos e auxiliares requeridos ao bom funcionamento da fábrica são representados pelos consumos de:

- Escritórios
- Edifícios sociais (Cantina)
- Compressores
- Outros → Fornecimento de água, Edifícios técnicos, Perdas

Esta caracterização dos serviços permite realizar a desagregação de consumos por forma a perceber em que setores se encontram os maiores consumos de energia. A Figura 29 apresenta de forma gráfica a desagregação dos mesmos, introduzindo também a fatia relativa à iluminação inerente à produção de calçado nas zonas de produção e R&D.

#### Desagregação anual de consumos de energia elétrica por setor

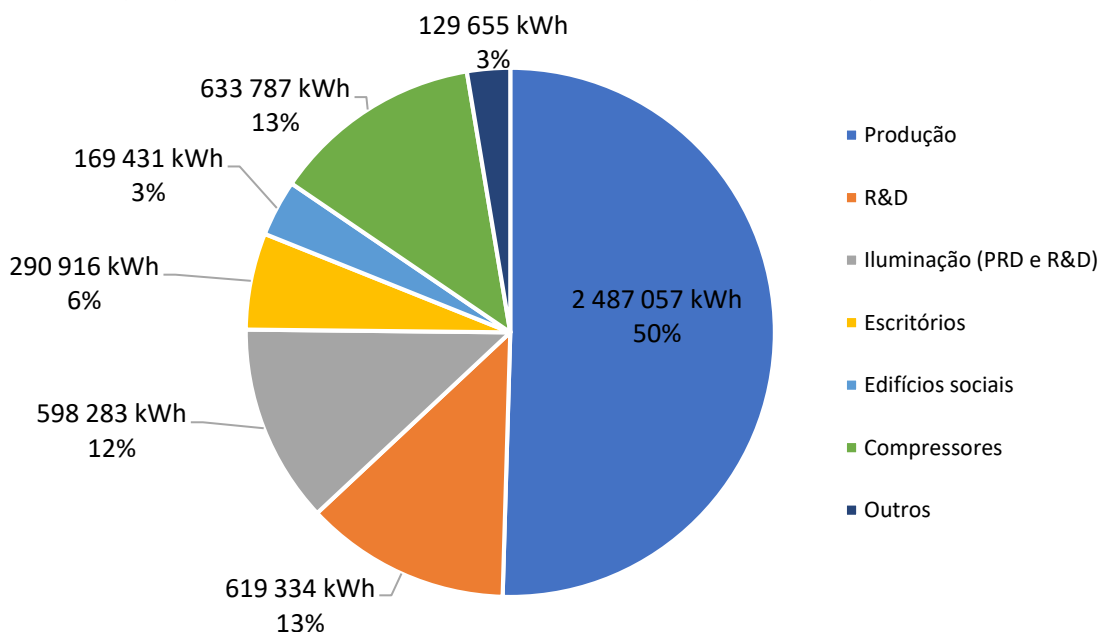


Figura 29 - Desagregação dos consumos de energia elétrica por setor em 2017

### 3.4.9. Indicadores energéticos

Finalizando a análise de consumos energéticos da ECCO e caracterizando-a pelos indicadores energéticos sugeridos pela ADENE através do SGCIE, importa quantificar o valor acrescentado bruto da empresa em 2017. Assim, com base na legislação, e face à fórmula revista pelo SNC para o cálculo do VAB, foram calculados os parâmetros necessários e o respetivo valor final, que viria a ser confirmado no relatório de contas de 2017.[19]

- Vendas – 99.387.689,55 €
- Prestações de serviços - 8.433.208,60 €
- Proveitos suplementares - 540.786,95 €
- Trabalhos para a própria empresa – 0 €
- Custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas - 70.407.680,91 €
- Fornecimentos e serviços externos - 5.508.413,71 €
- Outros custos e perdas operacionais - 1.461.875,04 €

O resultado final do VAB foi 30.983.715,44 €. De notar que o VAB para 2014 era de 20.394.382,00 €. Os indicadores energéticos foram então calculados de acordo com o seguinte:

Consumo específico de energia (CEE)

$$CEE = \frac{\text{Consumo total de energia (tep)}}{\text{Produção (milhares de pares de sapatos)}} \quad (5)$$

Intensidade energética (IE)

$$IE = \frac{\text{Consumo total de energia (tep)}}{\text{Valor Acrescentado Bruto (€)}} \quad (6)$$

Intensidade Carbónica (IC)

$$IC = \frac{\text{Emissões GEE (tCO}_2\text{e)}}{\text{Consumo total de energia (tep)}} \quad (7)$$

Na Tabela 19 apresenta-se a evolução histórica dos indicadores energéticos entre o ano de 2014 (relatório de auditoria) e 2017, verificando-se reduções na ordem dos 23% nos dois primeiros indicadores e mantendo constante a intensidade carbónica. Sabe-se que, após 2014 e no âmbito do SGCIE, a ECCO está sujeita a um plano de racionalização de energia cujo objetivo é cumprir com a meta de reduzir em 6%, ao fim de 8 anos, o consumo específico de energia e intensidade energética e ainda manter constante a intensidade carbónica.[20]

Tabela 19 - Síntese dos valores de indicadores energéticos entre 2014 e 2017

Ano	CEE (tep/1000pares)	IE (kgep/€)	IC (tCO <sub>2e</sub> /tep)
2014	0,47	0,055	2,20
2015	0,41	0,042	2,20
2016	0,40	0,036	2,20
2017	0,36	0,033	2,20

Para além dos dados aqui apresentados relativos ao mais recente ano de 2017 e aos descritos na auditoria de 2014, foram analisados os consumos, a produção e o VAB de 2015 e 2016, devidamente adaptados às respetivas circunstâncias da empresa nessas datas, o que permitiu obter a evolução histórica graficamente descrita nas 3 figuras seguintes.

De realçar que para obtenção dos valores históricos, foi necessário realizar a transferência dos valores acrescentados brutos de 2015 e 2017 para o ano de referência. O ano de referência é considerado como sendo o ano civil anterior ao ano de realização da auditoria energética, isto é, 2013. Esta passagem do VAB a preços correntes para VAB a preços constantes seguiu a tabela de deflatores disponibilizada na WEB pelo SGCIE.[38]

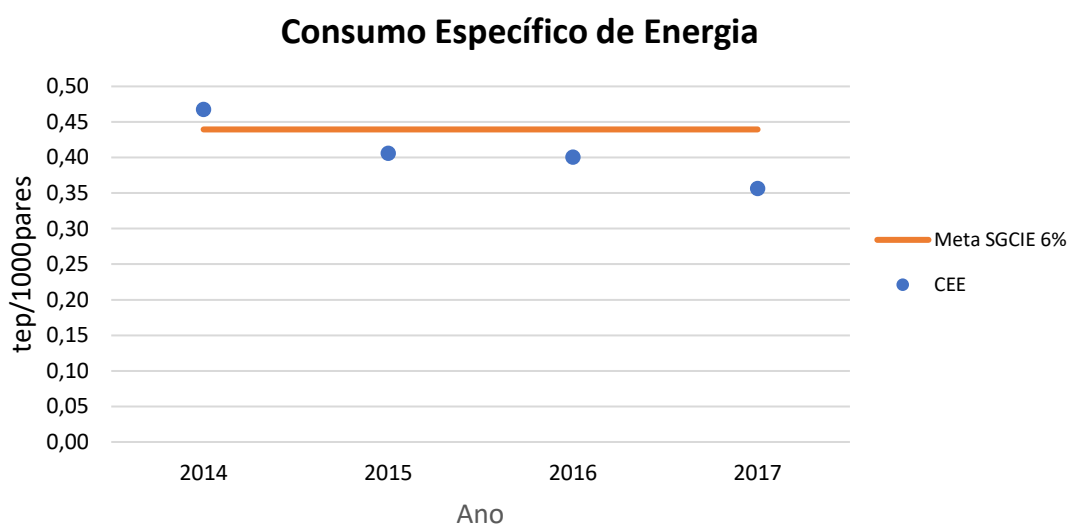


Figura 30 - Evolução do CEE entre 2014 e 2017

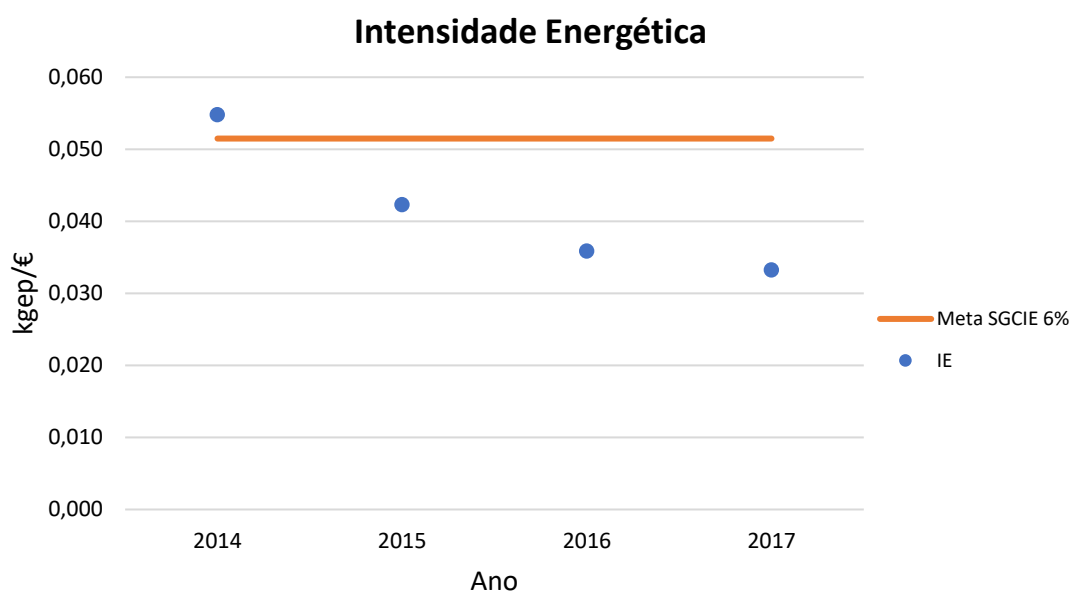


Figura 31 - Evolução da IE entre 2014 e 2017

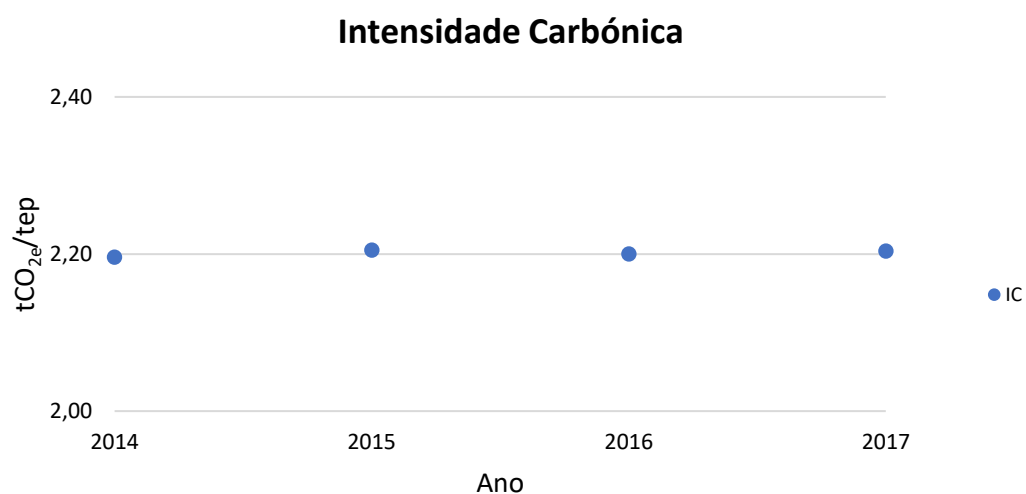


Figura 32 - Evolução da IC entre 2014 e 2017

### 3.5. Medidas e projetos de racionalização de energia na ECCO

No que toca a medidas e projetos de racionalização de energia, a ECCO Portugal considerou ser fulcral investir nesta temática. Assim, para além das medidas sugeridas no âmbito da auditoria energética realizada em 2014, das quais 7 (PRE) foram implementadas, foram também tomadas mais 16 medidas por iniciativa da empresa (PIE). Totalizando um investimento de 220.820 €, a implementação destas 23 medidas seguiu a seguinte ordem cronológica:



Tabela 20 - Medidas de racionalização de energia implementadas entre 2015 e 2017

Medidas de racionalização de energia implementadas	2015	2016	2017	OBS
Sistema de Gestão de Energia - <i>Schneider Eletric</i>	ECCO			PRE
Substituição de Campânulas de Vapor Sódio 400W por LED 120W	Hall 1 e 4			PRE
Implementação de frigoríficos com portas fechadas Cantina	Hall 1			PIE
Substituição Fluorescentes Tubulares T8 por T5	ECCO			PRE
Isolamento de 4 Tanques PU (45-55°C)	Hall2			PIE
Reutilização do ar quente dos compressores para aquecimento do Hall 1	Hall1			PIE
Auditoria anual de fugas de ar comprimido (1)	ECCO			PIE
Correção das fugas de ar comprimido (1)	ECCO			PIE
Automatização da iluminação do Hall 2 (crepuscular e desligar nas pausas)	Hall2			PIE
Alteração do funcionamento dos ventiladores de aspiração		ECCO		PRE
Substituição dos Motores dos Ventiladores		Hall 2		PRE
Substituição do Compressor GA 15 FF por GA 30 VSD		Sala Compressores		PRE
Auditoria anual de fugas de ar comprimido (2)		ECCO		PIE
Correção das fugas de ar comprimido (2)		ECCO		PIE
Automatização da iluminação do Hall 3 (crepuscular e desligar nas pausas)		Hall3		PIE
Automatização da iluminação do Hall 1 (crepuscular e desligar nas pausas)		Hall1		PIE
Substituição LED 180 W por LED 85 W		Hall2		PIE
Automatização da Extração do Hall 2 (Desligar nas pausas e fim do turno)		Hall2		PIE
Automatização da Extração do Hall 3 (Desligar nas pausas e fim do turno)		Hall3		PIE
Substituição Iluminação Exterior VS por LED			ECCO	PRE
Substituição da Iluminação dos corredores exteriores 250W VS LED 79 W			ECCO	PIE
Substituição da Iluminação da entrada exterior 250W VS LED 79 W			ECCO	PIE
Substituição LED 120 W por LED 85 W			Hall3	PIE

\*A indicação do local de implementação das medidas com "ECCO" indica que foi uma medida para toda a instalação

Tendo em conta que a ECCO conseguiu implementar num curto espaço de tempo, isto é, em 3 anos, uma elevada quantidade de medidas de eficiência energética, é do senso comum que neste momento o foco da empresa seja a implementação da única medida prevista na auditoria energética que não foi ainda aplicada. Assim, surgiu o estudo de viabilidade económica e técnica de instalação de uma central de produção de energia fotovoltaica para autoconsumo. Para além disso, ao longo do período de estágio a que este relatório se refere, ocorreram esforços no sentido de aplicar coletores solares e substituição da caldeira a gás, com vista a reduzir os consumos de energia com gás natural no aquecimento de águas para sanitários e cantina.

Visto que esta não era uma medida prevista e que a situação energética da empresa se encontra controlada, procedeu-se durante o estágio, a uma primeira abordagem ao tema. Esta passou pela recolha de informação sobre os equipamentos disponíveis, custos e instalações associadas nomeadamente com a recolha de propostas comerciais de dois fornecedores.

Tendo verificado que no *hall* 4 a iluminação não foi automatizada como nos restantes 3, esta poderia ser uma medida a implementar na fábrica. No entanto, nesta secção o horário de trabalho está fixado entre as 8 e as 17, havendo 2 pessoas responsáveis por proceder ao ligar e desligar na iluminação, inclusive nas pausas. Foi este o motivo que levou os responsáveis a não investir nesta medida até ao momento.

### 3.6. Medidas de sensibilização interna para o tema

Como medidas de sensibilização interna para a importância da energia, a ECCO não tem por hábito promover grandes eventos ou ações em torno desta problemática. No entanto, nota-se em toda a empresa uma preocupação por valores como a organização, higiene, segurança, limpeza e eficiência no trabalho. O setor energético não escapa à regra. Desta forma, os recursos humanos da empresa com cargos administrativos e de gestão das várias áreas de trabalho são os principais impulsionadores das filosofias da empresa, inculcando nos seus empregados a sua filosofia global. Assim, é bastante visível na grande maioria dos trabalhadores uma preocupação em, sempre que possível, economizar energia.

Em determinadas áreas da fábrica, onde a iluminação ou os equipamentos não estão automatizados, existem trabalhadores responsáveis por ligar ou desligar os mesmos, estando inclusive destacada para os seguranças a responsabilidade de, nas suas rondas de vigilância, observarem se existe alguma anomalia que possa ocorrer no normal funcionamento energético da fábrica.

Trata-se assim de uma responsabilização individual de todos os colaboradores da empresa ao invés de se realizarem formações em grupo, as quais se consideram pouco produtivas.

## **Capítulo IV – Metodologia, Modelação e Simulação**

### **4.1. Objetivos do capítulo IV**

O presente capítulo destina-se a caracterizar a metodologia seguida para análise das várias possibilidades propostas de sistema final a implementar na empresa, que teve como base a modelação e simulação de diferentes cenários no software Homer.

### **4.2. Metodologia de base**

Ao longo do presente trabalho, o estudo de viabilidade ambiental, técnica e económica da instalação de parque fotovoltaico foi auxiliado pelo software *Homer Legacy* (versão 2.68 beta), que permite ao utilizador simular diferentes configurações de sistemas de geração de energia com recurso a fontes renováveis. Através desta ferramenta é possível estimar os níveis de produção anuais dos sistemas modelados assim como, estabelecer comparações com a situação atual da empresa na qual existe apenas o fornecimento de energia elétrica da rede pública.

É através das comparações entre configurações que o software permite também efetuar os principais cálculos de análise financeira, calculando parâmetros financeiros como o *payback* e a TIR, indicando o investimento inicial e prevendo as poupanças geradas anualmente e globalmente.

Não menos importante é a simulação do impacto ambiental do sistema. Também neste aspeto, a ferramenta informática permite simular as variações entre sistemas relativas às emissões de poluentes respetivas ao consumo de energia elétrica.

Todos estes cálculos têm como base os parâmetros de entrada (*inputs*) que visam caracterizar uma situação real. Deste modo, são tidos em conta os perfis de carga mensais e os ciclos horários de fornecimento de energia por parte da rede, diferenciando dias semanais de fins-de-semana. Dependendo das fontes renováveis selecionadas o software permite adicionar outros parâmetros de entrada relativos aos recursos requeridos para a produção de energia elétrica.

Como qualquer ferramenta informática de simulação, o *Homer* apresenta algumas limitações no que diz respeito à adaptação da realidade aos cenários simulados. As mais relevantes relacionam-se com a caracterização horária dos consumos energéticos. A impossibilidade em diferenciar Sábados de Domingos implica que, em todas as simulações, o utilizador considere que o mesmo comportamento tarifário seja praticado durante todo o fim de semana. Ainda relativamente aos tarifários aplicados na compra de energia elétrica, a desagregação horária dos períodos de consumo é efetuada com base em horas certas. Isto impossibilita que se considerem apenas meias horas ou quartos de hora de consumos em determinados períodos tarifados.

Foi com base nas limitações impostas e com o objetivo de melhor simular e modelar as diferentes propostas que os valores utilizados e obtidos através do *Homer* foram auxiliados por cálculos desenvolvidos em folhas de cálculo (*Excel*), nomeadamente na análise financeira e no comportamento final do sistema ao nível da produção de energia. Isto permitiu outro tipo de análises gráficas da rentabilidade energética das soluções estudadas. Outras ferramentas informáticas de simulação de sistemas foram pontualmente utilizadas para confirmação de

informações, como o *PVsyst*, o *Meteonorm* e o *SunnyDesign*, principalmente na fase inicial do presente estágio.

#### 4.2.1. O tarifário de energia

Uma questão relevante a ter em conta quando se estabelece um contrato de energia, é o período horário de fornecimento de energia elétrica ao cliente final. Este é contratualizado entre o fornecedor de energia e o cliente. Em Portugal Continental existe a distinção entre ciclos semanais e ciclos diários sendo que, para instalações abastecidas em MT, apenas estão disponíveis 2 ciclos semanais.[39]

Tipicamente, o contrato de fornecimento de energia em vigor na ECCO tem como base o período horário opcional para os consumidores em MAT, AT e MT (Figura 33). A alternativa a este seria o contrato estabelecido com o ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental (Figura 34).

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Figura 33 - Distribuição horária do tarifário semanal opcional [39]

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 34 - Distribuição horária do tarifário semanal de todos os fornecimentos [32]

Para os clientes em MT com ciclo semanal e quatro períodos horários, bem como para os clientes em AT e em MAT com ciclo semanal, consideram-se os feriados nacionais com períodos tarifários iguais ao Domingo.[39]

Os períodos de Inverno e Verão são estabelecidos com base no horário legal praticado em Portugal de acordo com a lei, sendo as transições de horário efetuadas no último domingo dos meses de março e de outubro.[40]

Mensalmente, são disponibilizados pela EDP Distribuição os registos relativos ao consumo de energia. Os valores de potência ativa média são registados com base na energia consumida em intervalos de 15 minutos, sob a forma de ficheiro Excel.

De forma a confirmar as vantagens e desvantagens entre os dois ciclos semanais disponíveis, foi realizado um estudo recorrendo à ferramenta de engenharia, o software *Matlab*. Começou-se por compilar numa só folha de cálculo os registos de energia consumida em cada intervalo de 15 minutos no período de faturação entre 21/12/2016 e 20/12/2017. De seguida, procedeu-se à construção de uma rotina de programação em linguagem C de forma a carregar e tratar os dados relativos ao consumo de energia em kWh provenientes do referido ficheiro Excel, referente à faturação de 2017. Nesta rotina foi possível distinguir entre os dois ciclos praticáveis e chegar aos valores de energia ativa consumida nos períodos de Ponta, Cheia, Vazio e Super Vazio para cada um deles. Outro parâmetro calculado foi o de Potência em Horas de Ponta segundo a equação 8.

$$PHP = \frac{EnergiaAtivaPonta (kWh)}{NúmeroHorasPonta(h)} \quad (8)$$

De realçar ainda que, neste programa, foram contabilizados e discriminados os 365 dias de faturação, distinguindo os diferentes tipos de dia (Semana, Sábados e Domingos/Feriados), os diferentes períodos (Ponta, Cheia, Vazio e Super Vazio) e as diferentes estações (Verão/Inverno).

Para validar a qualidade deste estudo, foi então aplicado, em ambos os tarifários, o preço médio do kWh (Tabela 12), tendo por base os valores praticados pela ECCO em 2017, assim como a tarifa de acesso à rede em MT para a potência em horas de ponta regulado pela ERSE para 2017.[41]

Com estas tarifas verificou-se que os valores obtidos na simulação, apenas divergiram dos valores faturados devido a uma falha nos dados de consumo disponibilizados pela EDP Distribuição, muito provavelmente provocados por uma falha no sistema de contagem.

No entanto, os fornecedores de energia apresentam aos clientes propostas distintas para ambos os tarifários, sendo que as tarifas aplicadas à energia ativa nos horários de ponta, cheio, vazio e super vazio são superiores no tarifário de todos os fornecimentos. Assim, o estudo mostrou que para as propostas sugeridas pelo futuro fornecedor de energia da ECCO e aplicando as tarifas ERSE 2018, o ciclo semanal opcional para os consumidores em MAT, AT e MT fica mais barato do que o ciclo de todos os fornecimentos. Neste caso concreto a diferença obtida foi de 12.453 €. Esta diferença viria a ser utilizada posteriormente nas análises financeiras como um custo anual inerente à alteração de tarifário.

De notar que para além do contrato de energia ativa estabelecido, também as tarifas de acesso são anualmente alteradas pela ERSE. Isto confirma que a diferença entre custos associados a cada tarifário varia em função dos consumos e dos custos por quilowatt. Tipicamente, espera-se que o tarifário de todos os fornecimentos seja mais dispendioso para a ECCO logo, menos vantajoso.

#### 4.2.2. O retorno de investimento em função do tarifário

Além de comprovar de uma forma mais exata que em situações normais a escolha da ECCO pelo ciclo opcional é financeiramente mais vantajosa, o estudo em *Matlab* anteriormente referido foi motivado por uma outra questão. A da relação entre o tarifário de energia e o retorno financeiro do investimento aplicado no sistema fotovoltaico.

Conforme se pode verificar pela Figura 33 e Figura 34, o ciclo semanal de todos os fornecimentos apresenta uma distribuição horária em que o fornecimento de energia em horas de Ponta, tipicamente o período mais caro, coincide durante períodos de tempo mais alargados, com as potenciais horas de maior exposição solar, do que o ciclo opcional.

Neste sentido, surgiu a oportunidade de averiguar a possibilidade de, ao instalar uma UPAC, alterar também o ciclo de fornecimento de energia. Caso a poupança na fatura energética, possibilitada pela utilização da energia solar, fosse maior do que o custo adicional de praticar o ciclo de todos os fornecimentos ao invés do ciclo opcional, então o retorno financeiro do investimento tomado seria, possivelmente, mais rápido.

Desta forma, foram aplicados, para todas as propostas estudadas, os dois ciclos aqui apresentados, na secção de “*rate schedule*” (modelação) e devidamente confirmadas as vantagens ou desvantagens de trocar de tarifário mediante os resultados energéticos e económicos previstos através das ferramentas Excel e *Matlab*. Foi assim tida em conta, para cada proposta estudada, a possibilidade de trocar de tarifário na empresa em função da aplicação do parque fotovoltaico, comparando as análises financeiras desenvolvidas.

### 4.3. Modelação

Baseado na configuração típica do sistema final que se pretende implementar, uma UPAC solar fotovoltaica, estabeleceu-se, no software, a configuração de equipamentos que simulasse a situação final, composta pela RESP, os painéis, os inversores e o perfil de carga anual da empresa.

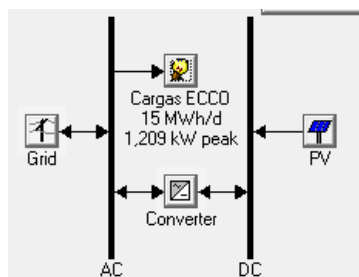


Figura 35 - Esquema da instalação simulada no software

#### 4.3.1. Inputs do modelo

De acordo com o sistema proposto, passou-se a definir os dados de entrada que mais se aproximassem da situação real da ECCO anteriormente apresentada. Assim, foram definidos os *inputs* relativos às características da energia provida da rede, aos perfis de carga, aos recursos solares disponíveis na região, parâmetros económicos, técnicos e ambientais.

#### 4.3.2. RESP

Com base nas diferentes situações contratualizadas, foram introduzidos no sistema os diferentes custos associados aos períodos horários de consumo e a respetiva distribuição tarifária (Figura 36 e Figura 37). De realçar que na componente horária de Ponta foi acrescido ao custo de acesso às tarifas, o custo associado à potência contratada em horas de ponta, PHP. Sabia-se de antemão o custo unitário associado e anunciado pela ERSE, o número de horas anuais de consumo em horário de ponta e, assumiram-se os 365 dias de uma fatura, por forma a calcular o custo por unidade de energia, relativa a PHP. Já na distribuição horária, recorreu-se aos ciclos de fornecimento em MT disponibilizados em Portugal Continental, sendo de destacar a limitação imposta pelo software ao não permitir a diferenciação entre Sábados e Domingos. Nos casos em que se avaliou a possibilidade de vender os excedentes de produção energética à rede pública, recorreu-se à célula *sellback* para obter uma primeira simulação dos benefícios monetários com esta transação. Foi através dos parâmetros da Figura 37 que foi possível simular os mesmos cenários em função dos 2 ciclos, auxiliando e confirmando o estudo do retorno em função do tarifário. A mesma figura mostra a configuração afeta ao tarifário de todos os fornecimentos.

Rate schedule			
Step 1: Define and select a rate			
Rate	Price (\$/kWh)	Sellback (\$/kWh)	Demand (\$/kW/mo)
Ponta	0.185	0.000	0.000
Cheio	0.096	0.000	0.000
Vazio	0.066	0.000	0.000
SuperVazio	0.062	0.000	0.000

Figura 36 – Janela exemplo de input dos diferentes custos associados aos tarifários

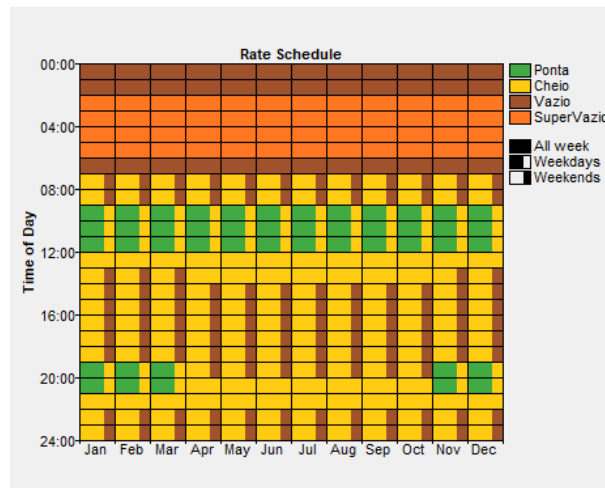


Figura 37 – Janela de input da distribuição horária das diferentes tarifas

#### 4.3.3. Emissões

No que toca aos parâmetros de entrada relativos às emissões decorrentes do consumo de energia, apenas foram tidas em conta neste projeto, as quantidades de CO<sub>2</sub> emitidas pela produção de energia elétrica, assim como, para os RRAA. Normalmente, estes parâmetros são anualmente comunicados à ERSE pelos fornecedores de energia. Para isso, aplicaram-se os valores nos parâmetros de “carbon dioxide” e de “particulate matter” em função do cenário a simular.

Emissions factors for grid power	
Carbon dioxide (g/kWh)	478 {3}
Carbon monoxide (g/kWh)	0 {..}
Unburned hydrocarbons (g/kWh)	0 {..}
Particulate matter (g/kWh)	0.032 {3}
Sulfur dioxide (g/kWh)	0 {..}
Nitrogen oxides (g/kWh)	0 {..}

Figura 38 – Janela exemplo de input das emissões associadas ao consumo de energia

#### 4.3.4. Perfis de Carga – Consumos energéticos

Com base na situação energética previamente caracterizada e nos diagramas de carga disponibilizados pela EDP Distribuição à ECCO, foi possível elaborar um ficheiro de texto com a distribuição de cargas relativa aos anos passados. Cada linha é correspondente ao consumo energético realizado numa hora, tendo início em 1 de janeiro às 00 horas e término em 31 de dezembro às 24 horas. Em todos os casos de estudo avaliados, esta importação de dados correspondeu ao período de faturação real da empresa no ano de 2017, com as devidas adaptações ao software utilizado, nomeadamente considerando que a simulação disponibilizada pelo programa admite que 1 de janeiro é sempre equivalente a uma segunda-feira.



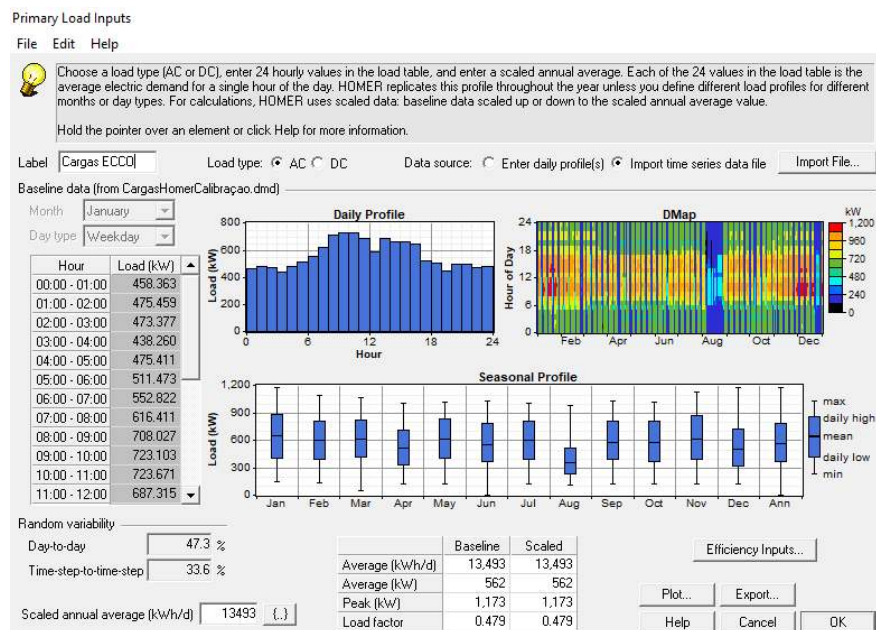


Figura 39 – Janela de input dos diagramas de carga

#### 4.3.5. Economia

Por forma a obter resultados no âmbito da análise financeira de aplicação dos sistemas, foram considerados os *inputs* relativos a aspetos económicos. A duração do projeto foi sempre estabelecida como 25 anos e para todos os testes foi considerado um custo anual relacionado com operação em “*system fixed O&M cost*”. Esta foi a solução encontrada para contabilizar no sistema a despesa associada à potência contratada. Para isso, foi tida em consideração a tarifa unitária publicada pela ERSE para o ano de estudo de cada simulação, os 365 dias do ano e os 1210 kW de potência contratada habitualmente pela ECCO. Já no parâmetro “*annual real interest rate*” foi aplicada a taxa resultante da combinação entre a taxa de inflação e a taxa a que a configuração fotovoltaica proposta perde capacidade ao longo do tempo. Quer-se com isto dizer que para além de considerar o índice de preços ao consumidor, IPC, foi necessário induzir ao sistema uma perda resultante da estimativa de perda de eficiência dos equipamentos ao longo do seu tempo de vida. Esta foi a solução encontrada para aplicar no sistema este parâmetro de degradação anual da UPAC.

**Economic Inputs**

HOMER applies the economic inputs to each system it simulates to calculate the system's net present cost.

Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Annual real interest rate (%)

Project lifetime (years)

System fixed capital cost (\$)

System fixed O&M cost (\$/yr)

Capacity shortage penalty (\$/kWh)

Figura 40 – Janela exemplo dos inputs dos parâmetros económicos

#### 4.3.6. O recurso – SOL

Estabelecida a Latitude e Longitude (40,59 N ; 8,53 O) associadas à localização das instalações da empresa, devidamente confirmadas através da ferramenta *online Google Maps*, foi também necessário estabelecer a variação mensal do índice de claridade. Esta operação fica facilitada pela sugestão do programa em obter informações climáticas para o local de referência, através de dados recolhidos pela NASA. Assim, recorrendo a uma plataforma *online*, foi recolhida a claridade média mensal, que ao ser aplicada no sistema automaticamente garantia a radiação diária por metro quadrado.[42]

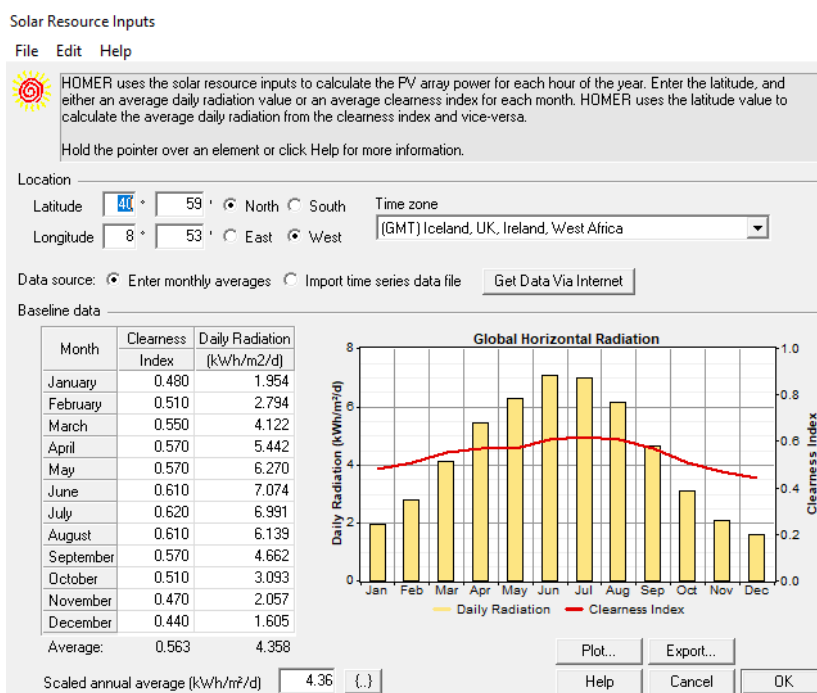


Figura 41 - Input dos recursos provindos da exposição solar na localização da instalação

#### 4.3.7. O parque fotovoltaico e os inversores

Por último, os detalhes técnicos foram induzidos mediante os equipamentos selecionados para cada proposta estudada. Quer para o parque de painéis fotovoltaicos, quer para os inversores de corrente, considerou-se na coluna “*sizes to consider*” a potência dos equipamentos instalada, sendo possível acoplar propostas na mesma simulação quando os restantes fatores não variassem.

Por se tratarem de propostas chave-na-mão, foi por norma considerado que todo o custo da proposta era aplicado na janela de “*PV Inputs*” (Figura 42) e que não havia nenhum custo adicional na janela relativa aos inversores (Figura 43). Os custos de manutenção foram contabilizados na coluna “*O&M*”. Também em função das propostas, foram considerados os tempos de vida esperados dos equipamentos, as eficiências previstas e as condições de operabilidade, nomeadamente a inclinação e orientação dos painéis.

De realçar que apesar de o parâmetro “Derating factor” dizer respeito a fatores que prejudiquem o bom funcionamento dos painéis, nomeadamente os sombreamentos, perdas nos fios elétricos, neve ou poeiras e envelhecimento, verificou-se que este não implica a perda anual de eficiência. Daí ter sido necessário introduzir esse parâmetro na análise financeira conforme anteriormente referido.

**PV Inputs**  
File Edit Help

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
46.800	52416	0	0
155.000	172340	0	0
217.000	163715	0	0
{.}	{.}	{.}	{.}

**Sizes to consider**

Size (kW)
0.000
46.800
155.000
217.000
295.000
619.000

**Properties**

Output current ☐ AC ☒ DC

Lifetime (years)  {.}

Derating factor (%)  {.}

Slope (degrees)  {3}

Azimuth (degrees 'W' of S)  {2}

Ground reflectance (%)  {.}

**Advanced**

Tracking system

☒ Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C)  {.}

Nominal operating cell temp. (°C)  {.}

Efficiency at std. test conditions (%)  {.}

**Cost Curve**

Figura 42 – Janela exemplo de input dos módulos fotovoltaicos

**Converter Inputs**  
File Edit Help

A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or v inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverte

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
40.000	0	0	0
150.000	0	0	0
180.000	0	0	0
{.}	{.}	{.}	{.}

**Sizes to consider**

Size (kW)
0.000
40.000
150.000
180.000
250.000
540.000

**Inverter inputs**

Lifetime (years)  {.}

Efficiency (%)  {3}

☒ Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Figura 43 - Inputs a fornecer relativamente à configuração dos inversores

#### 4.3.8 Obtenção de resultados

Conforme mencionado na metodologia de base, a obtenção de resultados foi auxiliada por folhas de cálculo desenvolvidas no âmbito deste trabalho, confirmando sempre os resultados de análise financeira providenciados pelo Homer. Em todo caso, importa referir que, após as simulações, o software disponibiliza resultados para cada sistema.

Em cada caso, é possível aceder à janela “*simulation results*” (Figura 44) na qual se conseguem observar os principais resultados de cada sistema implementado. Trata-se de um sumário de todos os resultados inerentes à proposta simulada, nomeadamente os *cash-flows*, a distribuição final de energia produzida pelo sistema e energia consumida da rede, as emissões inerentes ao sistema, o custo da energia (COE), entre outros.



Figura 44 - Janela exemplificativa da síntese de resultados obtidos no Homer

A análise financeira foi obtida no separador “*Cost Summary*” (Figura 44) onde é possível comparar resultados com outros casos estudados. Tipicamente cada sistema de UPAC foi comparado com o sistema de base, isto é, com a situação atual da empresa na qual toda a energia consumida é comprada à rede. Esta comparação permitiu obter os principais parâmetros financeiros, nomeadamente o *payback (discounted)*, a TIR e o VAL, através da janela “*compare economics*” da Figura 45.

De realçar uma vez mais que estes resultados foram auxiliados por análises financeiras desenvolvidas em Excel, para garantir a validade dos mesmos. Os resultados gráficos obtidos e de seguida enunciados, foram também confinados para uma comparação com os perfis de consumo de energia elétrica da rede, por forma a perceber o impacto da UPAC (a ver em anexo).



Figura 45 - Janela exemplificativa da análise financeira do Homer

Uma última análise aos resultados foi possível através da janela “hourly data” (Figura 44) da qual é possível obter representações gráficas. Na Figura 46 é possível observar um exemplo da distribuição média de potência disponibilizada pelos inversores ao longo do dia, para os vários meses do ano. Nesta janela foi possível verificar graficamente os vários comportamentos, como a radiação incidente, os consumos/compras e trocas de energia com a rede pública, a temperatura ambiente ou das células fotovoltaicas, entre outros. Estas distribuições são fornecidas pelo software de simulação, distinguindo os resultados esperados para cada mês e apresentando valores médios para cada hora do dia.

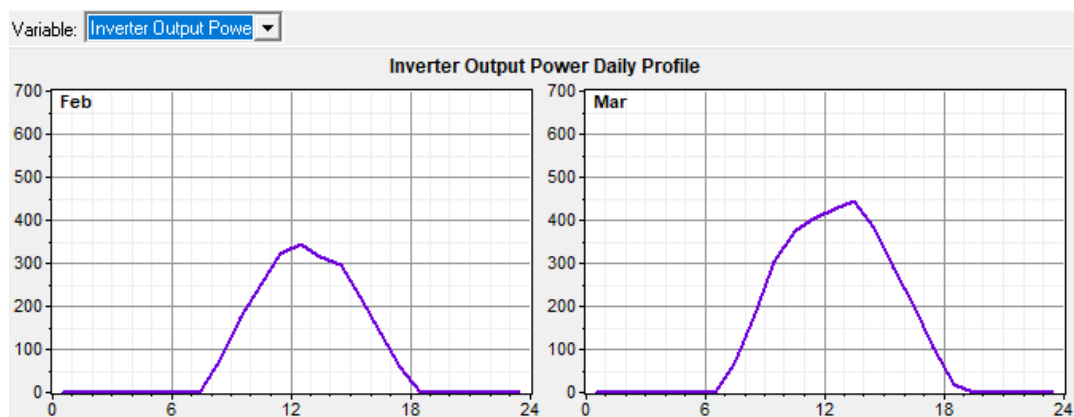


Figura 46 - Janela exemplo dos resultados gráficos obtidos com o Homer

## 4.4. Simulação

### 4.4.1. Calibração do modelo utilizado

Por forma a credibilizar todo o estudo posteriormente desenvolvido e aqui apresentado, assumia grande relevância a calibração do modelo utilizado no *software Homer* e devidamente auxiliado pelas restantes ferramentas.

Este processo de calibração consistiu em modelar o sistema que simulasse da forma mais próxima possível a situação real da empresa. Assim, apenas se pretendia confirmar a capacidade do software em prever comportamentos energéticos de uma forma credível e com as devidas considerações em relação aos períodos horários de consumo.

Neste sentido, procedeu-se à importação dos diagramas de carga referentes à faturação entre 21 de dezembro de 2016 e 20 de dezembro de 2017 no input de *primary loads*. Este ficheiro sofreu as devidas adaptações, anteriormente referidas. Quanto às tarifas a aplicar, foram considerados os custos médios da energia ativa relativos à faturação de 2017, assim como foram tidas em conta as tarifas aplicadas pela ERSE para o mesmo ano civil, nomeadamente as tarifas de acesso às redes e as tarifas com potência contratada e consumida em horas de ponta. Por se tratar de uma parcela muito ínfima não se considerou a presença de energia reativa.

*Tabela 21 - Custo médio do kWh para o ano de 2017 (energia ativa e acesso às redes)*

€/kWh			
Ponta	Cheia	Vazio	Super Vazio
0,10312	0,09567	0,0660	0,06200

*Tabela 22 - Dados inerentes à potência em horas de ponta e potência contratada em 2017 [41]*

	Potência Horas Ponta	Potência Contratada
€/kWdia	0,2641	0,0397
kW (2017)	---	1210
Nº de horas	962	---
Nº de dias faturados	365	365
Tarifa a acrescentar em Ponta €/kWh	0,1002	----
Custo com Potência Contratada €	----	17533,5

De realçar ainda que a calibração do modelo foi efetuada tendo em consideração o tarifário contratualizado na ECCO em 2017, o tarifário opcional, com as devidas adaptações ao software, nomeadamente a aproximação de que todos os dias de fim-de-semana são contabilizados como Sábados. Assim, foi possível simular o primeiro cenário de todos, sem qualquer participação de sistema fotovoltaico, do qual se obtiveram os seguintes resultados:

Tabela 23 - Comparação entre os consumos e custos, reais e simulados, para 2017

	Homer (Simulado)	Faturado (2017)	Variação percentual (%)
Ponta (kWh)	740.314	736.860	0,47
Cheio (kWh)	2.754.283	2.651.678	3,87
Vazio (kWh)	748.064	862.907	-13,31
Super Vazio (kWh)	682.284	675.455	1,01
Consumo Total (kWh)	4.924.945	4.926.900	0,04
Custo Total (€)	528.150	522.437	1,09

Como se pode observar da Tabela 23, os valores obtidos por simulação, relativamente a consumos de energia ativa, são bastante próximos dos valores realmente faturados. A desagregação por períodos horários apresenta uma maior oscilação nas horas de Cheio e Vazio, justificável pela limitação imposta pelo programa relativamente aos fins-de-semana. Do ponto de vista geral, os consumos energéticos simulados desviavam-se dos reais em 0,04% e os custos em 1,09%. Com margens de erro suficientemente pequenas para credibilizar as previsões e estudos efetuados com base nesta calibração, foi possível prosseguir com o restante trabalho inerente ao projeto de estágio.

#### 4.4.2. Calibração do modelo de referência

Com base na calibração de modelo a utilizar, realizada de acordo com a situação real energética e económica da empresa relativa ao ano faturado de 2017, estabeleceram-se os *inputs* comuns a ser utilizados para as simulações seguintes. Reuniram-se assim condições para que as simulações posteriores fornecessem informações acerca dos consumos e custos associados quer para o caso de referência (sem instalação de UPAC), quer para os diferentes casos de estudo (com instalação de UPAC).

Assim sendo, os *inputs* previamente apresentados foram adaptados à situação pretendida, considerando que a situação de consumo energético se manteria exatamente igual à de 2017, isto é, mantendo o ficheiro de diagramas de carga importado (Figura 47). Já no que toca a custos, as tarifas de acesso às redes, potência em horas de ponta e potência contratada, foram atualizadas com base nas tarifas publicadas pela ERSE para o ano de 2018. As tarifas relacionadas com a energia ativa consumida, assim como as emissões decorrentes do consumo energético, foram introduzidas em função do contrato celebrado pela ECCO com um futuro fornecedor de energia elétrica. Neste sentido foi utilizada a mais recente rotulagem de energia do futuro fornecedor, comunicada à ERSE, dizendo respeito à rotulagem de 2017 (Tabela 24).

Tabela 24 - Rotulagem de energia publicada pelo futuro fornecedor

Dióxido de Carbono (g/kWh)	504
Resíduos Radioativos de Alta Atividade (μg/kWh)	29,2

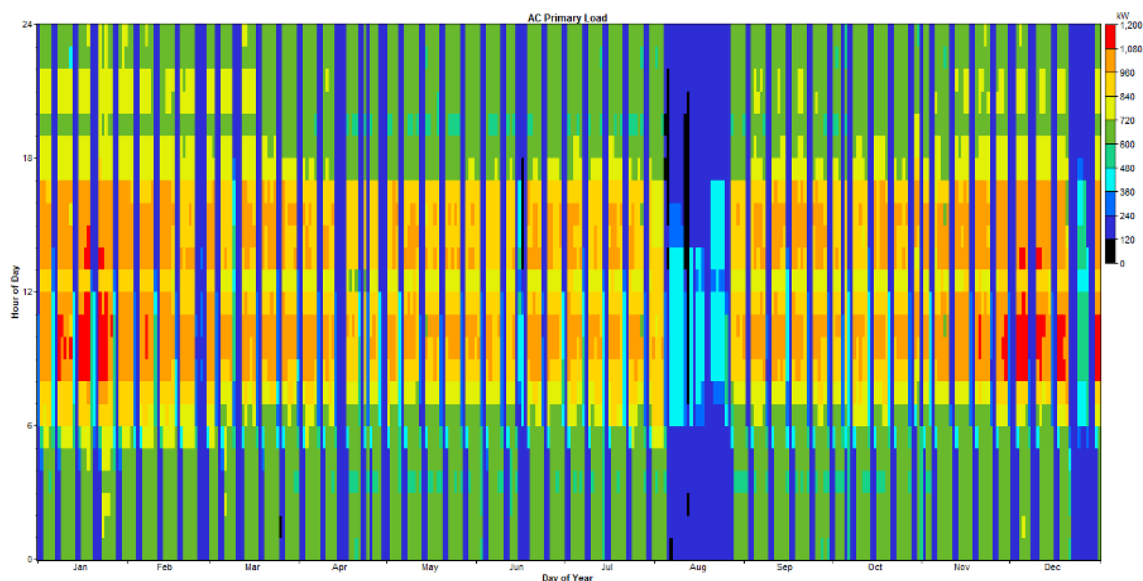


Figura 47 - Distribuição anual do perfil de cargas resultante do input fornecido ao software

Conforme anteriormente mencionado, as tarifas publicadas pela ERSE foram devidamente aplicadas no software. Assim, da Figura 48, constam os custos associados a cada período horário, sendo que na tarifa de Ponta lhe foi acrescido o montante relativo à tarifa “Potência em Horas de Ponta”, mantendo as 962 horas, mas com base na tarifa da Tabela 25. Já a tarifa relacionada com a potência contratada, calculada de acordo com a informação da mesma tabela, foi introduzida no parâmetro da Figura 49. Para efeitos de calibração do modelo de referência foi tido em conta o tarifário opcional (Figura 50). Para o estudo de relação entre o retorno de investimento e o tarifário foi estabelecido um segundo caso de referência com toda a mesma estrutura, mas com base no tarifário de todos os fornecimentos.

Tabela 25 - Tarifas publicadas pela ERSE para 2018 relativas a PHP e PC [43]

Potência em Horas de Ponta (€/kWdia)	0,2147
Potência Contratada (€/kWdia)	0,0349

Rate schedule			
Step 1: Define and select a rate			
Rate	Price (\$/kWh)	Sellback (\$/kWh)	Demand (\$/kW/mo)
Ponta	0.187	0.000	0.000
Cheio	0.096	0.000	0.000
Vazio	0.071	0.000	0.000
SuperVazio	0.066	0.000	0.000
<input type="button" value="Add"/> <input type="button" value="Remove"/> <input type="button" value="Edit..."/>			

Figura 48 - Tarifas a aplicar na calibração do sistema de referência opcional

System fixed O&M cost (\$/yr)	15413.6	{ }
-------------------------------	---------	-----

Figura 49 – Input dos custos com a potência contratada



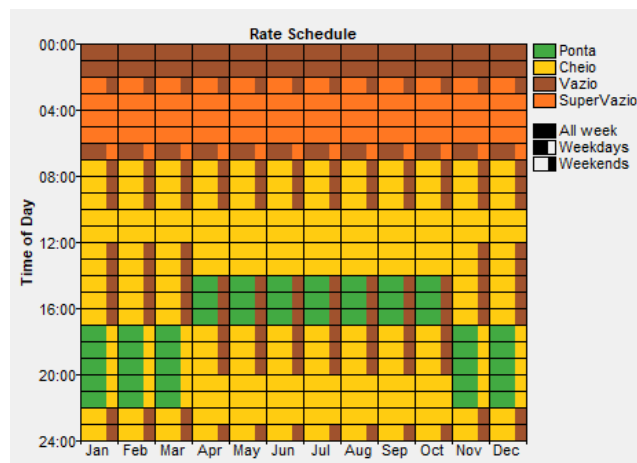


Figura 50 - Input da distribuição horária a aplicar em função do tarifário opcional

As simulações executadas no *Homer* foram auxiliadas por outras ferramentas, nomeadamente o Excel para uma melhor análise financeira das propostas. Neste sentido, importava definir os parâmetros económicos/financeiros a ter em conta no projeto. Assim, com base em informações do INE, fixou-se a taxa de inflação como sendo igual a 1,3%. No mesmo contexto, a taxa de desconto à qual foi calculado o VAL foi igualada à taxa de inflação. Já a eventualidade de venda à rede, dos remanescentes de energia, foi calculada com base nos preços de fecho de mercado disponibilizados pela OMIE para o ano de 2017. (Tabela 26). Por último, importa realçar que se espera que os sistemas fotovoltaicos vão perdendo capacidade ao longo do tempo. Esta taxa foi calculada com base em informações dos fabricantes que indicavam de forma geral que ao fim de 25 anos a produção era equivalente a 80% da inicialmente prevista. Assim, perfazia o valor utilizado para a primeira análise de propostas de 0,8% de perda anual.[44][45]

Tabela 26 - Preços de fecho do mercado diário nacional de energia no ano de 2017

Mês	Preço de fecho OMIE €/MWh
janeiro	71,52
fevereiro	51,39
março	43,95
abril	44,18
maio	47,12
junho	50,22
julho	48,60
agosto	47,43
setembro	49,16
outubro	56,97
novembro	59,36
dezembro	59,49
média	52,45

Com estes modelos de referência, foi então possível simular e comparar as diferentes propostas de instalação de UPAC, servindo estes como base. Apenas foi necessário ajustar para cada proposta os parâmetros relativos às janelas “*PV inputs*”, “*Converter inputs*” e o parâmetro “*Rate Schedule*”.



## **Capítulo V – Propostas, Resultados e observações**

### **5.1. Discriminação das diferentes propostas avaliadas**

Com vista a melhor entender a temática e as práticas de negócio e instalação praticadas pelas entidades instaladoras, a ECCO consultou diferentes fornecedores no sentido de obter informações antes de investir numa UPAC. Neste sentido, foram analisadas 10 propostas que de seguida se apresentam, por forma a seguidamente entender o comportamento previsto para cada uma destas.

### **5.2. Síntese de características técnicas e económicas das propostas**

Nesta secção apresentam-se sob a forma de tabela, as diferentes características técnicas assim como o investimento inicial das soluções apresentadas à ECCO pelas entidades instaladoras contactadas. Detalhes técnicos como a potência de campo e de inversores a instalar, a orientação e inclinação dos módulos ou a marca/modelo dos principais equipamentos são os principais fatores de destaque a observar numa primeira análise a uma proposta comercial. Destaque para o facto de que não foi contemplada a hipótese de armazenar a energia produzida em excesso, uma vez que a tecnologia existente atualmente é considerada cara, e pouco viável de aplicar na empresa.

De realçar que em todas as propostas estudadas foram considerados módulos fotovoltaicos de silício policristalino. Isto porque tipicamente a instalação de painéis monocristalinos acarreta custos superiores, embora providencie tipicamente uma eficiência de conversão da radiação em energia elétrica ligeiramente superior.

Grande parte das simulações sugere a aplicação de instalação coplanar, visto que esta é a que menos preocupações traz à situação real da empresa em termos de peso da estrutura. As soluções utilizadas em instalações no solo com seguidores solares automáticos, foram altamente desaconselhadas pelos fornecedores, por se tratarem de estruturas de dimensões e pesos muito elevados para aplicação em coberturas.

Assim, identificaram-se as diferenças entre cada uma das propostas, catalogando-as com um número que será utilizado no presente relatório daqui em diante. Foi tido em conta desde logo, o parâmetro que relaciona o montante investido com a potência instalada (€/Wp). (Tabela 27)

Desta tabela consta o parâmetro de orientação dos módulos de acordo com o definido na revisão bibliográfica. Neste caso em concreto considerou-se que caso os painéis ficassem orientados a Sul seria aplicado o valor zero (0). Caso a rotação dos painéis relativamente ao Sul no sentido para Este os valores aplicados seriam negativos. Caso contrário seriam considerados positivos. No que diz respeito à inclinação foi também tida em conta a convenção referida no capítulo II. Quanto ao investimento a pagar por cada proposta foi considerado o investimento proposto pelas entidades fornecedoras à data que estas apresentaram a sua ideia de negócio à ECCO.

Tabela 27 - Síntese de características técnicas e económicas das propostas avaliadas

Dados	Proposta 1	Proposta 2	Proposta 3	Proposta 4	Proposta 5	Proposta 6	Proposta 7	Proposta 8	Proposta 9	Proposta 10
Potência Instalada (kWp)	46,8	132	155	198	217	290,25	295	619	792	825
Potência de Ligação (kW)	40	120	150	150	180	250	250	540	600	750
Orientação dos módulos (Graus ° Sul)	-28	-63	0	-63	-27	-63	0	-63	-63	-63
Inclinação dos módulos (Graus °)	10	0	30	0	0	0	30	0	0	0
Número de módulos	180	480	620	720	805	1.075	1.180	2.293	2.880	3.000
Número de inversores	2	6	4	6	3	5	15	9	12	15
Marca dos Painéis	<i>Axitech</i>	<i>Amerisolar</i>	<i>Jinko Solar</i>	SHARP	<i>Astroenergy</i>	<i>S-Energy</i>	<i>Recom</i>	<i>Astroenergy</i>	SHARP	Amerisolar
Marca dos Inversores	<i>Fronius</i>	SMA	SMA	SMA	<i>Sungrow</i>	SMA	SMA	<i>Sungrow</i>	SMA	SMA
Investimento na data da proposta (€)	52.416	115.000	172.340	168.374	163.715	225.500	388.239	444.771	593.853	693.000
Ano da proposta	2017	2018	2015	2018	2018	2018	2014	2018	2018	2018

### 5.3. Síntese de resultados do estudo de propostas

No presente capítulo procede-se também à apresentação dos resultados obtidos deste estudo e possíveis observações a tomar acerca dos mesmos. Destes resultados foi possível escolher uma proposta para análise de impacto nos indicadores energéticos e estudo de cenários.

Após a sintetização e catalogação das diferentes propostas, pôde-se proceder ao tratamento dos resultados obtidos. Para isso, importa realçar os resultados obtidos para o caso de referência com tarifário opcional, nomeadamente a fatura energética prevista pelo *Homer* para o ano de 2018 e a energia consumida anualmente. (Tabela 28)

*Tabela 28 - Resultados obtidos da calibração do caso de referência sem instalação de UPAC*

Energia consumida anualmente (kWh)	4.924.945
Fatura (€)	514.434

De seguida, pôde-se então obter a síntese de resultados quer de análise financeira, quer de performance dos sistemas, resultantes das 10 propostas.

Na Tabela 29, pode-se observar o resumo dos resultados obtidos relativamente aos vários parâmetros considerados importantes do ponto de vista do investidor para uma eventual tomada de decisão.

Nota para o facto de que as percentagens de poupanças obtidas em termos monetários e de consumo de energia foram obtidas em função dos dados obtidos na Tabela 28. Sabendo que as simulações foram obtidas considerando o perfil de consumos de 2017, o parâmetro “percentagem de energia poupada” da rede elétrica é igualmente a percentagem da energia total que seria consumida nos anos seguintes, que se espera ser de fonte exclusivamente renovável.

Seguindo a metodologia anteriormente apresentada, obtiveram-se resultados relacionados com os lucros que cada sistema poderia providenciar, as quantidades de energia produzidas, autoconsumidas e vendidas à rede. Todos estes resultados dizem respeito ao estudo realizado em torno do caso de referência com o tarifário opcional e apresentam-se na Tabela 30. Estes foram importantes e auxiliaram a ECCO na análise de propostas à sua disposição, pese embora não sejam considerados os mais importantes para um investidor. Destaque para o parâmetro “COE PV”, valor obtido pela divisão dos custos totais (atualizados para o presente) de cada sistema, relativos a investimento, operação e manutenção, pelo total da energia elétrica fotovoltaica produzida nos 25 anos de vida do projeto.

Para confirmação do estudo realizado em torno da mudança de tarifário, obtiveram-se resultados exatamente para os mesmos parâmetros destas 2 tabelas, mas considerando o tarifário de todos os fornecimentos. No entanto, como se pode verificar, o tempo de retorno do investimento nunca se revelou menor do que os tempos obtidos na Tabela 29. Assim optou-se por não apresentar os restantes resultados obtidos, apresentando assim este único indicador de *payback* numa última coluna da Tabela 30.

Tabela 29 - Síntese dos principais resultados obtidos na análise de propostas

Proposta	Relação entre investimento e potência instalada (€/Wp)	Payback (anos)	TIR (%)	VAL (€)	COE PV (€/kWh)	Poupança na fatura energética (%)	Energia poupada (%)	Redução de emissões de CO <sub>2</sub> (ton)	Redução de RRAA (g)
1	1,12	7,10	13,74	109.487,87	0,033	1,41	1,43	36,16	2
2	0,87	6,07	16,34	300.052,66	0,032	3,64	3,80	96,70	6
3	1,11	6,60	14,91	400.612,47	0,034	5,01	5,05	128,42	8
4	0,85	6,05	16,37	440.171,52	0,033	5,35	5,64	143,78	9
5	0,75	4,94	20,32	550.904,50	0,029	6,21	6,19	158,69	9
6	0,78	5,26	19,01	716.766,78	0,028	8,24	8,12	212,50	13
7	1,32	7,99	11,97	675.674,62	0,038	9,29	9,12	242,32	14
8	0,72	5,10	19,66	1.474.774,98	0,032	16,79	15,52	453,29	26
9	0,75	5,65	17,64	1.711.018,46	0,033	20,22	18,85	575,11	34
10	0,84	6,21	15,92	1.751.199,30	0,034	21,41	19,59	604,35	35

Tabela 30 - Síntese de outros resultados inerentes à análise de propostas

Proposta	Poupanças e Lucros obtidos			Energia Produzida (1º ano)		Payback com alteração de tarifário (anos)
	Poupanças com Autoconsumo 1º ano (€)	Lucros com Vendas no 1º ano (€)	Poupanças+Lucros 1º ano (€)	UPAC (kWh)	Excedente (kWh)	
1	7.270,16	5,29	7.275,45	70.536,28	117,00	Sem retorno possível
2	18.724,62	17,22	18.741,84	187.402,51	381,00	15,02
3	25.727,34	26,94	25.754,28	248.647,77	607,00	10,70
4	27.453,97	59,72	27.513,69	277.913,81	1.363,00	9,49
5	31.821,61	136,53	31.958,13	305.094,35	3.142,00	7,04
6	41.830,41	558,15	42.388,55	399.920,49	12.927,00	6,58
7	46.838,51	945,03	47.783,54	449.238,90	21.242,00	9,43
8	81.270,22	5.090,40	86.360,63	764.623,62	116.137,00	5,33
9	95.708,47	8.321,52	104.029,99	928.823,85	188.807,00	5,74
10	100.914,92	9.224,92	110.139,84	965.261,23	209.225,00	6,28

Outra análise de resultados proveniente do presente estudo centrou-se na comparação dos custos de energia. Através do software foi possível obter um outro parâmetro denominado de COE, mas que neste caso contabiliza o rácio entre os custos totais anuais do sistema e o total anual de energia consumida (quer autoconsumida quer comprada à rede). Assim, obtiveram-se os resultados da Tabela 31 os quais se comparam com o custo médio da energia pago pela empresa em 2017.

*Tabela 31 - Custo médio da energia por proposta analisada*

<b>Caso</b>	<b>Custo da energia (€/kWh)</b>
2017 situação real	0,106
Proposta 1	0,103
Proposta 2	0,101
Proposta 3	0,101
Proposta 4	0,100
Proposta 5	0,099
Proposta 6	0,097
Proposta 7	0,098
Proposta 8	0,089
Proposta 9	0,085
Proposta 10	0,084

A observação deste parâmetro serviu de validação das propostas, confirmando que em todas elas a aplicação da UPAC permitiria à ECCO diminuir o custo médio da energia consumida da rede pública, ao contabilizar a participação da energia autoconsumida.

#### 5.4. Critério de escolha da proposta a analisar

Concluída a análise de todas as propostas fornecidas pelas empresas instaladoras contactadas pela ECCO e das simulações efetuadas, realizou-se um estudo com o objetivo de perceber quais as variações nos parâmetros económicos de análise da proposta, em função de diferentes cenários operacionais do sistema.

Considerou-se ao mesmo tempo importante, perceber qual o impacto da aplicação destes sistemas, nomeadamente nos indicadores energéticos. Tipicamente, a implementação de medidas de eficiência energética traduz-se na otimização da relação entre o consumo de energia e a produção ou o valor acrescentado bruto da empresa, pelo que se espera que esta relação seja beneficiada com esta medida.

Neste sentido, o critério de escolha da proposta a analisar seguiu uma metodologia assente na classificação das propostas segundo um conjunto de regras. Assim, para cada parâmetro da Tabela 29 verificou-se qual a proposta que obteve melhores resultados. Como se pode verificar, nessa tabela está destacado o melhor resultado para cada critério de decisão. A proposta que obtivesse mais vezes o melhor resultado de entre os selecionados seria a escolhida para o restante estudo desenvolvido.

Como se pode verificar, a proposta 10 obteve em 5 dos 9 critérios, o melhor resultado quando comparada com as restantes. Assim, optou-se por analisar mais detalhadamente os resultados da proposta 10, procedendo ao estudo de cenários e previsão do impacto nos indicadores energéticos.

Por forma a clarificar a forma de obtenção dos resultados da Tabela 29 e Tabela 30, apresentam-se no Anexo A, as tabelas de análises financeiras para a proposta 10 obtidas para os diferentes tarifários. No Anexo B podem-se observar 2 gráficos de comportamento médio esperado de performance do sistema, analisando a diferença entre um mês de Verão e um mês de Inverno.

Fica ainda a salvaguarda de que esta classificação das propostas serviu apenas para efeitos de estudo do presente relatório, não sendo representativa da decisão final tomada pela empresa sobre qual a proposta a implementar. Esta informação confirma-se uma vez que na tomada de decisão entram em linha de contas vários fatores e com diferentes ponderações do investidor.

No entanto, sendo o investidor a própria empresa, poderá haver outros fatores a influenciar a decisão sobre qual a melhor proposta a implementar e que sirva os seus interesses. Neste caso concreto, a escolha da ECCO poderia recair por exemplo sobre uma das propostas com potência de ligação inferior a 300 kW, satisfazendo numa primeira fase o objetivo de atenuar os consumos semanais e suprimir, nas horas de exposição solar, os consumos energéticos do fim de semana.

## 5.5. Impacto da UPAC nos indicadores energéticos

Nesta secção pretende-se avaliar qual o impacto que a aplicação de um sistema poderia proporcionar nos indicadores energéticos. Neste sentido, aplicou-se a norma prevista na lei de que para efeitos de contabilização dos consumos energéticos totais da empresa, apenas se considera 50% da energia produzida por fonte renovável ou endógena.

Por forma a prever o impacto da proposta de 825 kWp nos indicadores energéticos da empresa, assumiu-se que os valores relativos à produção e ao VAB seriam os mesmos de 2017. Assim sendo, a comparação efetuada é genericamente uma fonte de informação sobre o ganho que esta solução poderia implicar caso em 2017 já estivesse em funcionamento. Isto permitiu perceber de que forma a aplicação da medida de implementação de uma UPAC pode ser importante para a ECCO, em busca dos objetivos previstos no âmbito da auditoria energética e do SGCIÉ.

Na Tabela 32 podem identificar-se os valores utilizados com base na caracterização da empresa e nos resultados obtidos para a proposta 10, de forma a calcular o consumo específico de energia, a intensidade energética e a intensidade carbónica. Os resultados obtidos sintetizam-se sob a forma gráfica, comparando com o histórico comportamental destes indicadores, apresentado no capítulo III.

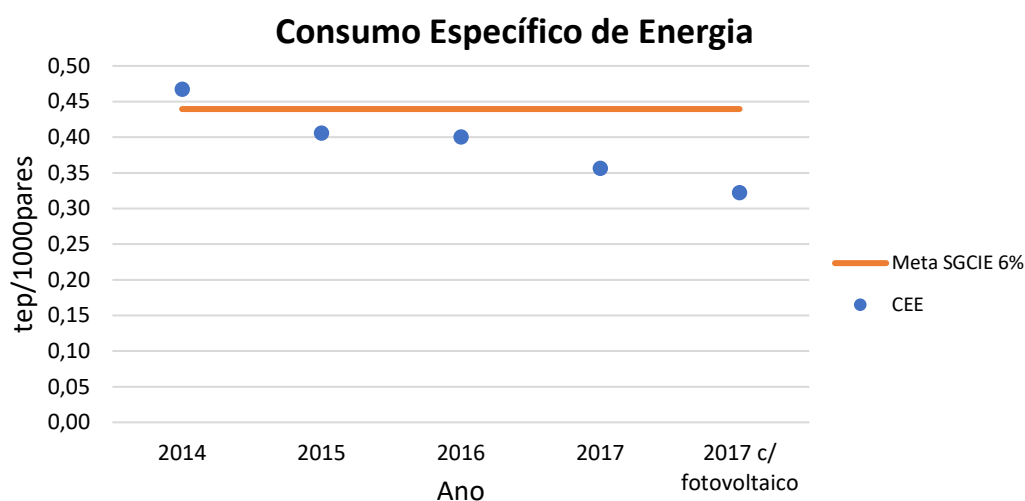
Ao mesmo tempo, considerou-se a hipótese de prever o comportamento dos indicadores energéticos no futuro com base nas poupanças provenientes do sistema fotovoltaico e nos dados históricos de produção, VAB, consumo de energia e respetivas emissões. No entanto, confirmou-se que essa informação seria pouco credível, uma vez que se torna demasiado especulativo prever o comportamento energético associado a um crescimento de produção. Como se verificou em 2017, é possível aumentar substancialmente a produção sem que isso se reflita obrigatoriamente em aumento de consumos diretamente proporcionais. Não havendo uma relação direta e concreta, considerou-se melhor aproximação, simular a aplicação desta UPAC de acordo com os dados de



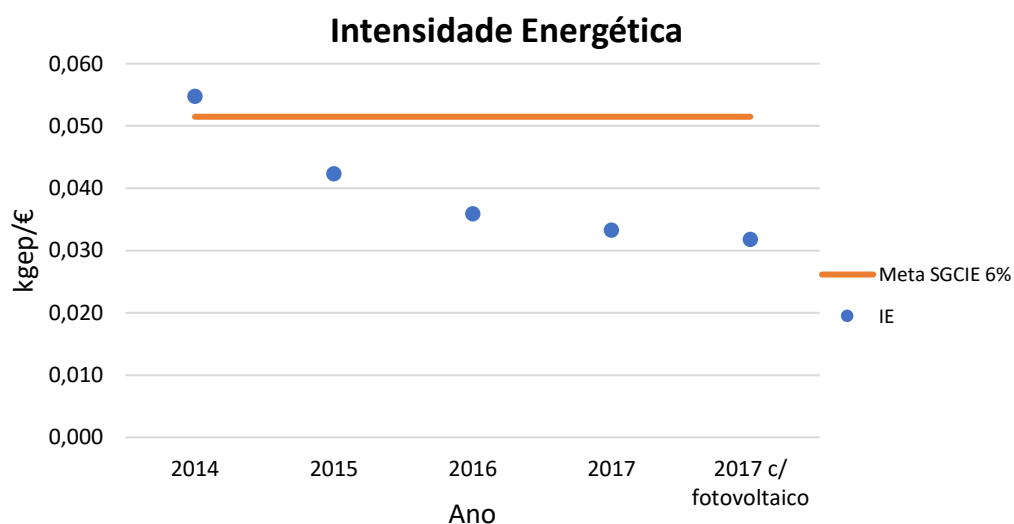
2017, reais, ao invés de especular. Ainda assim, tendo verificado que a alocação para 2018 é de produzir 3.030,000 milhares de pares de sapatos e para um CEE de 0,32 (2017 c/fotovoltaico da Figura 51), estima-se que seriam consumidos com este sistema, cerca de 969,6 tep de energia.

*Tabela 32 - Dados para estimativa dos indicadores energéticos com proposta 10 em 2017*

Produção de 2017 (milhares de pares de sapatos)	3.052,213
Consumo total de energia em 2017 c/ proposta 10 (tep)	984,21
VAB de 2017 (€)	30.983.715,44
Emissões GEE (tCO <sub>2</sub> )	2.171,18



*Figura 51- Previsão de impacto da UPAC de 825 kWp no Consumo Específico de Energia*



*Figura 52 - Previsão de impacto da UPAC de 825 kWp na Intensidade Energética*

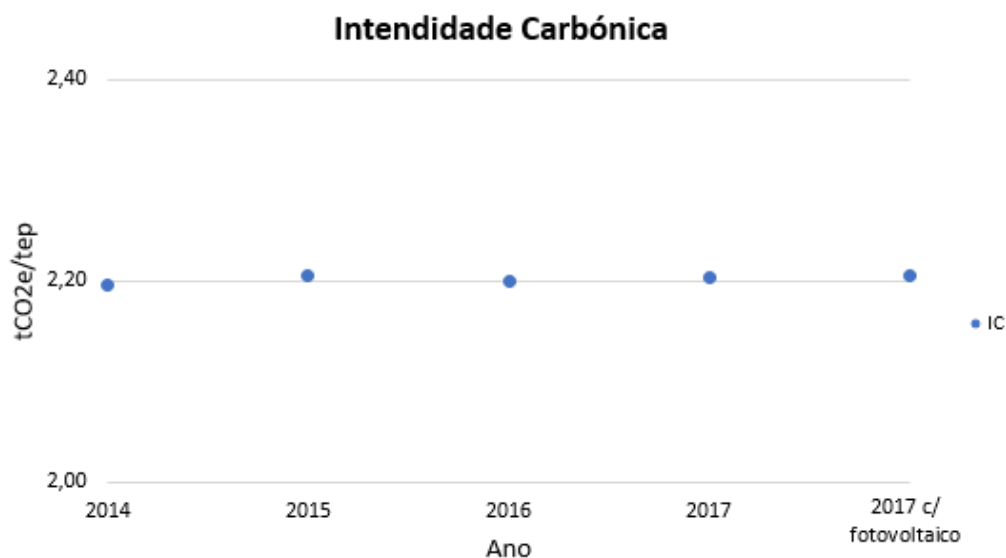


Figura 53 – Previsão do impacto da UPAC de 825 kWp na Intensidade Carbónica

## 5.6. Estudo de cenários

Respondendo aos objetivos do presente relatório de estágio, procedeu-se, por fim, ao estudo que permite identificar a relação entre os parâmetros de análise financeira e as condições de operabilidade da UPAC. Desta forma, realizaram-se diferentes cenários de alteração das condições de funcionamento do sistema selecionado para análise, o equivalente à proposta 10 de 825 kWp e cuja análise financeira despoletaria fluxos de caixa de acordo com a Figura 54. Os resultados obtidos foram comparados com o caso de referência desta proposta considerando o tarifário opcional, mais vantajoso.

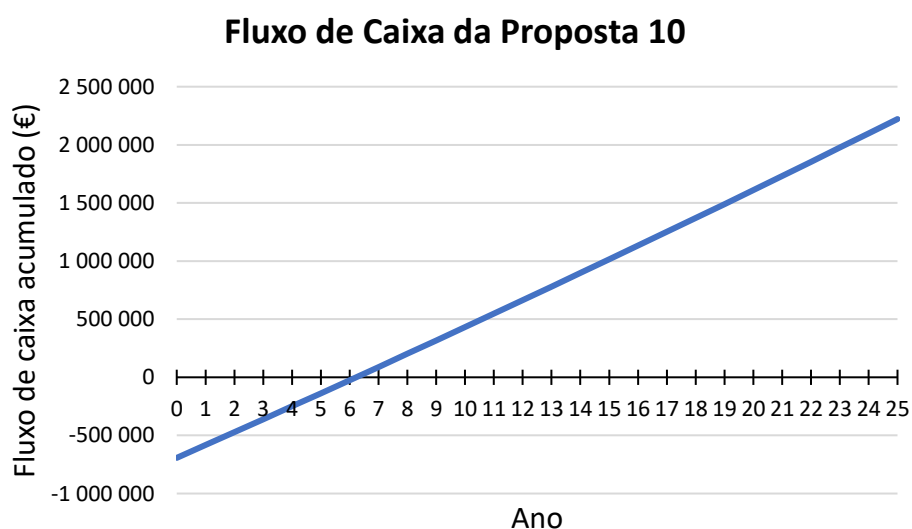


Figura 54 - Fluxo de caixa acumulado da proposta 10 de acordo com simulação base

Consideraram-se então os parâmetros diretamente relacionados com as condições em que a UPAC opera, simulando os diferentes casos com as devidas alterações à metodologia anteriormente anunciada e baseando os resultados obtidos na mesma linha de raciocínio e metodologia. Os parâmetros importantes foram identificados como sendo:

- Os consumos de energia elétrica (diagramas de carga)
- As tarifas de energia contratualizadas
- A perda de eficiência anual anunciada pelos fabricantes

Importa realçar que não se considerou a variação de parâmetros económicos como a taxa de inflação ou taxa de desconto, por não serem parâmetros diretamente relacionados com a operabilidade de um parque solar fotovoltaico.

#### 5.6.1. Cenário 1: Modificações nos diagramas de carga

De acordo com o previsto, a introdução dos diagramas de carga para simulação no *Homer* baseou-se nos consumos de energia elétrica de 2017. Uma forma de avaliar o comportamento da solução escolhida passou por estimar eventuais alterações nos consumos da empresa, de forma uniforme ao longo do ano. Para isso, aplicou-se a cada medição horária um fator percentual com base nos diferentes casos de estudo a simular. Consideraram-se assim variações desde diminuições de 10 pontos percentuais até aumentos em 30 por cento. (6 cenários)

Apesar das instalações da empresa estarem neste momento praticamente todas ocupadas, um cenário mais real e concreto a aplicar seria considerar a eventual substituição da zona de R&D por produção, à imagem do que se passa no *hall* 2. Isto levaria à substituição dos equipamentos presentes no *hall* 3 por 3 máquinas de injeção. Para isso, considerou-se de forma aproximada que o aumento de consumo energético seria o equivalente a três quartos do consumo energético com produção à data do presente estudo. Isto representou um aumento de 40 por cento do consumo total. (7º cenário)

Para isso, a única alteração a introduzir no âmbito da metodologia seguida consistiu em alterar o ficheiro importado para o software *Homer* no input relacionado com as cargas (*loads*).

Na Tabela 33 podem-se observar os resultados obtidos em função dos diferentes cenários de alteração aos diagramas de carga, isto é, os novos indicadores financeiros e respetivas variações percentuais face ao caso de referência.

*Tabela 33 - Análises financeiras em função dos diagramas de carga*

Cenário	Variação dos Diagramas de cargas (%)	Payback (anos)	Variação Payback (%)	TIR (%)	Variação TIR (%)	VAL (€)	Variação VAL (%)
1.1	-10	6,26	0,81	15,78	-0,88	1.731.506,10	-1,12
1.2	-5	6,24	0,48	15,85	-0,44	1.741.631,04	-0,55
<b>Referência</b>	<b>0</b>	<b>6,21</b>	<b>0,00</b>	<b>15,92</b>	<b>0,00</b>	<b>1.751.199,30</b>	<b>0,00</b>
1.3	5	6,19	-0,32	15,98	0,38	1.760.431,25	0,53
1.4	10	6,17	-0,64	16,05	0,82	1.769.346,24	1,04
1.5	20	6,13	-1,29	16,16	1,51	1.786.131,42	1,99
1.6	30	6,09	-1,93	16,27	2,20	1.801.530,53	2,87
1.7	40	6,06	-2,42	16,37	2,83	1.815.699,13	3,68

### 5.6.2. Cenário 2: Impacto da variação das tarifas de energia

Sabendo que as poupanças anuais decorrentes da utilização de uma UPAC dependem diretamente do contrato de energia acordado entre a empresa e os comercializadores, era de todo o interesse perceber a importância deste fator nos parâmetros financeiros de análise do investimento a concretizar. Sabendo também que o custo da energia é um indicador altamente instável em função do tempo, optou-se por realizar uma regressão linear dos dados relativos ao preço médio aritmético dos últimos 20 anos para o mercado português de energia, com base em informações da OMIE, de forma meramente estimativa. (Figura 55)

Neste sentido, percebeu-se que desta estimativa resulta a ideia de que os custos relacionados com energia tendem a aumentar a uma taxa anual de 2%. Assim, e uma vez que também as tarifas relacionadas com o acesso às redes são dependentes dos valores publicados anualmente pela ERSE, optou-se por considerar para todos os cenários que quer as tarifas de energia ativa quer as de acesso às redes ou relacionadas com a potência contratada e potência consumida em horas de ponta sofreriam a mesma alteração.

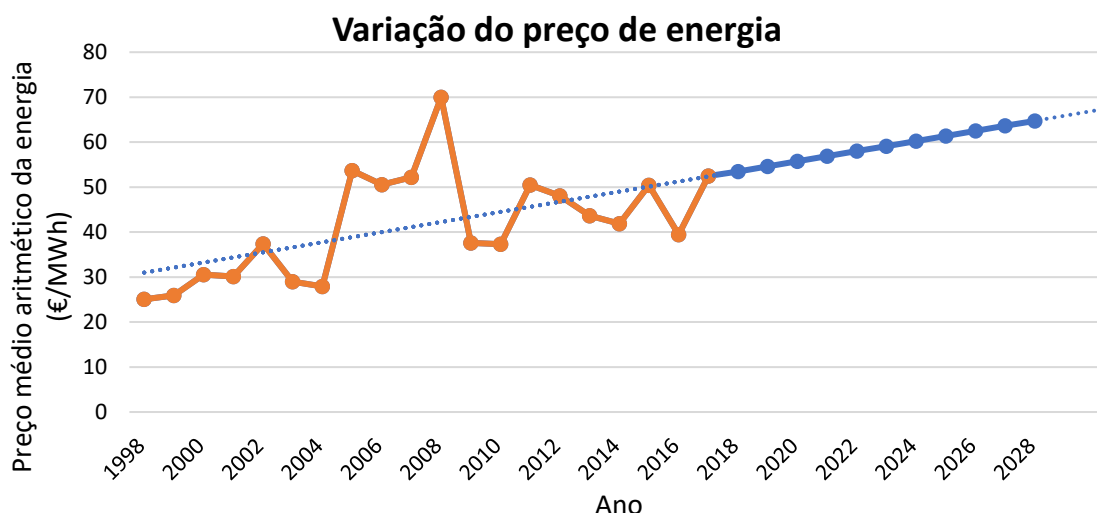


Figura 55 - Estimativa da variação do preço de energia com base em regressão linear

Posto isto, simularam-se 4 diferentes situações, prevendo o que aconteceria caso toda a proposta se mantivesse idêntica, exceto as tarifas que seriam aplicadas caso esta fosse efetuada de acordo com o que seria expectável um ano antes ou depois da data a que se efetuou este estudo (aumento ou diminuição de 2%). As duas restantes simulações representam casos mais extremos prevendo o que aconteceria caso estas variações fossem mais perturbadas por fatores socioeconómicos, implicando aumentos ou reduções de 7%. Isto permitiu observar o impacto que a forma como as tarifas de energia variam pode ter no tempo de retorno do investimento.

Estes resultados foram obtidos através da alteração das tarifas introduzidas no software através da secção de "grid inputs" onde estão alocados os custos com energia ativa, acesso às redes e PHP, e no parâmetro "system fixed O&M cost" onde foi introduzido o custo com potência contratada.

Tabela 34 - Análises financeiras em função das tarifas de energia

Cenário	Variação das tarifas (%)	Payback (anos)	Variação Payback (%)	TIR (%)	Variação TIR (%)	VAL (€)	Variação VAL (%)
2.1	-7	6,63	6,76	14,82	6,91	1.595.257,27	-8,90
2.2	-2	6,32	1,77	15,63	1,82	1.710.087,18	-2,35
<b>Referência</b>	<b>0</b>	<b>6,21</b>	<b>0,00</b>	<b>15,92</b>	<b>0,00</b>	<b>1.751.199,30</b>	<b>0,00</b>
2.3	2	6,09	-1,93	16,27	2,20	1.801.951,12	2,90
2.4	7	5,83	-6,12	17,07	7,22	1.916.781,03	9,46

### 5.6.3. Cenário 3: Variação da perda anual de eficiência global dos parques fotovoltaicos

Num último caso de estudo, observou-se a importância da performance global da UPAC nas poupanças anuais que a mesma pode proporcionar à empresa. Por norma, os fabricantes dos módulos fotovoltaicos informam os seus clientes acerca da performance esperada ao longo do tempo de vida dos equipamentos. Admitindo o tempo de vida de projeto de 25 anos e a informação de qual a eficiência esperada ao fim desse tempo de vida, foi possível obter a perda anual esperada. Este valor é aplicado aos resultados obtidos de produção de energia proveniente de toda a instalação ano a ano.

No caso de estudo em concreto, a perda anual considerada foi primeiramente de 0,8%. Já para os cenários estudados nesta secção avaliou-se a simulação dos resultados, caso este indicador fosse melhorado pelos fornecedores através de uma melhoria das tecnologias, reduzindo-o para metade. Por outro lado, avaliaram-se as respostas do sistema, caso a instalação sofresse uma degradação maior ao longo do tempo do que a esperada, nomeadamente caso este indicador fosse o dobro ou triplo do esperado.

A forma encontrada para avaliar as perdas de eficiência a esperar do sistema foi através dos ficheiros obtidos em folha de cálculo que auxiliaram as análises financeiras provenientes do *Homer*, introduzindo um fator de multiplicação anual correspondente a este parâmetro.

Tabela 35 - Análises financeiras em função da perda de eficiência anual do sistema

Cenário	Perda de Eficiência anual (%)	Payback (anos)	Variação Payback (%)	TIR (%)	Variação TIR (%)	VAL (€)	Variação VAL (%)
3.1	0,4	6,15	-0,97	16,33	2,58	1.871.402,08	6,86
<b>Referência</b>	<b>0,8</b>	<b>6,21</b>	<b>0,00</b>	<b>15,92</b>	<b>0,00</b>	<b>1.751.199,30</b>	<b>0,00</b>
3.2	1,6	6,35	2,25	15,10	-5,15	1.531.593,75	-12,54
3.3	2,4	6,50	4,67	14,28	-10,30	1.336.860,01	-23,66

## 5.7 Impacto das alterações de cenários no desempenho económico

Dos cenários anteriormente estudados pôde-se desde logo perceber e comentar qual o impacto das 3 alterações induzidas em relação ao caso de base. Esta sensibilidade do desempenho económico em relação aos vários fatores seria também um indicador importante para o investidor.

Assim, pôde-se classificar o desempenho económico de modo geral pouco sensível às alterações impostas. Da análise de resultados, pode-se verificar que os tempos de retorno tendem a não se alterar muito em função das variações. Em todos os casos estudados, a alteração de *payback* apenas se refletiu em alguns meses de diferença.

De qualquer modo, verificou-se que houve diferentes impactos nos indicadores económicos em função do cenário estudado. De realçar que para os diagramas de carga se obtiveram variações muito pequenas. Não sendo de esperar que o consumo de energia da empresa sofra alterações bruscas, verificou-se que a influência deste parâmetro seria pouco relevante para o investidor.

Já para as tarifas de energia, verificaram-se as maiores oscilações dos 3 indicadores económicos. Sabendo que o mercado da energia é bastante instável e que as mesmas podem sofrer alterações bruscas de ano para ano, pôde-se constatar que este é dos parâmetros mais influentes no desempenho económico de uma UPAC.

Quanto às perdas anuais de eficiência do sistema, voltaram a verificar-se resultados muito próximos do caso de referência. Ao mesmo tempo, a estabilidade e fiabilidade da tecnologia atualmente disponível em termos de performance, faz com que este seja um fator que, embora importante, se torne pouco influente no desempenho económico e na decisão de investidor.

Outra forma de avaliar o impacto das variações induzidas ao sistema nos parâmetros económicos foi possível através da observação das variações percentuais destes 3 indicadores em comparação com o caso referência. Assim em cada um dos 3 cenários, verificou-se se a variação percentual do fator em causa influenciava nas mesmas proporções ou não, os 3 indicadores económicos.

No cenário de alterações aos diagramas de carga, pôde-se constatar que a variação percentual imposta aos diagramas de carga não se reflete nas mesmas ordens de grandeza de variação dos indicadores de desempenho económico. Assim, comprovou-se a pouca sensibilidade dos mesmos à alteração de consumo da empresa, verificando-se que um aumento de 40% nos consumos se traduziria em apenas 2% de melhoria no tempo de retorno.

Já no que toca às variações das tarifas aplicadas, verificou-se que nos 4 casos de estudo e para os 3 indicadores económicos, as alterações percentuais se aproximavam muito da variação percentual imposta na tarifa. Isto é, uma alteração de 2% nas tarifas aplicadas refletiu-se em variações próximas de 2% no tempo de retorno, TIR e VAL. Assim, verificou-se um maior impacto direto e proporcional deste cenário do que os restantes, confirmando a relação de sensibilidade anteriormente referida.

Quanto à perda de eficiência anual do sistema, verificou-se que este se trata de um cenário para o qual o desempenho económico é pouco sensível a variações. Isto comprova-se pela observação de que uma redução para metade ou aumento para o dobro/triplo do parâmetro técnico não se refletiu em variações idênticas nos indicadores económicos, como se pode observar pela Tabela 35.

## Capítulo VI – Outros parâmetros relacionados com UPAC

### 6.1. Objetivos do capítulo VI

Neste capítulo faz-se uma pequena abordagem sobre pormenores relacionados com a implementação deste tipo de sistemas, nomeadamente o sobredimensionamento das centrais fotovoltaicas em relação aos inversores e financiamento dos projetos. Estes foram alguns fatores identificados e considerados importantes na análise de viabilidade desta medida de eficiência energética.

### 6.2. Sobredimensionamento das centrais em relação aos inversores

Das propostas apresentadas à ECCO pelas entidades instaladoras percebeu-se que, tipicamente, as centrais solares são sobredimensionadas. Quer-se com isto dizer que a potência nominal de painéis fotovoltaicos instalada é superior à potência nominal de ligação, isto é, ao valor de potência dos inversores.

No entanto, verificou-se que os fornecedores apresentam valores de sobredimensionamento diferentes em função das propostas. A Tabela 36 apresenta uma análise acerca das diferenças de sobredimensionamento entre as soluções cuja instalação proposta é coplanar e sem alteração da orientação dos painéis relativamente àquilo que é a orientação do edifício.

*Tabela 36 - Análise do sobredimensionamento das propostas com instalação coplanar*

Proposta	Potência instalada (kW)	Potência de ligação (kW)	Sobredimensionamento
2	132,00	120,00	10,00%
4	198,00	150,00	32,00%
5	217,00	180,00	20,56%
6	290,25	250,00	16,10%
7	295,00	250,00	18,00%
8	619,00	540,00	14,63%
9	792,00	600,00	32,00%
10	825,00	750,00	10,00%

Estas diferenças podem-se justificar desde logo pela preocupação de que, conforme visto anteriormente, o número de painéis por *string* deve ser sempre o mesmo. Igualmente, a máxima voltagem admitida por um inversor nunca deve ser ultrapassada. Como cada empresa opera com equipamentos de características diferentes, o sobredimensionamento pode variar em função destes parâmetros.[46]

Em todo caso, este pode ser um pormenor da instalação com repercussões importantes nos resultados obtidos, uma vez que está também relacionado com a área e inclinação/orientação de telhado disponível e localização da empresa. A prática de sobredimensionamento das centrais tornou-se uma prática comum, uma vez que permite obter resultados mais consistentes em telhados cuja orientação não seja a mais favorável.[46][47]

Esta decisão pode garantir ganhos na produção de energia nos períodos de início da manhã e fim de tarde. Isto apesar de nos períodos de pico da exposição solar poder haver desperdício de energia por falta de capacidade dos inversores. De realçar ainda que, tipicamente, este sobredimensionamento não deve ultrapassar os 30% em relação ao valor de potência dos inversores.[47]

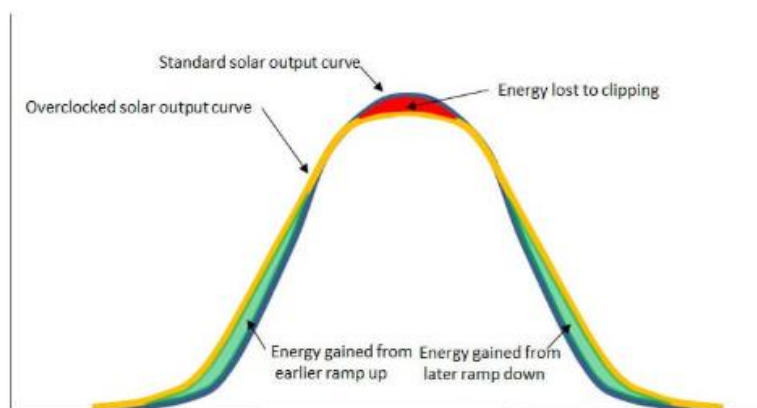


Figura 56 - Esquema dos resultados obtidos do sobredimensionamento da central [47]

Como se pode observar, a Figura 56 é um esquema da curva típica de produção de energia elétrica fotovoltaica (eixo vertical) ao longo das 24 horas de um dia (eixo horizontal). Comparando uma situação de sobredimensionamento com uma situação em que a potência instalada fosse igual à potência de ligação, há uma perda de energia produzida nas horas de maior exposição solar. Isto porque nestas horas, estaria a ser produzida mais energia do que aquela que os inversores são capazes de converter de contínua para alternada. Em sentido contrário, pela manhã cedo ou ao fim da tarde, o sobredimensionamento dos painéis em relação aos inversores garante uma maior produção de energia em horas cujos índices de radiação já não se esperam serem significativos, aumentando assim o total de produção nessas horas.

Sabendo que a exposição solar atinge o seu pico num período muito específico e curto do dia, espera-se assim que os ganhos que esta técnica garante sejam maiores do que as perdas. Isto permite assim que, quando bem aplicada, garanta iguais ou preferencialmente melhores resultados quando comparada com um sistema não sobredimensionado.[48]

### 6.3. Monitorização de dados

Das propostas comerciais apresentadas à ECCO pelas entidades instaladoras consta, por norma, a preocupação em monitorizar os dados provenientes da produção de energia do parque solar fotovoltaico. Tipicamente, nas instalações cujos inversores sejam da marca SMA, apresentam como solução o software de monitorização de dados através de portal *online* disponibilizado por esta entidade, o *Sunny Portal*.

Caso a proposta selecionada pela empresa seja então composta por inversores da SMA, a ECCO poderá ter acesso a dados históricos e instantâneos da produção de energia que o sistema está a fornecer, emissões de resíduos poluentes evitadas ou acerca do rendimento da instalação na sua globalidade e em particular nos inversores. Esta aplicação permite ainda a programação do envio



destas informações por e-mail assim como a definição de parâmetros que suscitem a emissão de alarmes por forma a detetar anomalias que necessitem de vistoria e possível manutenção ou reparação.

Outra solução passaria por adaptar o sistema de gestão e monitorização de energia já existente nas instalações da ECCO. Neste caso, poderiam ser instalados contadores da mesma marca dos já utilizados e monitorizar os dados desta nova instalação. Isto permitiria garantir uma instalação de acordo com a já aplicada nos 29 contadores de energia, dos quais se consegue monitorizar e registar os dados de consumo de forma mensal. À semelhança do proposto pelo SMA com o seu portal, o acesso aos dados realiza-se por protocolo *Ethernet*, permite a receção de e-mails informativos ou alarmes e acesso ao portal *online*. Neste sentido, optar por esta instalação diminuiria o processo de adaptação dos responsáveis da empresa a uma nova ferramenta de monitorização e garantiria a uniformidade de sistemas de gestão e monitorização energética utilizados na mesma. De realçar ainda que na instalação existente na empresa os contadores comunicam entre si através do protocolo RS485.

Esta solução garantiria assim que desde que os contadores fossem da mesma marca do fornecedor atual, a monitorização de dados provenientes da UPAC estaria sempre assegurada independentemente da origem dos inversores utilizados na instalação ou da solução proposta de monitorização de sistemas solares por parte da empresa instaladora.

#### 6.4. Máxima utilização do telhado

Uma preocupação a ter com a instalação de unidades de aproveitamento solar relaciona-se com a capacidade das instalações. No caso da ECCO existe uma excelente oportunidade de investir numa UPAC solar, uma vez que dispõe de uma boa área disponível de telhado para instalação de módulos fotovoltaicos.

Neste sentido, e tendo em conta um segundo objetivo da empresa em perceber qual seria a máxima potência a instalar, foi avaliada a possibilidade de implementar uma UPAC com potência de ligação a rondar o Megawatt. Assim, foram recolhidas e estudadas duas outras propostas cujas potências de ligação seriam de 900 kW e 750 kW, ambas com potência nominal de 1000 kWp, isto é 1 MWp. Verificou-se que, nestes casos, as entidades instaladoras propunham instalações com ocupação muito próxima da totalidade do telhado das instalações da empresa.

De realçar que a busca pela máxima rentabilização do espaço disponível no telhado da ECCO englobaria diferentes configurações de orientação e inclinação dos painéis. Isto resultaria obrigatoriamente em diferentes poupanças obtidas dos sistemas. Quer-se com isto dizer que a máxima rentabilização de espaço do telhado poderá não significar obrigatoriamente que esta seja a unidade mais rentável a aplicar face às condições de operabilidade da ECCO e do sistema.

Ao mesmo tempo, sabe-se que a potência de ligação nunca poderá exceder a potência contratada. Assim sendo, verificou-se que dependendo do tamanho dos módulos, orientação e inclinação dos mesmos, possíveis sombreamentos e dada esta restrição legal, a máxima rentabilização do telhado representaria instalações com potências de ligação nunca superiores a 1210 kW, mas possivelmente iguais ou superiores a 900 kW, o que resultaria em poupanças na fatura energética na ordem dos 25% em relação às despesas de 2017.

## 6.5. Modelo de Negócio

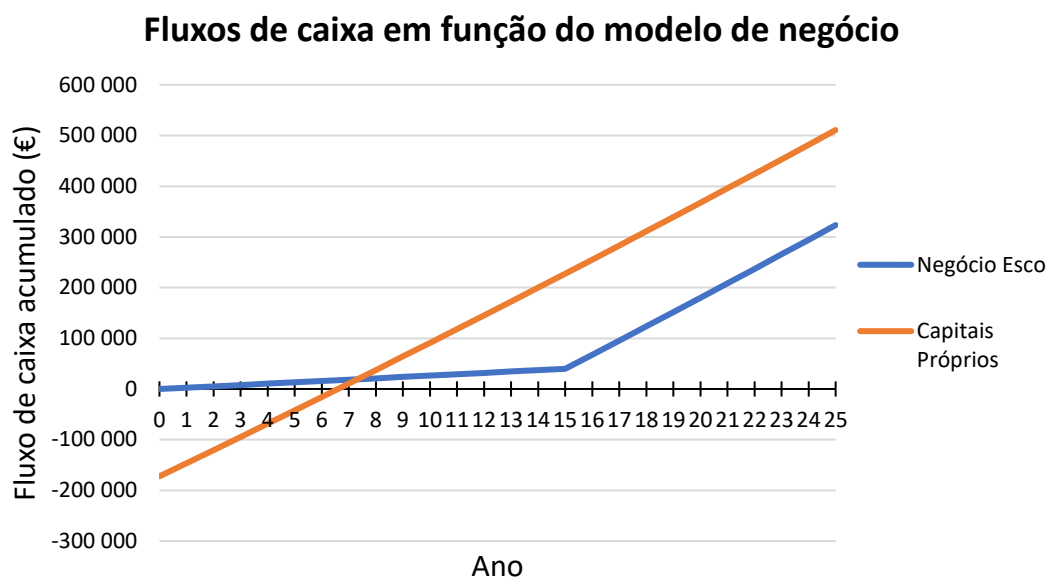
Como se pôde verificar com a recolha de propostas comerciais providas de entidades instaladoras, o investimento em soluções de eficiência energética desta dimensão acarreta custos significativamente elevados. Neste sentido, o financiamento destes investimentos torna-se desde logo um fator importante de decisão.

Em primeira análise, a solução aplicada passa pela utilização de capitais próprios da empresa. Esta permite desde logo garantir que a instalação é um ativo da empresa e que os lucros dela retirados ficam imediatamente disponíveis como forma de recuperação do investimento e posteriormente como fonte de geração de poupanças de capital a ser investido noutras aplicações.

No entanto, pode ocorrer que as empresas que pretendem instalar este tipo de equipamentos, como é o caso da ECCO, não tenham à sua disposição num período de tempo tão específico o capital necessário para tal investimento. Neste sentido, existem possibilidades de financiamento como os contratos conhecidos como contratos ESCO ou PPA. Tipicamente estes são contratos entre a empresa compradora e a entidade instaladora, nos quais a entidade instaladora garante (por ação de terceiros ou não) que todo o investimento inicial, manutenções, taxas de registo entre outros é assegurado. Em contrapartida, durante um período acordado a empresa onde a UPAC fica instalada compromete-se a entregar parte ou a totalidade dos lucros monetários retirados da sua exploração ao investidor no sentido de amortizar a dívida.

Esta solução permite sempre à empresa reduzir a fatura com a energia elétrica ao mesmo tempo que consome menos energia da rede pública, garantindo a utilização de energia de fonte renovável. No final do contrato ESCO ou PPA, a exploração do parque solar fotovoltaico fica automaticamente entregue à empresa detentora das instalações até ao fim do seu tempo de vida.

A título de exemplo, fica a sugestão da entidade instaladora responsável pela proposta aqui catalogada com o número 3, proposta de 155 kWp, em que a mesma garantia num período de 15 anos a liquidação de todos os custos com investimento inicial, manutenções, seguros, monitorização e garantias dos equipamentos. Em contrapartida a ECCO comprometia-se a beneficiar de apenas 10% das economias geradas pelo sistema, partilhando os restantes 90% com a empresa investidora em causa. Ainda se comprometeria a manter atividade aberta no período dos 15 anos por forma a tentar garantir pelas 2 partes que os resultados esperados deste contrato eram alcançados beneficiando as 2 entidades. No fim do período contratado, todas as responsabilidades assim como lucros do sistema passariam a ser da exclusividade da ECCO. Isto permitiria à ECCO a obtenção de um fluxo de caixa semelhante ao da Figura 57 onde se compara com o fluxo esperado no modelo de negócio em que o financiamento é totalizado por capital próprio.



*Figura 57 - Fluxos de caixa da proposta 3 para os diferentes modelos de negócio*

Neste contrato ficariam ainda salvaguardadas situações que pudessem ocorrer durante o período do mesmo, como a possibilidade de reorganizar a partilha de lucros, alterando a duração do contrato, a possibilidade da ECCO reunir capital de forma a adquirir o sistema por completo pagando assim o remanescente ou a possibilidade de haver rotura de atividade da empresa e a entidade instaladora ficar proprietária da UPAC, sendo ressarcida pelo termo do contrato.

De realçar que este tipo de soluções apesar de apelativas do ponto de vista do investimento de capital numa fase inicial, têm tipicamente durações de contrato superiores a 50% do tempo de vida dos equipamentos ou do projeto. Apesar destas vantagens de atenuação do custo inicial, constata-se que ao fim de 15 anos, tipicamente os produtores de módulos fotovoltaicos sugerem rendimentos do equipamento na ordem dos 85% da sua eficiência inicial. Ao mesmo tempo, as manutenções ou eventuais substituições de equipamento terão tendência a tornarem-se mais frequentes e mais dispendiosas. A substituição dos inversores é também um parâmetro a ter em conta, uma vez que os fornecedores destes equipamentos não são tão claros quanto à garantia de que se mantenham em funcionamento ao fim dos 25 anos considerados como tempo de projeto.

Assim, deste exemplo se percebeu que uma proposta que teria um retorno do investimento de 6,60 anos caso o capital investido fosse o próprio da empresa e cujos rendimentos seriam benefício total da mesma, seria substituída por um contrato a 15 anos. Também pela análise dos fluxos de caixa da Figura 57 tudo leva a crer que a melhor solução para a ECCO seria, caso possível, investir do próprio capital.

## 6.6. Estimativa de impacto ambiental

Através da rotulagem de energia fornecida pelos fornecedores, foi possível para cada proposta analisada, estimar as poupanças em toneladas de Dióxido de Carbono e em gramas de Resíduos Radioativos de Alta Atividade. Outra análise considerada foi a de perceber o impacto ambiental da implementação das unidades de autoconsumo na rede pública.

Para isso, começou-se por perceber dos dados da Figura 3 para o ano de 2017 a distribuição percentual de produção de energia. Assim, constatou-se que os 31,57 TWh de energia fóssil produzida representavam 57,9% do total de energia produzida em Portugal Continental. Consequentemente, 42,1% da energia produzida nesse ano foi de fonte renovável.

Em primeira análise, a energia injetada na rede pública através do contrato de venda de excedentes de produção contribui para o aumento da participação das fontes renováveis na energia que a mesma rede fornece aos consumidores. No entanto, verificou-se para todas as propostas que esta contribuição é muito inferior à energia autoconsumida.

Apesar disso, se for considerado que a totalidade de energia produzida pelas centrais solares evita a produção das mesmas quantidades de energia por outras centrais produtoras, nomeadamente as de energia fóssil e muitas vezes importada, consegue-se estimar o impacto ambiental desta contribuição. Neste sentido, a Tabela 37 apresenta a totalidade de energia produzida por ano para cada uma das propostas avaliadas. Ao mesmo tempo apresenta-se a quantidade de energia fóssil a que corresponderia, caso esta proviesse da rede pública.

*Tabela 37 - Consumo de energia fóssil evitado por cada sistema*

Proposta	Energia Produzida 1º ano (kWh)	Energia fóssil equivalente (kWh)
1	70.653,28	40.908,25
2	187.783,51	108.726,65
3	249.254,77	144.318,51
4	279.276,81	161.701,27
5	308.236,35	178.468,85
6	412.847,49	239.038,70
7	470.480,90	272.408,44
8	880.760,62	509.960,40
9	1.117.630,85	647.108,26
10	1.174.486,23	680.027,53

## **Capítulo VII – Conclusões/Discussão**

A realização do presente relatório de estágio, com base no protocolo de bolsa de estudo ao abrigo do programa Galp 21, revelou-se como uma grande oportunidade de consolidar os conhecimentos adquiridos ao longo da formação académica no Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica na Universidade de Aveiro.

O facto de este programa permitir aos alunos bolseiros uma transição entre o percurso académico e o mercado de trabalho, foi um fator decisivo para que este trabalho pudesse ser concretizado, permitindo a busca dos objetivos traçados inicialmente.

Assim sendo, foi possível através das horas de permanência na empresa ECCO Let Portugal encontrar o equilíbrio essencial entre a necessidade de satisfazer os objetivos traçados no âmbito de um estágio curricular por forma a concluir estudos com aprovação à disciplina de dissertação/tese/estágio, e a necessidade em satisfazer os interesses da entidade acolhedora do estágio.

No plano industrial, a realização do trabalho de estágio permitiu à administração da ECCO obter resultados mais concretos de previsão de comportamento dos diferentes sistemas propostos pelas entidades instaladoras. Este estudo auxiliou os representantes da empresa a consolidar conhecimentos sobre o tema, nomeadamente ao nível das condições de mercado atuais da tecnologia assim como, obter a perceção das vantagens e desvantagens em aplicar instalações do tipo UPAC.

A caracterização da situação energética da empresa, incluindo o enquadramento da mesma com o plano de racionalização previsto no âmbito da auditoria energética de 2014, em consonância com a síntese de resultados simulados para cada uma das propostas de instalação, permitiu perceber quais os ganhos ao nível de consumo energético e de faturação que esta medida de eficiência energética poderá acarretar, caso seja implementada.

Num plano de ação não menos importante, apesar de mais teórico, o trabalho consistiu ainda em realizar uma ligeira revisão bibliográfica sobre a temática por forma a aprofundar conhecimentos, muitas vezes úteis na forma como decorreu todo o estudo. Em simultâneo permitiu contextualizar, enquadrar e solidificar todo o relatório.

O desenvolvimento deste enquadramento teórico assim como a consolidação de uma metodologia de simulação a adotar, permitiu a obtenção de resultados conclusivos sobre a relação entre os parâmetros financeiros de análise dos investimentos associados a uma UPAC e as condições de operabilidade da mesma. Através dos diferentes cenários conclui-se que:

- Os diagramas de carga associados aos consumos de energia elétrica do local onde uma UPAC se instala e, consequentemente, onde a energia por ela produzida se consome, são um fator muito importante na análise financeira de um investimento deste tipo. Conclui-se que caso a instalação consumisse mais energia do que atualmente, o retorno de investimento seria tipicamente mais rápido;
- Também do estudo de cenários no qual se aplicam variações nos diagramas de carga, assim como, pela comparação do preço médio de venda da energia estabelecido pela OMIE com

os valores de COE obtidos para as propostas estudadas se concluiu que o autoconsumo é mais rentável do que a venda de energia através excedentes ou de uma UPP.

- No que às tarifas aplicadas diz respeito, desde logo fica a certeza de que os custos associados ao consumo de energia elétrica dependem de muitos fatores. Neste sentido, torna-se difícil prever o comportamento do sistema ao longo do tempo por forma a perceber qual o impacto que estas variações podem ter no decorrer dos 25 anos de tempo de projeto planeados para análise financeira do investimento;
- Ainda no ramo das tarifas de energia foi perceptível, em todo caso, que tipicamente o custo da energia tem tendência a aumentar, o que permitiu concluir que caso este investimento fosse realizado com base em contratos de energia mais dispendiosos para a empresa, o retorno do investimento seria beneficiado;
- A perda anual de eficiência anunciada pelos fornecedores de equipamento relaciona-se de forma direta com o tempo de retorno do investimento. Caso os produtores de painéis e inversores sejam capazes de melhorar a robustez dos equipamentos, auxiliando esse desenvolvimento com manutenções constantes, o comportamento do equipamento poderá manter-se durante mais tempo perto da produção ótima, garantindo mais rapidamente as poupanças necessárias por forma a cobrir o montante investido;

Desta forma, apesar das variações impostas no estudo de cenários serem mantidas como constantes no tempo de projeto, 25 anos, os resultados obtidos permitiram entender, de que forma é que numa situação real, estas pequenas perturbações podem afetar os tempos de retorno estimados na situação original da secção 5.3, ao longo desse mesmo tempo. Isto porque na prática se espera que todos os anos as condições de operabilidade de uma UPAC sejam ligeiramente distintas.

Como já referido, o estudo desenvolvido no decorrer deste estágio permitiu também observar a sensibilidade do desempenho económico dos sistemas em função de alguns cenários específicos em que opera. Verificou-se que as alterações de fluxos de caixa são pouco significativas, significando que nos casos observados os tempos de retorno variaram igualmente muito pouco, concluindo assim que o desempenho económico é pouco sensível a estas pequenas variáveis.

De realçar também o estudo realizado em torno dos tarifários de energia que o cliente pode contratualizar em média tensão, do qual se concluiu que tipicamente o tarifário opcional é o que mais se adequa à situação energética da empresa. A alteração para o tarifário de todos os fornecimentos poder-se-ia justificar caso esta se traduzisse numa melhoria das condições de retorno do investimento realizado na UPAC escolhida. Esta situação não se verificou para nenhuma das propostas analisadas. No entanto, seria de esperar que caso a potência de ligação fosse superior a 1 MW, esta medida podia ser alvo de consideração pela administração da empresa. Isto porque se verificou que para as 2 propostas analisadas na secção 6.4, a diferença de *payback* entre tarifários era já muito menor do que para as propostas de menor potência instalada. No entanto, a potência de ligação está limitada uma vez que, por lei, tem de ser inferior à potência contratada.

De forma geral os objetivos traçados no início do presente trabalho foram alcançados com sucesso, permitindo estabelecer uma boa base de estudo que pode ser útil no futuro de curto/médio-prazo a empresas que pretendam aplicar unidades de produção de energia solar, em particular à ECCO.

## ***Capítulo VIII – Trabalho futuro e sugestões de melhoria***

Como sugestão de trabalho futuro a desenvolver com base no presente relatório, recomenda-se que após a implementação de uma UPAC nas instalações da ECCO, se efetue a monitorização, controlo e registo de dados, confrontando-os com as expectativas. Para além da implementação e monitorização, a simulação de dados poderia ser mais concreta caso fosse utilizada a versão “*PRO*” do software, o que acarretaria custos adicionais, eliminando algumas limitações da versão beta aqui anunciadas. Esta medida poderá permitir consolidar ainda mais os conhecimentos na área e ajudar na validação do modelo aplicado e conclusões daqui retiradas.

Ao mesmo tempo, a contínua monitorização da situação energética da empresa assim como os dados referentes à produção e ao VAB decorrente da atividade produtiva de fabrico e venda de sapatos assume um grande interesse. Isto porque, após a previsível aposta da empresa neste tipo de solução de eficiência energética, se espera que esta providencie rendimentos em busca dos objetivos do SGCIE. Assim, recomenda-se que caso a instalação de uma UPAC seja concretizada, se conclua o estudo dos novos indicadores energéticos com base em informações reais e concretas após um ano de funcionamento.

Por último, sugere-se que se procurem outras formas de racionalização de energia na empresa e se proceda ao estudo de viabilidade das mesmas. A título de exemplo enumera-se uma situação de consumo não eficiente de energia proveniente de gás natural. No decurso do presente estágio, decorreram esforços, no sentido de avaliar a possibilidade de aplicar uma solução de aquecimento de águas para sanitários e cantina que fosse auxiliada por painéis solares térmicos. Neste caso, a sugestão passa por realizar um estudo de impacto desta medida nomeadamente no que toca a tempo de retorno do investimento e poupanças de gás natural que a mesma pode providenciar.

Esta medida poderá também providenciar a poupança de um recurso essencial à vida que é a água, através da reconstrução do sistema de retorno da água quente. Quantificar as possíveis poupanças de água a retirar assumiria assim importância no sentido de entender o impacto nas poupanças de recursos, pelo que seria um estudo a realizar em simultâneo com a poupança em gás natural.





## Referências

- [1] U.S. Energy Information Administration (EIA), “EIA projects 48% increase in world energy use by 2040 - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA).” [Online]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=32912>. [Accessed: 23-May-2018].
- [2] European Commission, “2020 Climate & Energy package,” *Http://Ec.Europa.Eu/Clima/Policias/Strategies/2020/Index\_En.Htm*, 2007. [Online]. Available: [http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_en.htm). [Accessed: 15-Mar-2018].
- [3] REN, “REN - Produção renovável abastece 40% do consumo em 2017,” 2018. [Online]. Available: [https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/producao\\_renovavel\\_abastece\\_40\\_\\_do\\_consumo\\_em\\_2017\\_2/](https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/producao_renovavel_abastece_40__do_consumo_em_2017_2/). [Accessed: 15-Mar-2018].
- [4] APREN, “APREN - Potência.” [Online]. Available: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia>. [Accessed: 20-Mar-2018].
- [5] APREN, “APREN - Produção.” [Online]. Available: <http://apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>. [Accessed: 20-Mar-2018].
- [6] REN, “REN - Produção de eletricidade atinge novo máximo histórico em Portugal.” [Online]. Available: [https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/producao\\_de\\_eletricidade\\_atinge\\_novo\\_maximo\\_historico\\_em\\_portugal/](https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/producao_de_eletricidade_atinge_novo_maximo_historico_em_portugal/). [Accessed: 20-Mar-2018].
- [7] REN, “REN R&C 2017 - Energia Elétrica.” [Online]. Available: <http://relatorioecontas2017.ren.pt/pt/03-ren-num-relance/37-infra-estruturas-tecnicas/371-eletricidade/>. [Accessed: 23-May-2018].
- [8] REN, “REN - Produção renovável suficiente para abastecer o consumo de eletricidade em Portugal durante 63 horas.” [Online]. Available: [https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/producao\\_renovavel\\_suficiente\\_para\\_abastecer\\_o\\_consumo\\_de\\_eletricidade\\_em\\_portugal\\_durante\\_63\\_horas\\_2/](https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/producao_renovavel_suficiente_para_abastecer_o_consumo_de_eletricidade_em_portugal_durante_63_horas_2/). [Accessed: 20-Mar-2018].
- [9] “Newquay Weather Station - Solar Irradiation.” [Online]. Available: <http://www.newquayweather.com/wxsolarmap.php>. [Accessed: 20-Mar-2018].
- [10] “Portugal terá 14 novas centrais solares fotovoltaicas.” [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/portugal-novas-centrais-solares-fotovoltaicas/>. [Accessed: 23-May-2018].
- [11] A. Brito, “Mais de oito mil portugueses produzem luz para autoconsumo,” *Público*, 2017. [Online]. Available: <https://www.publico.pt/2017/02/20/economia/noticia/mais-de-oito-mil-portugueses-produzem-luz-para-autoconsumo-1762590>. [Accessed: 23-May-2018].
- [12] “The Evolution of Solar Technology – National Geographic Blog.” [Online]. Available: <https://blog.nationalgeographic.org/2012/05/30/the-evolution-of-solar-technology/>. [Accessed: 04-Apr-2018].
- [13] L. A. Lamont, “History of photovoltaics,” in *Comprehensive Renewable Energy*, vol. 1, 2012, pp. 31–45.

- [14] “China’s Counterpunch to Trump’s Tariffs Sparks Global Selloff - Bloomberg.” [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-04-03/u-s-china-tariff-list-takes-aim-at-technologies-beijing-covets>. [Accessed: 04-Apr-2018].
- [15] “Evolution of Solar Module Technology over the years | JAKSON BLOG.” [Online]. Available: <http://jakson.com/blog/2017/09/08/evolution-of-solar-module-technology-over-the-years/>. [Accessed: 04-Apr-2018].
- [16] R. Fu *et al.*, “U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark : Q1 2017 U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark : Q1 2017,” *Nrel*, no. September, 2017.
- [17] R. Landberg and B. Eckhouse, “Solar Energy - Bloomberg,” 2018. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/quicktake/solar-energy>. [Accessed: 24-May-2018].
- [18] MINISTÉRIO DO AMBIENTE ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO E ENERGIA, “DL 153/2014,” *Diário da República*, pp. 5298–5311, 2014.
- [19] *Diário da Republica*, “Despacho 6472/2016,” *Diário da República*, vol. 7810, pp. 1–10, 2016.
- [20] *Diário da Republica*, “Decreto-Lei n.º 71/2008 de 15 de Abril,” *Act.Gov.Pt*, pp. 2222–2226, 2008.
- [21] ADENE, “Páginas - Incentivos e Isenções.” [Online]. Available: <http://sgcie.publico.adene.pt/SGCIE/Paginas/Incentivos.aspx>. [Accessed: 23-Feb-2018].
- [22] DGEG, “Despacho DGEG maio 2017.” [Online]. Available: [www.dgeg.gov.pt/wwwbase/wwwinclude/ficheiro.aspx?access=1&id=15823](http://www.dgeg.gov.pt/wwwbase/wwwinclude/ficheiro.aspx?access=1&id=15823). [Accessed: 14-May-2018].
- [23] *Diário da Republica*, “Diário da República, 1.ª série — N.º 236 — 11 de dezembro de 2017,” no. 54, pp. 54–73, 2017.
- [24] “Autoconsumo | FF Solar.” [Online]. Available: <http://www.ffi-solar.com/index.php?lang=PT&page=autoconsumo>. [Accessed: 22-Mar-2018].
- [25] F. Pereira and M. Oliveira, *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*. 2011.
- [26] S. A. Kalogirou, “Photovoltaic Systems,” in *Solar Energy Engineering*, 2014, pp. 481–540.
- [27] C. Breyer and J. Schmid, “Global Distribution of Optimal Tilt Angles,” *25th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib. 5th World Conf. Photovolt. Energy Convers. 610 Sept. 2010 Val. Spain*, vol. 49, no. 0, pp. 4715–4721, 2010.
- [28] A. Z. Hafez, A. Soliman, K. A. El-Metwally, and I. M. Ismail, “Tilt and azimuth angles in solar energy applications – A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, no. March, pp. 147–168, 2017.
- [29] M. M. Fouad, L. A. Shihata, and E. S. I. Morgan, “An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, no. June, pp. 1499–1511, 2017.
- [30] “Calculating Your Optimal Azimuth Angle | CivicSolar.” [Online]. Available: <https://www.civicsolar.com/support/installer/articles/calculating-your-optimal-azimuth-angle>. [Accessed: 27-Mar-2018].

- [31] M. Root, *The TAB Battery Book*. 2010.
- [32] “Fronius Solar Battery 4.5.” [Online]. Available: <http://www.fronius.com/en/photovoltaics/products/home/storage-units/fronius-solar-battery/fronius-solar-battery-4-5>. [Accessed: 26-Mar-2018].
- [33] D. Energy, S. Module, C. Esm, and C. Esm, “ABB Energy Storage Modules Compact ESM.” [Online]. Available: [https://library.e.abb.com/public/47f511fc3c644802b878c3484925d87a/Combined\\_Rack\\_ESM\\_Rev\\_B\\_20170216.pdf](https://library.e.abb.com/public/47f511fc3c644802b878c3484925d87a/Combined_Rack_ESM_Rev_B_20170216.pdf). [Accessed: 23-May-2018].
- [34] Q. Li, Y. Liu, S. Guo, and H. Zhou, “Solar energy storage in the rechargeable batteries,” *Nano Today*, vol. 16, pp. 46–60, 2017.
- [35] “E-book Indicadores Financeiros para Análise Investimentos,” 2013. [Online]. Available: <https://pt.slideshare.net/treasyplanejamento/treasy-indicadores-financeiros-para-anlise-de-investimentos>.
- [36] DRE, “Despacho 17313,” *02.05.10\_SistemasMotrizes*, pp. 27–28, 2008.
- [37] Ministério da Indústria e Energia, “Portaria n.º 228/90 de 27 de Março,” *02.05.10\_SistemasMotrizesLex*. 1991.
- [38] “Relatórios de Execução e Progresso (REP) – Metodologia de cálculo do VAB a preços constantes.” [Online]. Available: <http://sgcie.publico.adene.pt/Destaques/Paginas/REP-Metodologia-de-calculo-do-VAB.aspx>. [Accessed: 22-May-2018].
- [39] ERSE, “Portal ERSE - Períodos horários.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 15-Mar-2018].
- [40] Diário da Republica, “Decreto-Lei nº 17/96 de 8 de Março,” 1996.
- [41] ERSE, “S\_Tarifas\_Net (2017).” [Online]. Available: [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2017/Documents/S\\_Tarifas\\_Net.xlsx](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2017/Documents/S_Tarifas_Net.xlsx). [Accessed: 15-May-2018].
- [42] C. Whitlock, D. Brown, and W. Chandler, “NASA surface meteorology and solar energy: methodology (release 3),” ... : *Http://Eosweb. Larc. Nasa. ...*, 2002. [Online]. Available: [https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=172131&lat=40.965&submit=Submit&hgt=100&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid\\_id&p=avg\\_kt&p=avg\\_nkt&p=clr\\_sky&p=clr\\_kt&p=clr\\_nkt&step=2&lon=-8.536](https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=172131&lat=40.965&submit=Submit&hgt=100&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&p=avg_kt&p=avg_nkt&p=clr_sky&p=clr_kt&p=clr_nkt&step=2&lon=-8.536). [Accessed: 21-Mar-2018].
- [43] ERSE, “S\_Tarifas\_Net (2018).” [Online]. Available: [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2018/Documents/S\\_Tarifas\\_Net.xlsx](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2018/Documents/S_Tarifas_Net.xlsx). [Accessed: 15-May-2018].
- [44] Ine, “Portal do Instituto Nacional de Estatística,” *Evolução do Setor Empresarial em Portugal, 2004-2010*, 2012. [Online]. Available: [https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine\\_destaques&DESTAQUESdest\\_boui=310591229&DESTAQUESmodo=2](https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_destaques&DESTAQUESdest_boui=310591229&DESTAQUESmodo=2). [Accessed: 16-May-2018].
- [45] “OMIE - Preços de fecho de mercado diário.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Accessed: 15-May-2018].

- [46] S. Partlin and SMA, "7 Reasons Why You Should Oversize Your PV Array," 2015. [Online]. Available: <https://www.sma-sunny.com/en/7-reasons-why-you-should-oversize-your-pv-array-2/>. [Accessed: 09-May-2018].
- [47] "Sizing inverters to optimise solar panel system efficiency - Solar Choice." [Online]. Available: <https://www.solarchoice.net.au/blog/optimizing-solar-panel-system-efficiency-through-inverter-sizing/>. [Accessed: 09-May-2018].
- [48] "Should you oversize your solar array / oversize your inverter? - Solar Choice." [Online]. Available: <https://www.solarchoice.net.au/blog/oversizing-solar-panel-arrays>. [Accessed: 22-May-2018].

## Anexos

### Anexo A

Síntese dos indicadores de análise financeira do investimento efetuado com a proposta 10 para o tarifário opcional e para o tarifário de todos os fornecimentos.

Análise Financeira		Proposta 10		ECCO
Ano	2018	Inclinação		0°
Mês	Abril	Azimute (Sul)		-63°
Potência instalada (kW)	825	Taxa de inflação		1,3%
Potência de ligação (kW)	750	Perda eficiência anual		0,8%
Tempo de retorno (tarifário opcional) (anos)	6,21	Tempo de retorno (tarifário de todos os fornecimentos) (anos)		6,28
TIR (tarifário opcional) (%)	15,92	TIR (tarifário de todos os fornecimentos) (%)		15,69
VAL (tarifário opcional) (€)	1.751.199,30	VAL (tarifário de todos os fornecimentos) (€)		1.704.584,26

Tabela síntese dos resultados de análise financeira esperados para a proposta 10 ao longo dos 25 anos de projeto aplicando o tarifário opcional.

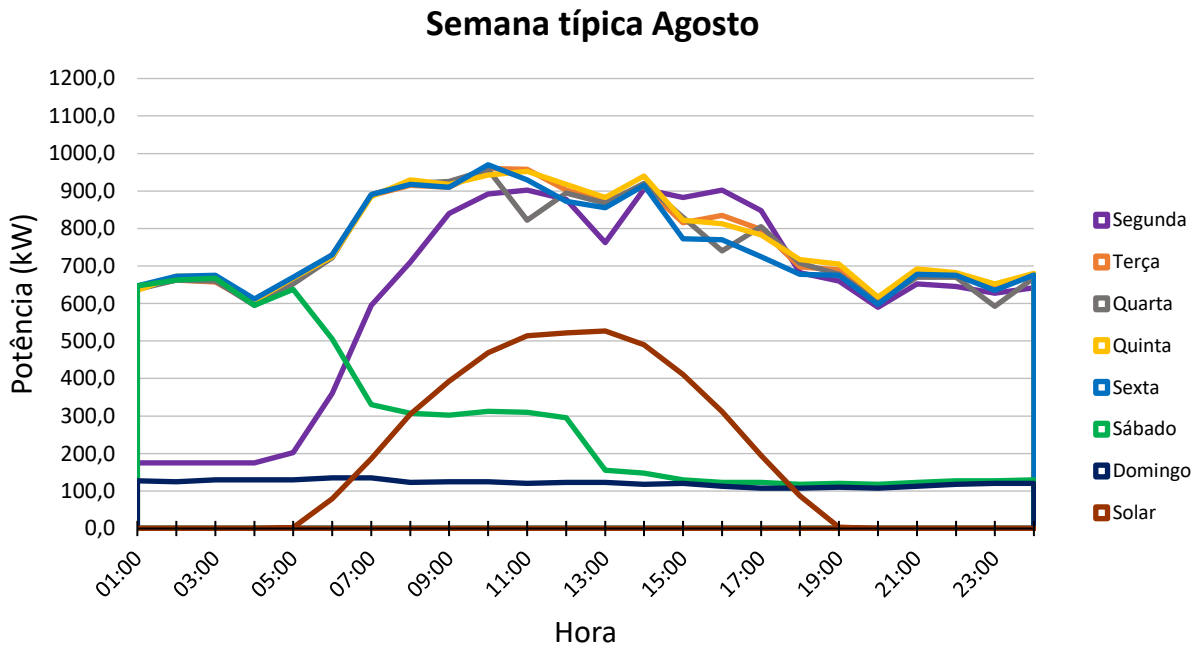
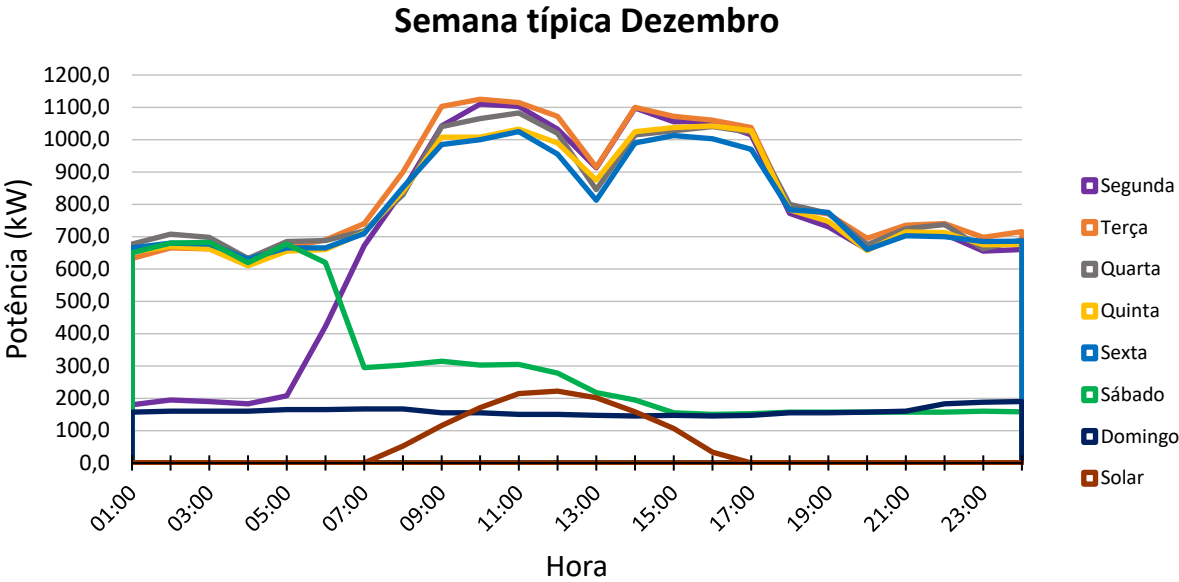
	Ano	Energia produzida UPAC (kWh/ano)	Vendas (€)	Poupança fatura energética (€)	Investimento s/IVA (€)	Fluxo caixa (€)	Acumulado (€)
<b>0</b>	2018				693.000,00	-693.000,00	-693.000,00
<b>1</b>	2019	965.261,23	9.224,92	103.414,92	2.500,00	110.139,85	-582.860,15
<b>2</b>	2020	957.539,14	9.270,09	103.921,24	2.532,50	110.658,83	-472.201,32
<b>3</b>	2021	949.878,82	9.315,48	104.430,04	2.565,42	111.180,09	-361.021,23
<b>4</b>	2022	942.279,79	9.361,09	104.941,33	2.598,77	111.703,64	-249.317,59
<b>5</b>	2023	934.741,55	9.406,92	105.455,12	2.632,56	112.229,48	-137.088,11
<b>6</b>	2024	927.263,62	9.452,97	105.971,43	2.666,78	112.757,62	-24.330,49
<b>7</b>	2025	919.845,51	9.499,25	106.490,27	2.701,45	113.288,07	88.957,59
<b>8</b>	2026	912.486,75	9.545,76	107.011,64	2.736,57	113.820,84	202.778,43
<b>9</b>	2027	905.186,85	9.592,50	107.535,57	2.772,14	114.355,93	317.134,35
<b>10</b>	2028	897.945,36	9.639,46	108.062,07	2.808,18	114.893,35	432.027,70
<b>11</b>	2029	890.761,80	9.686,66	108.591,14	2.844,69	115.433,11	547.460,81
<b>12</b>	2030	883.635,70	9.734,08	109.122,80	2.881,67	115.975,22	663.436,03
<b>13</b>	2031	876.566,62	9.781,74	109.657,06	2.919,13	116.519,68	779.955,71
<b>14</b>	2032	869.554,08	9.829,63	110.193,95	2.957,08	117.066,50	897.022,21
<b>15</b>	2033	862.597,65	9.877,76	110.733,46	2.995,52	117.615,70	1.014.637,90
<b>16</b>	2034	855.696,87	9.926,12	111.275,61	3.034,46	118.167,27	1.132.805,17
<b>17</b>	2035	848.851,30	9.974,72	111.820,41	3.073,91	118.721,22	1.251.526,39
<b>18</b>	2036	842.060,48	10.023,56	112.367,88	3.113,87	119.277,57	1.370.803,96
<b>19</b>	2037	835.324,00	10.072,63	112.918,04	3.154,35	119.836,32	1.490.640,28
<b>20</b>	2038	828.641,41	10.121,95	113.470,88	3.195,36	120.397,47	1.611.037,75
<b>21</b>	2039	822.012,28	10.171,50	114.026,44	3.236,90	120.961,04	1.731.998,80
<b>22</b>	2040	815.436,18	10.221,30	114.584,71	3.278,98	121.527,04	1.853.525,84
<b>23</b>	2041	808.912,69	10.271,35	115.145,72	3.321,60	122.095,46	1.975.621,30
<b>24</b>	2042	802.441,39	10.321,64	115.709,47	3.364,78	122.666,32	2.098.287,62
<b>25</b>	2043	796.021,86	10.372,17	116.275,98	3.408,53	123.239,63	2.221.527,25

Tabela síntese dos resultados de análise financeira esperados para a proposta 10 ao longo dos 25 anos de projeto com o tarifário de todos os fornecimentos.

	Ano	Energia produzida UPAC (kWh/ano)	Vendas (€)	Poupança fatura energética (€)	Investimento s/IVA (€)	Fluxo caixa (€)	Acumulado (€)
<b>0</b>	2018				693.000,00	-693.000,00	-693.000,00
<b>1</b>	2019	967.635,49	9.224,92	115.001,52	14.953,00	109.273,44	-583.726,56
<b>2</b>	2020	959.894,41	9.270,09	115.564,57	15.147,39	109.687,27	-474.039,29
<b>3</b>	2021	952.215,25	9.315,48	116.130,37	15.344,31	110.101,54	-363.937,74
<b>4</b>	2022	944.597,53	9.361,09	116.698,95	15.543,78	110.516,25	-253.421,49
<b>5</b>	2023	937.040,75	9.406,92	117.270,30	15.745,85	110.931,37	-142.490,12
<b>6</b>	2024	929.544,43	9.452,97	117.844,46	15.950,55	111.346,89	-31.143,24
<b>7</b>	2025	922.108,07	9.499,25	118.421,43	16.157,90	111.762,78	80.619,54
<b>8</b>	2026	914.731,21	9.545,76	119.001,22	16.367,96	112.179,02	192.798,56
<b>9</b>	2027	907.413,36	9.592,50	119.583,85	16.580,74	112.595,61	305.394,17
<b>10</b>	2028	900.154,05	9.639,46	120.169,33	16.796,29	113.012,50	418.406,68
<b>11</b>	2029	892.952,82	9.686,66	120.757,68	17.014,64	113.429,70	531.836,37
<b>12</b>	2030	885.809,20	9.734,08	121.348,91	17.235,83	113.847,16	645.683,53
<b>13</b>	2031	878.722,72	9.781,74	121.943,03	17.459,90	114.264,88	759.948,41
<b>14</b>	2032	871.692,94	9.829,63	122.540,07	17.686,88	114.682,82	874.631,24
<b>15</b>	2033	864.719,40	9.877,76	123.140,02	17.916,81	115.100,98	989.732,21
<b>16</b>	2034	857.801,64	9.926,12	123.742,92	18.149,72	115.519,31	1.105.251,53
<b>17</b>	2035	850.939,23	9.974,72	124.348,76	18.385,67	115.937,81	1.221.189,34
<b>18</b>	2036	844.131,71	10.023,56	124.957,57	18.624,68	116.356,44	1.337.545,78
<b>19</b>	2037	837.378,66	10.072,63	125.569,36	18.866,80	116.775,19	1.454.320,98
<b>20</b>	2038	830.679,63	10.121,95	126.184,15	19.112,07	117.194,03	1.571.515,00
<b>21</b>	2039	824.034,19	10.171,50	126.801,95	19.360,53	117.612,92	1.689.127,93
<b>22</b>	2040	817.441,92	10.221,30	127.422,77	19.612,22	118.031,86	1.807.159,78
<b>23</b>	2041	810.902,39	10.271,35	128.046,63	19.867,18	118.450,81	1.925.610,59
<b>24</b>	2042	804.415,17	10.321,64	128.673,55	20.125,45	118.869,74	2.044.480,33
<b>25</b>	2043	797.979,84	10.372,17	129.303,54	20.387,08	119.288,63	2.163.768,95

Anexo B

Gráficos ilustrativos dos dados da EDP Distribuição de potência ativa média durante semanas típicas de Inverno e Verão e do valor esperado de potência produzida em kW pela UPAC da proposta 10.





## Anexo C

Código de programação desenvolvido em *Matlab* para estudo dos tarifários.

```
% Previsão de fatura de energia elétrica com os 2 tarifários
clear;close;clc;

A = xlsread('C:\Users\Daniel Marques\Documents\Universidade\5A 2S -
Estágio\DIAGRAMAS DE CARGA 2017 para matlab','A1:CT366');

Inv1 = A(1:95,1:end);
Ver = A(96:312,1:end);
Inv2 = A(313:end,1:end);

% Distinção de feriados

Fer=[A(115,1:end)
      A(126,1:end)
      A(132,1:end)
      A(177,1:end)
      A(238,1:end)
      A(289,1:end)
      A(172,1:end)
      A(316,1:end)
      A(346,1:end)
      A(353,1:end)];

%Distinção de Sábados, Domingos e dias semanais para cada período

%Inverno período 1

SabInv1 = Inv1(4:7:end,:);
DomInv1 = Inv1(5:7:end,:);
SemInv1 = [Inv1(1:7:end,:)
           Inv1(2:7:end,:)
           Inv1(3:7:end,:)
           Inv1(6:7:end,:)
           Inv1(7:7:end,:)]';

%Inverno período 2
SabInv2 = Inv2(7:7:end,:);
DomInv2 = Inv2(1:7:end,:);
SemInv2 = [Inv2(2:7:end,:)
           Inv2(3:7:end,:)
           Inv2(4:7:end,:)
           Inv2(5:7:end,:)
           Inv2(6:7:end,:)]';

% Verão
SabVer = Ver(7:7:end,:);
DomVer = Ver(1:7:end,:);
SemVer = [Ver(2:7:end,:)
          Ver(3:7:end,:)
          Ver(4:7:end,:)
          Ver(5:7:end,:)
          Ver(6:7:end,:)]';
```

```

%Separação por horários - tarifário opcional
Ponta = 0; Cheio = 0; Vazio = 0; SupVazio = 0;
NumHorPopc = 0; NumHorPtf = 0;

% Sábados Inverno
for a=1:size(SabInv1,1);
    Cheio = Cheio+sum(SabInv1(a,45:52))+sum(SabInv1(a,73:92));
    Vazio =
Vazio+sum(SabInv1(a,93:98))+sum(SabInv1(a,3:14))+sum(SabInv1(a,31:44))+su
m(SabInv1(a,53:72));
    SupVazio = SupVazio + sum(SabInv1(a,15:30));
end

for a=1:size(SabInv2,1);
    Cheio = Cheio+sum(SabInv2(a,45:52))+sum(SabInv2(a,73:92));
    Vazio =
Vazio+sum(SabInv2(a,93:98))+sum(SabInv2(a,3:14))+sum(SabInv2(a,31:44))+su
m(SabInv2(a,53:72));
    SupVazio = SupVazio + sum(SabInv2(a,15:30));
end

% Sábados Verão
for a=1:size(SabVer,1);
    Cheio = Cheio+sum(SabVer(a,43:56))+sum(SabVer(a,81:94));
    Vazio =
Vazio+sum(SabVer(a,3:16))+sum(SabVer(a,33:42))+sum(SabVer(a,57:80))+sum(S
abVer(a,95:98));
    SupVazio = SupVazio + sum(SabVer(a,17:32));
end

% Domingos Inverno
for a=1:size(DomInv1,1);
    Vazio = Vazio+sum(DomInv1(a,3:18))+sum(DomInv1(a,35:98));
    SupVazio = SupVazio + sum(DomInv1(a,19:34));
end

for a=1:size(DomInv2,1);
    Vazio = Vazio+sum(DomInv2(a,3:18))+sum(DomInv2(a,35:98));
    SupVazio = SupVazio + sum(DomInv2(a,19:34));
end

% Domingos Verão
for a=1:size(DomVer,1);
    Vazio = Vazio+sum(DomVer(a,3:18))+sum(DomVer(a,35:98));
    SupVazio = SupVazio + sum(DomVer(a,19:34));
end

% Dias semanais Inverno
for a=1:size(SemInv1,1);
    Ponta = Ponta+sum(SemInv1(a,71:90));
    Cheio =
Cheio+sum(SemInv1(a,3:4))+sum(SemInv1(a,33:70))+sum(SemInv1(a,91:98));
    Vazio = Vazio+sum(SemInv1(a,5:10))+sum(SemInv1(a,27:32));
    SupVazio = SupVazio + sum(SemInv1(a,11:26));
    NumHorPopc = NumHorPopc + size(SemInv1(a,71:90),2)*0.25;
end

for a=1:size(SemInv2,1);

```

```

        Ponta = Ponta+sum(SemInv2(a,71:90));
        Cheio =
Cheio+sum(SemInv2(a,3:4))+sum(SemInv2(a,33:70))+sum(SemInv2(a,91:98));
        Vazio = Vazio+sum(SemInv2(a,5:10))+sum(SemInv2(a,27:32));
        SupVazio = SupVazio + sum(SemInv2(a,11:26));
        NumHorPopc = NumHorPopc + size(SemInv2(a,71:90),2)*0.25;
end

% Dias semanais Verão
for a=1:size(SemVer,1);
    Ponta = Ponta+sum(SemVer(a,59:70));
    Cheio =
Cheio+sum(SemVer(a,3:4))+sum(SemVer(a,33:58))+sum(SemVer(a,71:98));
    Vazio = Vazio+sum(SemVer(a,5:10))+sum(SemVer(a,27:32));
    SupVazio = SupVazio + sum(SemVer(a,11:26));
    NumHorPopc = NumHorPopc + size(SemVer(a,59:70),2)*0.25;
end

% Feriados
for a=1:6;
    Ponta = Ponta-sum(Fer(a,59:70));
    Cheio = Cheio-sum(Fer(a,3:4))-sum(Fer(a,33:58))-sum(Fer(a,71:98));
    Vazio = Vazio-sum(Fer(a,5:10))-
sum(Fer(a,27:32))+sum(Fer(a,3:18))+sum(Fer(a,35:98));
    SupVazio = SupVazio-sum(Fer(a,11:26))+sum(Fer(a,19:34));
    NumHorPopc = NumHorPopc-size(Fer(a,59:70),2)*0.25;
end

for a=7;
    Cheio = Cheio-sum(Fer(a,43:56))-sum(Fer(a,81:94));
    Vazio = Vazio-sum(Fer(a,3:16))-sum(Fer(a,33:42))-sum(Fer(a,57:80))-
sum(Fer(a,95:98))+sum(Fer(a,3:18))+sum(Fer(a,35:98));
    SupVazio = SupVazio-sum(Fer(a,17:32))+sum(Fer(a,19:34));
end

for a=8:10;
    Ponta = Ponta-sum(Fer(a,71:90));
    Cheio = Cheio-sum(Fer(a,3:4))-sum(Fer(a,33:70))-sum(Fer(a,91:98));
    Vazio = Vazio-sum(Fer(a,5:10))-
sum(Fer(a,27:32))+sum(Fer(a,3:18))+sum(Fer(a,35:98));
    SupVazio = SupVazio-sum(Fer(a,11:26))+sum(Fer(a,19:34));
    NumHorPopc = NumHorPopc-size(Fer(a,71:90),2)*0.25;
end

% Resumo de energia e custos para o tarifário opcional
EnergiaOpc = [Ponta,Cheio,Vazio,SupVazio];
EurPonta = 0.10521;EurCheio = 0.09555;EurVazio = 0.07073;EurSupVazio =
0.06558;
PE = Ponta*EurPonta;CE = Cheio*EurCheio;VE = Vazio*EurVazio;SVE =
SupVazio*EurSupVazio;
CustosOpc = [PE,CE,VE,SVE];

PHPopc = Ponta/NumHorPopc;

% Reinicia variáveis
Ponta = 0; Cheio = 0; Vazio = 0; SupVazio = 0;

```

```

% Separação por horários - tarifário todos os fornecimentos

% Sábados Inverno
for a=1:size(SabInv1,1);
    Cheio = Cheio+sum(SabInv1(a,41:54))+sum(SabInv1(a,77:90));
    Vazio =
Vazio+sum(SabInv1(a,91:98))+sum(SabInv1(a,3:10))+sum(SabInv1(a,27:40))+su
m(SabInv1(a,55:76));
    SupVazio = SupVazio + sum(SabInv1(a,11:26));
end

for a=1:size(SabInv2,1);
    Cheio = Cheio+sum(SabInv2(a,41:54))+sum(SabInv2(a,77:90));
    Vazio =
Vazio+sum(SabInv2(a,91:98))+sum(SabInv2(a,3:10))+sum(SabInv2(a,27:40))+su
m(SabInv2(a,55:76));
    SupVazio = SupVazio + sum(SabInv2(a,11:26));
end
% Sábados Verão
for a=1:size(SabVer,1);
    Cheio = Cheio+sum(SabVer(a,39:58))+sum(SabVer(a,83:90));
    Vazio =
Vazio+sum(SabVer(a,3:10))+sum(SabVer(a,27:38))+sum(SabVer(a,59:82))+sum(S
abVer(a,91:98));
    SupVazio = SupVazio + sum(SabVer(a,11:26));
end

% Domingos Inverno
for a=1:size(DomInv1,1);
    Vazio = Vazio+sum(DomInv1(a,3:10))+sum(DomInv1(a,27:98));
    SupVazio = SupVazio + sum(DomInv1(a,11:26));
end

for a=1:size(DomInv2,1);
    Vazio = Vazio+sum(DomInv2(a,3:10))+sum(DomInv2(a,27:98));
    SupVazio = SupVazio + sum(DomInv2(a,11:26));
end

% Domingos Verão
for a=1:size(DomVer,1);
    Vazio = Vazio+sum(DomVer(a,3:10))+sum(DomVer(a,27:98));
    SupVazio = SupVazio + sum(DomVer(a,11:26));
end

% Dias semanais Inverno
for a=1:size(SemInv1,1);
    Ponta = Ponta+sum(SemInv1(a,41:50))+sum(SemInv1(a,77:86));
    Cheio =
Cheio+sum(SemInv1(a,31:40))+sum(SemInv1(a,51:76))+sum(SemInv1(a,87:98));
    Vazio = Vazio+sum(SemInv1(a,3:10))+sum(SemInv1(a,27:30));
    SupVazio = SupVazio + sum(SemInv1(a,11:26));
    NumHorPtf = NumHorPtf + size(SemInv1(a,41:50),2)*0.25 +
size(SemInv1(a,77:86),2)*0.25;
end

for a=1:size(SemInv2,1);
    Ponta = Ponta+sum(SemInv2(a,41:50))+sum(SemInv2(a,77:86));

```

```

        Cheio =
Cheio+sum(SemInv2(a,31:40))+sum(SemInv2(a,51:76))+sum(SemInv2(a,87:98));
        Vazio = Vazio+sum(SemInv2(a,3:10))+sum(SemInv2(a,27:30));
        SupVazio = SupVazio + sum(SemInv2(a,11:26));
        NumHorPtf = NumHorPtf + size(SemInv2(a,41:50),2)*0.25 +
size(SemInv2(a,77:86),2)*0.25;
    end

% Dias semanais Verão
for a=1:size(SemVer,1);
    Ponta = Ponta+sum(SemVer(a,40:51));
    Cheio = Cheio+sum(SemVer(a,31:39))+sum(SemVer(a,52:98));
    Vazio = Vazio+sum(SemVer(a,3:10))+sum(SemVer(a,27:30));
    SupVazio = SupVazio + sum(SemVer(a,11:26));
    NumHorPtf = NumHorPtf + size(SemVer(a,40:51),2)*0.25;
end

% Feriados
for a=1:6;
    Ponta = Ponta-sum(Fer(a,40:51));
    Cheio = Cheio-sum(Fer(a,31:39))-sum(Fer(a,52:98));
    Vazio = Vazio-sum(Fer(a,3:10))-
sum(Fer(a,27:30))+sum(Fer(a,3:10))+sum(Fer(a,27:98));
    SupVazio = SupVazio-sum(Fer(a,11:26))+sum(Fer(a,11:26));
    NumHorPtf = NumHorPtf-size(Fer(a,40:51),2)*0.25;
end

for a=7;
    Cheio = Cheio-sum(Fer(a,39:58))-sum(Fer(a,83:90));
    Vazio = Vazio-sum(Fer(a,3:10))-sum(Fer(a,27:38))-sum(Fer(a,59:82))-
sum(Fer(a,91:98))+sum(Fer(a,3:10))+sum(Fer(a,27:98));
    SupVazio = SupVazio-sum(Fer(a,11:26))+sum(Fer(a,11:26));
end

for a=8:10;
    Ponta = Ponta-sum(Fer(a,41:50))-sum(Fer(a,77:86));
    Cheio = Cheio-sum(Fer(a,31:40))-sum(Fer(a,51:76))-sum(Fer(a,87:98));
    Vazio = Vazio-sum(Fer(a,3:10))-
sum(Fer(a,27:30))+sum(Fer(a,3:10))+sum(Fer(a,27:98));
    SupVazio = SupVazio-sum(Fer(a,11:26))+sum(Fer(a,11:26));
    NumHorPtf = NumHorPtf-size(Fer(a,41:50),2)*0.25-
size(Fer(a,77:86),2)*0.25;
end

% Resumo de energia e custos para o tarifário todos fornecimentos
Energiatf = [Ponta,Cheio,Vazio,SupVazio];
EurPonta = 0.10823;EurCheio = 0.09648;EurVazio = 0.07057;EurSupVazio =
0.06591;
PE = Ponta*EurPonta;CE = Cheio*EurCheio;VE = Vazio*EurVazio;SVE =
SupVazio*EurSupVazio;
Custostf = [PE,CE,VE,SVE];

PHPtf = Ponta/NumHorPtf;

% Resumo final
CustosOpcEnAt = sum(CustosOpc);
CustostfEnAt = sum(Custostf);

```

```
CustosPHPopc = PHPopc*365*0.2147;  
CustosPHPtfc = PHPtfc*365*0.2147;  
  
CustosOpcfinal = CustosOpcEnAt + CustosPHPopc;  
Custostffinal = CustostfEnAt + CustosPHPtfc;  
  
Dif_Tarifarios = CustosOpcfinal - Custostffinal;  
  
% Fim de programa
```