



JOÃO PAULO  
AUGUSTO FÉLIX

## **Estudo de Viabilidade Económica para Instalação de UPAC e Adoção de Veículos Elétricos na Indústria**

Dissertação submetida como requisito parcial para  
obtenção do grau de **Mestre em Engenharia  
Eletrotécnica e de Computadores – Ramo de  
Energias Renováveis e Sistemas de Potência**

### **Orientadores**

Professor Doutor José Henrique Querido Maia  
Professor Doutor José Luís Estrelo Gomes de Sousa

### **Júri**

Presidente: Doutor Armando José Pinheiro Marques  
Pires – ESTSetúbal/IPS  
Orientador: Doutor José Luís Estrelo Gomes de  
Sousa – ESTSetúbal/IPS  
Vogal: Doutora Dulce Helena Carvalho Coelho –  
ISEC/IPC

setembro de 2021



# Agradecimentos

A realização da presente dissertação e finalização desta etapa não teria sido possível sem a dedicação, carinho, motivação, auxílio e apoio incondicional por parte de vários intervenientes. Assim sendo, pretendo agradecer a todos os que me ajudaram durante este percurso e que, de alguma forma, contribuíram para o meu sucesso.

Em primeiro lugar, agradecer ao Professor Doutor José Maia, que me acompanhou desde o primeiro ano de licenciatura até à presente etapa final. Em especial neste último ano, coordenando, orientado e ter sido uma das peças-chave para o desenvolvimento da dissertação.

Ao Professor Doutor José Luís de Sousa, que também me acompanha desde o meu primeiro ano no Instituto Politécnico de Setúbal, obrigado pela sua pronta disponibilidade, acompanhamento e orientação ao longo destes anos, com destaque para o percurso de mestrado em que a sua presença foi importantíssima para o meu sucesso.

Aos meus pais, Zeferino e Maria João, a minha companhia e apoio diário, por me terem acompanhado desde o primeiro ao último dia no processo escolar, por nunca deixarem que me faltasse algo e por festejarem cada conquista minha como uma vossa, um muito obrigado do fundo do coração.

Aos meus irmãos, Cátia e Pedro, por estarem sempre disponíveis para aconselhar e auxiliar em diversas formas ao longo deste tempo. Serão sempre as minhas bases, modelos de vida e amigos com que poderei contar.

À minha namorada, Catarina, pelo carinho, companheirismo, auxílio e apoio incansável. Obrigado por me empurrares para a frente e a manter o foco no objetivo, motivando-me todos os dias e procurando sempre uma forma para me ajudar.

Por último e não menos importante, a todos os meus familiares, amigos e colegas, pelo companheirismo e pelo apoio mútuo que trocámos durante todos estes anos.

A todos, um muito obrigado.



# Resumo

O aumento do consumo energético a nível global e a eventual dificuldade de acesso a recursos fósseis, resultam na necessidade de procura de soluções alternativas com vista a colmatar esta realidade. As energias renováveis e a mobilidade elétrica surgem como soluções sustentáveis para a produção de energia elétrica e para o setor dos transportes, quer por se apresentarem tendencialmente económico-favoráveis, quer pela sua capacidade de utilização sem serem registadas emissões de gases de efeito de estufa.

A presente dissertação tem como principais objetivos o dimensionamento de várias soluções de autoconsumo e adoção de veículos elétricos na indústria – regendo-se pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que estipula as alterações para o autoconsumo através da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis legislada através do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro – assim como uma análise de viabilidade económica de todas as soluções dimensionadas.

Desta forma, após uma parte teórica acerca do panorama energético, da energia solar, da mobilidade elétrica e das unidades de produção para autoconsumo, assim como de todos os seus constituintes, é realizado o dimensionamento de quatro diferentes cenários: autoconsumo individual com ligação à rede; autoconsumo individual com ligação à rede e adoção de dois veículos elétricos; autoconsumo individual com armazenamento ligado à rede e adoção de dois veículos elétricos; e autoconsumo coletivo através da partilha da produção por vários estabelecimentos pertencentes ao mesmo dono da fábrica em estudo. Foram dimensionados sistemas fotovoltaicos com intervalo de potências entre 30 kWp e 70 kWp.

Todos os cenários obtidos apresentam-se como soluções energeticamente vantajosas significando um bom dimensionamento dos sistemas. No entanto, após o estudo de análise financeira, é possível determinar a viabilidade económica das hipóteses, sendo que o autoconsumo coletivo e o autoconsumo individual com adoção de dois veículos elétricos foram os sistemas que demonstraram melhores indicadores financeiros.

**Palavras-chave:** Autoconsumo, Energia Fotovoltaica, Autoconsumo Coletivo, Veículo Elétrico, Análise Financeira.



# Abstract

The increase in global energy consumption and the consequent and eventual extinction of fossil resources result in the need to seek alternative solutions in order to meet this reality. Renewable energies and electric mobility emerge as sustainable solutions for the production of electricity and for the transport sector, both because they are economically favourable and because of their ability to have minimal environmental impacts in their daily use.

This dissertation report has as main objectives the sizing of several solutions of self-consumption and adoption of electric vehicles in the industry - governed by the Decree-Law no. 162/2019, of October 25, which stipulates the changes for self-consumption through electricity production from renewable sources legislated through Decree-Law no. 153/2014, of October 20 - as well as an analysis of economic viability of all the dimensioned solutions.

In this way, after a theoretical part about the panorama of the energy market, solar energy, electric mobility and production units for self-consumption, as well as all its constituents, the dimensioning of four different scenarios is carried out: individual self-consumption with connection to the grid; individual self-consumption with connection to the grid and adoption of two electric vehicles; individual self-consumption with storage connected to the grid and adoption of two electric vehicles; and collective self-consumption through the sharing of production by various establishments belonging to the same owner of the plant under study. Photovoltaic systems with power range between 30 kWp and 70 kWp were dimensioned.

However, after the financial analysis study, it is possible to determine the economic viability of the hypotheses, and the collective self-consumption and individual self-consumption with the adoption of two electric vehicles were the systems that demonstrated the best financial indicators.

**Keywords:** Self-consumption, Photovoltaic Energy, Collective Self-consumption, Electric Vehicle, Financial Analysis.



# Índice

Agradecimentos.....	i
Resumo .....	iii
Abstract .....	v
Lista de Figuras .....	x
Lista de Tabelas .....	xiv
Lista de Apêndices e Anexos.....	xvi
Lista de Siglas e Acrónimos.....	xvii
Capítulo 1 .....	1
1. Introdução.....	1
1.1. Enquadramento .....	1
1.2. Objetivos .....	6
1.3. Estrutura da Dissertação .....	7
Capítulo 2 .....	9
2. Energia Solar e Mobilidade Elétrica .....	9
2.1. Panorama Energético .....	9
2.1.1. Panorama Energético Mundial.....	9
2.1.2. Panorama Energético em Portugal .....	14
2.2. Energia Solar.....	17
2.2.1. Potencial Solar na Europa .....	17
2.2.2. Potencial Solar em Portugal .....	19
2.2.3. Potencial Solar para Produção de Eletricidade .....	20
2.3. Mobilidade Elétrica .....	23
2.3.1. Veículo Elétrico.....	25
2.3.2. Carregamento de Veículos Elétricos.....	27
2.3.3. Incentivos à Mobilidade Elétrica .....	29
Capítulo 3 .....	33

3.	Unidade de Produção para Autoconsumo.....	33
3.1.	Sistema Fotovoltaico para UPAC.....	33
3.2.	Enquadramento Legal e Económico para UPAC .....	35
3.2.1.	Legislação Portuguesa para o Autoconsumo.....	35
3.2.2.	Processo de Licenciamento.....	37
3.2.3.	Taxas dos Processos Administrativos.....	38
3.2.4.	Remuneração do Excedente Energético Vendido à Rede .....	39
3.2.5.	Caracterização da Avaliação Financeira.....	41
3.2.6.	Autoconsumo Coletivo e Comunidades de Energia Renovável .....	45
3.3.	Quadro Tecnológico Atual .....	46
3.3.1.	Módulos Fotovoltaicos .....	46
3.3.2.	Inversor .....	47
3.3.3.	Sistemas de Armazenamento.....	47
	Capítulo 4 .....	49
4.	Unidade de Produção para Autoconsumo – um Caso de Estudo.....	49
4.1.	Caracterização do Edifício .....	49
4.2.	Análise de Consumos.....	50
4.3.	Dimensionamento.....	54
4.3.1.	Software PV*SOL - Parametrização .....	55
4.3.2.	Cenários de Dimensionamento.....	61
4.4.	Cenário 1 – Unidade de Produção para Autoconsumo .....	62
4.4.1.	Análise de Resultados – Cenário 1 .....	77
4.5.	Cenário 2 – UPAC e Adoção de 2 Veículos Elétricos .....	78
4.5.1.	Hipótese 2.1 – 30 kWp .....	81
4.5.2.	Análise de Resultados – Cenário 2.....	91
4.6.	Cenário 3 – UPAC com Armazenamento e Adoção de 2 Veículos Elétricos .	92
4.6.1.	Hipótese 3.3 – 50 kWp .....	93
4.6.2.	Análise de Resultados – Cenário 3.....	99
4.7.	Cenário 4 – Autoconsumo Coletivo.....	100

4.7.1. Hipótese 4.3 – 60 kWp .....	102
4.7.2. Simulação em Condições Típicas.....	105
4.7.3. Análise de Resultados – Cenário 4.....	108
Capítulo 5 .....	109
5. UPAC e Adoção de VE - Estudo de Viabilidade Económica .....	109
5.1. Análise de Faturação Energética .....	109
5.2. Análise de Viabilidade Económica .....	115
5.3. Estudo de Adoção para Veículos Elétricos .....	120
Capítulo 6 .....	123
6. Conclusão.....	123
Bibliografia.....	127
Apêndices.....	134
Anexos .....	173

# Lista de Figuras

Figura 1 – Evolução da quota de energias de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em Portugal [4].....	3
Figura 2 – Produção de Eletricidade e Preço da Eletricidade por Grosso em Portugal (2017-2019) [6].....	3
Figura 3 - Emissões de Dióxido de Carbono a partir da combustão de combustíveis fósseis na produção de produção de energia e cimento entre 1950 e 2019. [16].....	10
Figura 4 – Consumo global de energia primária por fonte [17].....	11
Figura 5 - Consumo de Energia Primária por Setor em 2019 nos EUA [18].....	12
Figura 6 – Produção de Eletricidade Mundial por Fonte [2].....	12
Figura 7 – Importância relativa das diversas fontes de energia para a produção de eletricidade, EU-27 [2] .....	13
Figura 8 - Evolução Temporal da Dependência Energética Portuguesa (2010-2019) [19] .....	14
Figura 9 - Consumo de Energia primária por Fonte em Portugal [17] .....	15
Figura 10 - Comparativo Percentual do CEP por Fonte em 2010 e 2019 [19].....	15
Figura 11 - CEP Total Relativo para Produção de Eletricidade em Portugal [2].....	16
Figura 12 - Irradiação Global Horizontal Média na Europa [23].....	18
Figura 13 - Irradiação Normal Global em Portugal [24] .....	19
Figura 14 - Quota de Produção de Eletricidade a partir de Energia Solar [27] .....	20
Figura 15 - Potencial de Energia Fotovoltaica em Portugal [24].....	21
Figura 16 - Curva P-U para várias temperaturas com uma irradiação fixa de 1000 W/m <sup>2</sup> [32] .....	22
Figura 17 - Consumo Final de Energia por Setor Económico [33].....	23
Figura 18 - Evolução Historial dos Veículos Elétricos .....	25
Figura 19 - Grafismo Básico de Funcionamento de um Veículo Elétrico .....	25
Figura 20 - Tipos de Sistema de Corrente Elétrica para Carregamento .....	28
Figura 21 – Esquema de Sistema Fotovoltaico On-Grid [59].....	34
Figura 22 - Esquema de Sistema Fotovoltaico On-Grid com Armazenamento [60].....	34
Figura 23 - Edifício para futura instalação da UPAC .....	49
Figura 24 - Consumo Energético Mensal.....	52
Figura 25 - Diagrama de Carga - junho de 2019.....	53
Figura 26 - Diagrama de Carga de uma semana típica em junho 2019, de segunda-feira a domingo.....	53

Figura 27 - Diagrama de Carga de Uma Semana Típica com Realce ao Horário de Produção .....	54
Figura 28 - Página de Seleção de Sistema, Clima e Rede [78].....	55
Figura 29 - Página de Caracterização do Perfil de Carga do Consumidor e Importação de Dados .....	56
Figura 30 - Separador de Dimensionamento 3D e dos Componentes da UPAC de 30 kWp .....	57
Figura 31 - Configuração e Verificação do Inversor na Instalação de 30 kWp .....	60
Figura 32 - Página de Dimensionamento de Cabos.....	60
Figura 33 - Projeção 3D da Instalação – Hipótese 1.1 .....	63
Figura 34 - Dados Exportados do Ficheiro do PVSol – Hipótese 1.1 .....	66
Figura 35 - Dados Exportados Filtrados com Intervalo de Tempo de 15 minutos – Hipótese 1.1 .....	67
Figura 36 - Cobertura do Consumo – Hipótese 1.1 .....	68
Figura 37 - Aproveitamento da Energia Fotovoltaica – Hipótese 1.1.....	69
Figura 38 - Consumo e Produção de Eletricidade de 22 a 28 de abril de 2020 – Hipótese 1.1 .....	70
Figura 39 – Consumo e Produção de Eletricidade no dia 27 de abril de 2020 – Hipótese 1.1 .....	71
Figura 40 - Consumo de Produção Eletricidade de 22 a 28 de julho de 2019 – Hipótese 1.1 .....	71
Figura 41 - Consumo e Produção de Eletricidade no dia 26 de julho de 2019 – Hipótese 1.1 .....	72
Figura 42 - Consumo de Produção Eletricidade de 20 a 26 de janeiro de 2020 – Hipótese 1.1 .....	73
Figura 43 - Consumo e Produção de Eletricidade no dia 24 de janeiro de 2020 – Hipótese 1.1 .....	73
Figura 44 - Comparação das parcelas de Consumo Anual Por Horário – Hipótese 1.1, em % .....	77
Figura 45 - Diagrama de Fluxo de Aproveitamento da Energia Fotovoltaica com VE..	78
Figura 46 - Veículos em Teste (VW e-Crafter à esquerda, Nissan e-NV200 à direita)	79
Figura 47 - Mapa de Rota de Distribuição.....	79
Figura 48 – Cobertura de Consumo – Hipótese 2.1 .....	82
Figura 49 - Aproveitamento da Energia Fotovoltaica – Hipótese 2.1.....	82
Figura 50 - Caracterização do Autoconsumo Total – Hipótese 2.1.....	83
Figura 51 - Consumo e Produção de maio de 2019 – Hipótese 2.1 .....	84

Figura 52 - Consumo e Produção de Eletricidade no dia 18 de maio de 2019 – Hipótese 2.1 .....	84
Figura 53 - Caracterização do Carregamento dos VE em maio 2019 – Hipótese 2.1..	85
Figura 54 - Consumo e Produção de Eletricidade de 22 a 28 de julho 2019 – Hipótese 2.1 .....	86
Figura 55 - Caracterização do Consumo e Produção no dia 22 de julho 2019 – Hipótese 2.1 .....	86
Figura 56 - Caracterização do Carregamento dos VE em julho 2019 – Hipótese 2.1..	87
Figura 57 - Consumo e Produção de Eletricidade de 20 a 26 de janeiro 2020 – Hipótese 2.1 .....	87
Figura 58 - Consumo e Produção de Eletricidade no dia 24 de janeiro 2020 – Hipótese 2.1 .....	88
Figura 59 – Caracterização do Carregamento dos VE em janeiro – Hipótese 2.1 .....	89
Figura 60 – Comparação das Parcelas de Consumo Anual por Horário – Hipótese 2.1, em % .....	90
Figura 61 - Fluxo de Aproveitamento da Energia Fotovoltaica com VE e Armazenamento .....	92
Figura 62 - Cobertura do Consumo – Hipótese 3.3.....	94
Figura 63 - Aproveitamento da Energia Fotovoltaica – Hipótese 3.3.....	94
Figura 64 - Consumo e Produção de maio de 2019 – Hipótese 3.3 .....	95
Figura 65 - Consumo e Produção no dia 18 de maio de 2019 – Hipótese 3.3.....	96
Figura 66 – Caracterização do Carregamento e Utilização das Baterias e Ciclo de Carga – Hipótese 3.3.....	97
Figura 67 - Consumo Anual e Caracterização Armazenamento por Horário – Hipótese 3.3 .....	98
Figura 68 - Consumo Energético Mensal dos Estabelecimentos .....	100
Figura 69 - Diagrama de Carga Total e Individual dos Estabelecimentos - semana de junho 2019.....	101
Figura 70 - Aproveitamento da Energia Produzida Mensalmente – Hipótese 4.3.....	102
Figura 71 - Aproveitamento Anual da Energia Fotovoltaica em termos relativos – Hipótese 4.3 .....	103
Figura 72 - Comparação Relativa dos Consumos antes e após a instalação da UPAC, dos Estabelecimentos por Horário – Hipótese 4.3 .....	104
Figura 73 - Consumo Energético Mensal dos Estabelecimentos em Condições Típicas .....	105
Figura 74 - Aproveitamento da Energia Produzida Mensalmente – Condições Típicas .....	106

Figura 75 - Aproveitamento Anual da Energia Fotovoltaica em termos relativos – Condições Típicas .....	107
Figura 76 - Evolução temporal dos custos associados à aquisição e utilização dos veículos .....	122

# Lista de Tabelas

Tabela 1 - Dados de Vários Modelos de Veículos Elétricos [44] .....	28
Tabela 2 - Evolução Cronológica dos Incentivos para a Mobilidade Elétrica .....	29
Tabela 3 - Tabela Resumo dos Processos de Licenciamento por Potência Instalada para UPAC .....	37
Tabela 4 - Taxas Referentes aos Processos Administrativos da UPAC [9] .....	38
Tabela 5 - Média Aritmética Simples de Portugal [67].....	40
Tabela 6 - Especificações das Tecnologias de Baterias (Adaptado de [75], [76]) .....	48
Tabela 7 - Horários para o Ciclo Diário para Baixa Tensão Especial em Portugal .....	50
Tabela 8 - Dados de Registo de Consumo .....	51
Tabela 9 - Diferentes cenários e as suas características .....	61
Tabela 10 - Especificações do Módulo LG390Q1K-A6 .....	62
Tabela 11 - Especificações do Inversor SUN2000-33KTL-A.....	64
Tabela 12 – Dados de Consumo e Produção Energética Mensais – Hipótese 1.1 .....	67
Tabela 13 - Tabela de Perdas Referentes à UPAC – Hipótese 1.1 .....	68
Tabela 14 - Dados Registados em Horas de Ponta – Hipótese 1.1.....	74
Tabela 15 - Dados Registados em Horas cheias– Hipótese 1.1 .....	75
Tabela 16 - Dados Registados em Horas de Vazio Normal– Hipótese 1.1.....	75
Tabela 17 - Dados Registados em Horas de Super Vazio– Hipótese 1.1.....	76
Tabela 18 - Balanço Energético da Caracterização do Consumo – Hipótese 1.1.....	76
Tabela 19 - Resumo de resultados obtidos no Cenário 1 .....	77
Tabela 20 - Especificações Nissan E-NV200.....	80
Tabela 21 - Características da Instalação – Hipótese 2.1 .....	81
Tabela 22 – Dados Mensais Exportados – Hipótese 2.1 .....	81
Tabela 23 - Dados de Consumo em Horas de Super Vazio – Hipótese 2.1 .....	89
Tabela 24 - Balanço Energético da Caracterização do Consumo – Hipótese 2.1.....	90
Tabela 25 - Resumo de resultados obtidos no Cenário 2.....	91
Tabela 26 - Características da Instalação – Hipótese 3.3 .....	93
Tabela 27 - Consumo e Produção de Energia – Hipótese 3.3.....	93
Tabela 28 - Balanço Energético do Consumo da Fábrica – Hipótese 3.3.....	98
Tabela 29 - Resumo de resultados obtidos no Cenário 3.....	99
Tabela 30 - Horários para Ciclo Diário em BTN por Período de hora legal .....	101
Tabela 31 - Análise da Caracterização do Consumo Horária Analítica – Hipótese 4.3 .....	103

Tabela 32 - Análise da Caracterização do Consumo Horária Relativa – Condições consideradas típicas .....	107
Tabela 33 - Resumo de resultados obtidos no Cenário 4.....	108
Tabela 34 - Valores de preços para Energia Ativa e para o Termo de Redes de Energia por Horário e total, por período horário .....	109
Tabela 35 – Diferenças mensais dos custos, por período horário – Hipótese 1.1 .....	111
Tabela 36 - Tarifa de Termos de Redes de Potência.....	111
Tabela 37 – Dados de Potência em Horas de Ponta e Faturação.....	112
Tabela 38 - Valores de Energia Ativa Total e Faturação do Imposto sobre Eletricidade .....	113
Tabela 39 – Custos com a faturação anual de energia e poupança no 1º ano nos Cenários 1, 2 e 3 .....	114
Tabela 40 - Custos com a faturação anual de energia e poupança no 1º ano no Cenário 4 .....	114
Tabela 41 - Custos Associados à Instalação Inicial e Manutenção da UPAC .....	115
Tabela 42 – Resultados do Estudo Financeira para Hipótese 1.1 em 25 anos .....	116
Tabela 43 - Resultados dos Indicadores Financeiros.....	117
Tabela 44 - Valores de Aquisição de Veículos Ligeiros de Mercadorias semelhantes .....	120
Tabela 45 - Custos anuais associados a um VCI para uma rota diária de 80 km.....	121
Tabela 46 - Custos anuais associados a um VE totalmente carregado pela RESP, para uma rota diária de 80 km .....	121
Tabela 47 - Balanço de Custos em 10 anos .....	122

# Lista de Apêndices e Anexos

Apêndice A – Hipótese 1.2 – 40 kWp.....	134
Apêndice B – Hipótese 1.3 – 50 kWp.....	137
Apêndice C – Hipótese 2.2 – 40 kWp .....	140
Apêndice D – Hipótese 2.3 – 50 kWp .....	144
Apêndice E – Hipótese 2.4 – 60 kWp.....	148
Apêndice F – Hipótese 3.1 – 30 kWp.....	152
Apêndice G – Hipótese 3.2 – 40 kWp .....	156
Apêndice H – Hipótese 3.4 – 60 kWp .....	160
Apêndice I – Hipótese 4.1 – 40 kWp.....	164
Apêndice J – Hipótese 4.2 – 50 kWp .....	167
Apêndice K – Hipótese 4.4 – 70 kWp.....	170
Anexo I - Coberturas orientadas a sul com amianto.....	173
Anexo II – Ficha Técnica do Módulo LG390Q1K-A6.....	174
Anexo III – Ficha Técnica do Inversor SUN2000-33KTL-A .....	175
Anexo IV – Ficha Técnica do Inversor SUN2000-36KTL.....	175
Anexo V – Ficha Técnica do Inversor SUN2000-17/20KTL.....	176
Anexo VI – Ficha Técnica do Inversor X3-Hybrid HV de 8/10 kW .....	177

# Lista de Siglas e Acrónimos

AC	–	Autoconsumo Coletivo
BMS	–	<i>Battery Management System</i>
BTE	–	Baixa Tensão Especial
CER	–	Comunidade de Energia Renovável
CEP	–	Consumo de Energia Primária
DGEG	–	Direção-Geral de Energia e Geologia
EGAC	–	Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	–	Fontes de Energias Renováveis
GEE	–	Gases com Efeito de Estufa
IU	–	Instalação de Utilização
LCOE	–	<i>Levelized Cost of Energy</i>
NMOT	–	<i>Nominal Module Operating Temperature</i>
PNEC	–	Plano Nacional Energia e Clima
PRI	–	Período de Retorno de Investimento
RESP	–	Rede Elétrica de Serviço Público
RNC	–	Roteiro para Neutralidade Carbónica
STC	–	<i>Standart Test Conditions</i>
TA	–	Taxa de Atualização
TIR	–	Taxa Interna de Rentabilidade
UE	–	União Europeia
UI	–	Unidade de Instalação
UPAC	–	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	–	Unidade de Pequena Produção
VAL	–	Valor Atual Líquido
VCI	–	Veículo de Combustão Interna
VE	–	Veículo Elétrico



# Capítulo 1

## 1. Introdução

Neste capítulo será realizada uma introdução ao tema, em geral, da dissertação iniciando pelo enquadramento da produção de energia a partir de fontes renováveis no mundo, com destaque à que é o foco principal deste trabalho: a energia solar fotovoltaica. No presente trabalho é também estudada a adoção, por parte de uma empresa industrial, da mobilidade elétrica de modo a promover a sustentabilidade. De seguida serão apresentados os vários objetivos da dissertação, assim como a metodologia adotada para a sua realização. Por fim, conclui-se o capítulo com a descrição e apresentação da estrutura da dissertação.

### 1.1. Enquadramento

Desde o descobrimento e desenvolvimento da produção de energia elétrica, sempre se procurou descobrir diferentes fontes para a sua produção. Ao longo do tempo da sua existência e aproveitamento, as alternativas com maior predominância e consideradas mais eficientes, foram a produção de energia elétrica através de energia mecânica resultante da energia cinética provocada por processos hídricos e a produção de energia elétrica a partir ciclo termodinâmico.

Sendo uma das grandes desvantagens das fontes não renováveis serem finitas, a maior e mais importante desvantagem deve cair sobre o quão prejudicial é a utilização das mesmas na produção de energia elétrica. Com o decorrer do tempo, é cada vez mais visível e preocupante que a utilização de fontes não renováveis, como por exemplo os combustíveis fósseis, para produção de energia elétrica contribui em grande parte para as emissões de gases de efeito estufa, estando este fator associado ao agravamento das alterações climáticas. Uma das grandes problemáticas nesta temática, trata-se da dependência e consumo excessivo destes recursos, causada pela vaga oferta, viabilidade monetária e baixo custo associado à produção de energia elétrica a partir destes recursos.

No entanto, os produtores de energia, mesmo tendo em conta a limitação das suas matérias-primas e o impacto que a exploração destes recursos tem no meio ambiente,

tendem a ignorar os impactos para próprio benefício económico. As previsões não indicam ser esperado um abrandamento desta evolução e dependência, tornando-se imperativo refletir sobre as opções em que se baseiam os atuais sistemas electroprodutores de modo a descarbonizar este setor.

A transição para um setor energético maioritariamente renovável e um aumento da sua eficiência, para além da redução drástica e importantíssima das emissões de gases de efeito de estufa (GEE), de modo a promover a sustentabilidade e preservação de muitos habitats, minimizaria também a exploração exaustiva destas matérias-primas.

As alterações climáticas provocadas pelo aumento da temperatura média global, tem impulsionado a procura por fontes renováveis alternativas, cuja produção de energia elétrica a partir das mesmas é efetuada através de recursos naturais e infinitos. Resultando em que a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis alternativas tenha vindo a integrar-se cada vez mais no consumo mundial.

De modo a reverter esta situação, os 196 países subscritores do Acordo de Paris, assinado em 12 de dezembro de 2015 na 21.<sup>a</sup> Conferência das Partes (*COP21*), definiram metas e objetivos comuns a longo prazo para limitar a subida da temperatura média do planeta abaixo dos 2.ºC, preferencialmente em 1,5.ºC, comparativamente a valores da era pré-industrial, significando que, esta limitação, terá um papel importantíssimo na redução dos riscos e impactos das alterações climáticas [1].

Nos últimos anos, devido às sensibilizações ambientais e apoios governamentais, tem-se verificado um aumento e contínuo investimento na produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, demonstrando uma tendência global neste sentido [2].

Na União Europeia, a quota de energias renováveis presentes no consumo final bruto de energia passou de cerca de 8,5% em 2004, para 17% em 2016 e visava conseguir atingir uma percentagem de 20% até 2020 [3]. Portugal, ao possuir condições meteorológicas muito favoráveis do que muitos países da União Europeia, apresenta dados estatísticos melhores e mais promissores.

A quota de energias renováveis presentes no consumo final bruto de energia nacional alcançou os 20,5% em 2005, sendo apontada a meta para 2020 de 31%, segundo a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril de 2009 (Figura 1) [4].

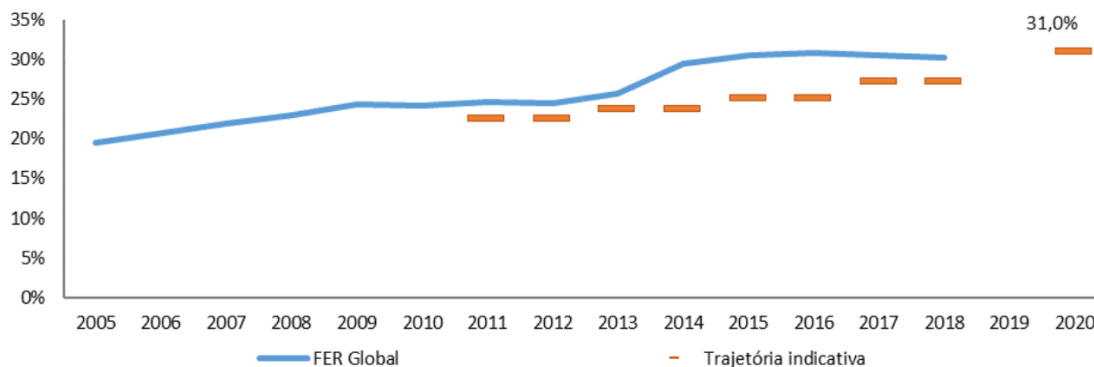


Figura 1 – Evolução da quota de energias de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em Portugal [4]

Sob este registo, desde então ocorreu uma subida de 10% após 14 anos, registando-se uma quota de 30,62% em 2019 como pode ser observado na Figura 1, um valor muito satisfatório e perto de atingir o objetivo definido pela União Europeia para Portugal definido pela trajetória indicativa de 31%. Ainda que, para 2030, esteja definida uma meta de quota global de consumo final bruto de energia em Portugal de 47% [3][4].

Muitos outros estados membro estão também a conseguir acompanhar e a alcançar os valores estipulados pela UE, a qual, através do Pacote Energia-Clima 2030, espera promover a transição energética na presente década, tendo em vista que em 2030 o consumo total de energia bruto terá de ascender aos 27% proveniente de fontes de energia renovável (FER), sendo esta uma meta coletiva tendo em vista o Acordo de Paris [5]. Atualmente, Portugal apresenta dados muito favoráveis no que toca à produção de energia elétrica, no entanto, nem sempre a energia exigida pela RESP pode ser fornecida através de FER sendo necessário o recurso a fontes não renováveis, como pode ser observado na Figura 2. O recurso ao armazenamento de energia também desempenha um papel preponderante na satisfação desta necessidade.

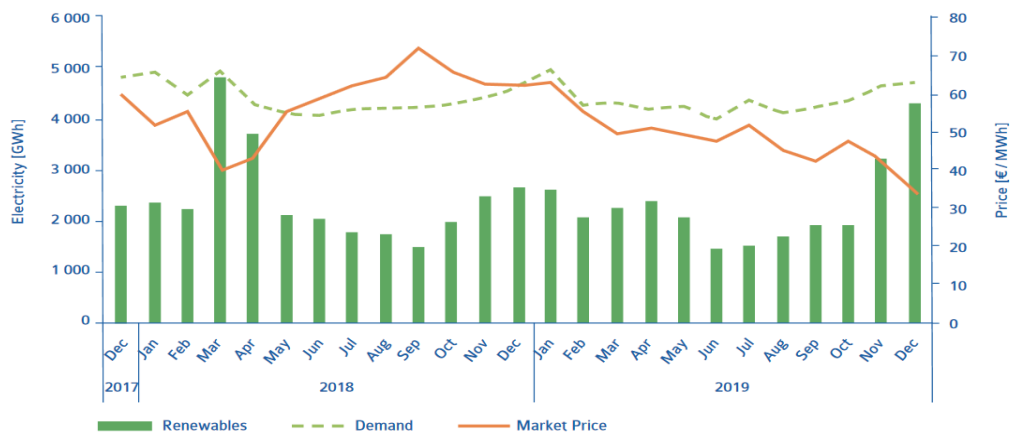


Figura 2 – Produção de Eletricidade e Preço da Eletricidade por Grosso em Portugal (2017-2019) [6]

Se existisse uma relação perfeitamente conjugal entre produção e consumo, através das estatísticas fornecidas pela DGEG, Portugal apresentaria uma quota de consumo de energia proveniente de FER muito maior à que possui, existindo um maior aproveitamento da mesma. No entanto, nem toda a energia produzida através de FER é consumida e, existem períodos em que esta é mesmo vendida para o estrangeiro. Enquanto, por outro lado, existem períodos em que a exigência energética nacional é superior àquela que pode ser produzida por os electroprodutores portugueses, resultando na compra de eletricidade a outros países em horários as FER não conseguem produzir o suficiente, em especial o setor fotovoltaico.

Devido à redução do preço de sistemas fotovoltaicos, a geração de energia tem-se tornado uma aposta cada vez mais atrativa. A utilização da energia solar como FER traz bastantes benefícios na qual se destaca a infinidade deste recurso. No entanto, apesar das inúmeras vantagens, requer grandes investimentos iniciais em instalações de larga escala e grande capacidade de produção. Ainda que se tratem de investimentos amortizáveis e os seus valores associados tenham vindo a decrescer na última década, os investimentos em instalações de produção fotovoltaica podem ser investimentos de longo prazo, médio ou curto prazo, dependendo do tipo da instalação.

Se a energia elétrica produzida através dos sistemas fotovoltaicos se mostrar menos rentável do que as fontes clássicas, o seu uso fica desacreditado, ganhando menos impacto na aposta do setor, principalmente doméstico e industrial, restando apenas os seus benefícios ambientais a seu favor. Ainda que sejam fatores muito importantes, poucas economias teriam a capacidade financeira para suportar estes custos sem ter algum retorno ou futuras vantagens. Para auxiliar e promover esta tecnologia, promovem-se incentivos económicos e fundos, que, outrora, já foram mais elevados, quando ocorreu a aposta inicial neste tipo de tecnologias.

Uma avaliação bem efetuada da viabilidade económica dos investimentos em instalações de produção descentralizada de energia elétrica através da tecnologia fotovoltaica, é a condição primordial para que a progressiva instalação das mesmas, se realize de modo seguro e apresente resultados concisos. Assim, é importante que existam ferramentas de apoio ao desenvolvimento, estudo, projeção e simulação deste tipo de sistemas.

Em 2018, Portugal apresentava um preço de energia bastante elevado comparativamente aos outros países da União Europeia, não sendo este valor proporcional ao custo de vida [7]. Estes valores em nada ajudam os orçamentos familiares e das empresas, requerendo que estes tenham comportamentos racionais e

bem estruturados no consumo energético. Posto isto, torna-se cada vez mais vantajosa a instalação de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), a nível doméstico e industrial, e Unidades de Pequena Produção (UPP). Neste contexto, tendo esta dissertação foco na projeção, desenvolvimento e estudo de viabilidade para instalação de uma UPAC no setor industrial, serão avaliadas as UPAC.

Como ambas as instalações produzem energia que pode vir a ser injetada na rede, foram criadas medidas e normas de modo a regular estes novos fluxos de energia. Surge então o Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de outubro, que enuncia o regime jurídico para a instalação de UPAC e UPP [8]. Enquanto as Unidades de Produção para Autoconsumo são projetadas para o produtor consumir o máximo de energia que a instalação produza, tirando a máxima eficiência da mesma, as Unidades de Pequena Produção injetam na rede e comercializam toda a energia elétrica produzida pela instalação, e, em caso de consumos internos, compram à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) toda a energia elétrica que requerem. Em 2019, surgiu o regime jurídico Decreto-Lei nº162/2019 que visa a produção de eletricidade a partir de fontes de energias renováveis para autoconsumo, estipulando novas condições de licenciamento para os electroprodutores-consumidores [9].

As principais vantagens, para a instalação de UPAC, que aliciam os potenciais investidores são, como é óbvio, a redução da fatura energética e consequente poupança económica no final do mês, e a rentabilidade financeira deste investimento, no tempo de vida útil dos sistemas fotovoltaicos. Mas para que este proveito seja refletido no final do projeto, há que dimensionar corretamente a UPAC, procurando evitar ao máximo a produção excedente que vai para a RESP. Como tal, e como nenhuma instalação tem uma eficiência de 100% sem recurso a métodos de armazenamento, nesta dissertação irá procurar-se a solução mais vantajosa e economicamente viável para implementação na indústria. O autoconsumo é dado como um sistema não linear e é relativamente horizontal em função do dimensionamento fotovoltaico e de armazenamento. Alcançar os 100% de eficiência de autoconsumo não é uma opção realista e viável, pois este teria que carecer de um sobredimensionamento dos sistemas fotovoltaicos a instalar e no período noturno, apenas com recurso a armazenamento [10].

Apesar de existirem vários métodos de armazenamento e aproveitamento desta energia excedente que não é consumida no mesmo instante que está a ser produzida, a implementação da mobilidade elétrica e do recarregamento das baterias dos automóveis representa o foco deste trabalho: a conjugação de uma UPAC com a Mobilidade Elétrica.

A mobilidade elétrica encontra-se numa das várias ações de foco para a descarbonização e redução da emissão de gases de efeito de estufa. Como tal, esta tem vindo a ser impulsionada pela União Europeia e pelos próprios governos a nível global, com maior destaque para os países mais desenvolvidos em que o acesso à eletricidade é facilitado e a oferta ilimitada. Como resultado, tem existido uma expansão e evolução tecnológica muito grande neste aspeto com, ainda, muitas expectativas de melhoria futuras.

A utilização de veículos elétricos pode representar uma medida de aproveitamento do excedente, retirando o máximo proveito da energia produzida que não é consumida no imediato pelo consumidor. Este tipo de comportamento ao ser adotado, está diretamente associado com a contribuição para quota de consumo de energia renovável bruto, quer seja no consumo em si da energia produzida pelo sistema fotovoltaico e consumida posteriormente, quer seja no aproveitamento da mesma no setor de transporte industrial.

À semelhança dos sistemas fotovoltaicos, comparativamente à compra de eletricidade diretamente à RESP, os veículos elétricos têm a condicionante monetária que, sem apoios, não favorece a sua aquisição comparativamente à aquisição de veículos a combustão. De modo a atenuar este problema, nos últimos anos tem existido um aumento monetário nos apoios estatais para a aquisição de veículos elétricos.

A mobilidade elétrica tem como objetivo promover a redução de emissão de gases de efeito de estufa e a descarbonização no setor de transportes [11]. Apesar de ter alguns impactos ambientais associados à extração de minerais para a produção [12].

O estudo teórico realizado é feito tendo em conta o panorama energético atual, a energia solar e a mobilidade elétrica. Os sistemas de autoconsumo com recurso a tecnologias fotovoltaica que, se bem dimensionados, podem trazer vantagens económicas ao produtor-consumidor diminuindo a sua dependência da energia proveniente da RESP e, por sua vez, a diminuição do valor da fatura. E, as vantagens associadas à adoção da mobilidade elétrica.

## **1.2. Objetivos**

A presente dissertação tem como objetivo principal realizar um estudo, para projeção e possível implementação futura, de viabilidade económica para a instalação de uma UPAC e substituir parte da presente frota de distribuição composta por veículos de combustão interna (VCI) por veículos elétricos (VE). O estudo de aplicação deste projeto

surgiu através de uma parceria entre a empresa “Pão de Mel Padaria e Pastelaria, Lda” e a Escola Superior de Tecnologia de Setúbal.

Como tal, procurar-se-á identificar e estudar todos os fatores que condicionam esta vertente, passando por um estudo e sistematização dos quadros tecnológicos atuais das tecnologias fotovoltaicas e dos veículos elétricos, de modo a concluir-se quais as melhores opções para o dimensionamento.

O processo para alcançar o objetivo definido passa por efetuar uma avaliação detalhada dos consumos e dos comportamentos do consumidor de modo a poder-se dimensionar a instalação fotovoltaica e, com rigor, orçamentar e avaliar alguns cenários de produção-consumo. Posto isto, será introduzida a mobilidade elétrica e avaliando o respetivo estudo de viabilidade económica de todos os cenários de modo a verificar qual a solução economicamente mais viável a aplicar.

O estudo será realizado utilizando um método comparativo partindo dos resultados obtidos do estudo de viabilidade económica para cada hipótese dos diferentes cenários.

### **1.3. Estrutura da Dissertação**

Para além do presente capítulo de carácter introdutório, o qual possui um enquadramento geral aos temas considerados chave, a dissertação é composta por mais cinco capítulos.

No Capítulo 2 é apresentado o panorama energético realizando uma introdução geral ao tema, abordando-se de seguida o panorama energético mundial e o panorama energético em Portugal relacionando e comentando com uma postura comparativa. Também é realizado um estudo teórico acerca da energia solar e o seu potencial, quer seja a nível europeu quer seja a nível nacional. Após a apresentação do potencial solar em Portugal, relativo à nossa posição geográfica, será realizada uma apresentação teórica do potencial solar para a produção de eletricidade. Conclui-se realizando uma apresentação à mobilidade elétrica assim como à sua evolução temporal, tecnologias de carregamento e o historial do panorama de incentivos para a mobilidade elétrica em Portugal.

No Capítulo 3 é introduzida a Unidade de Produção para Autoconsumo sendo este o tema abordado com maior detalhe. Desta forma é apresentado o sistema que a compõe e um enquadramento legal e económico para a mesma. Dentro deste enquadramento é explícito o panorama legislativo português para o autoconsumo, os processos administrativos e de licenciamento para o registo e legalização de uma UPAC, assim

como os seus custos associados. Avante, ainda dentro do mesmo capítulo, são apresentados os modelos de remuneração do excedente energético produzido por uma UPAC designando o que será utilizado no presente estudo. É ainda caracterizada a avaliação financeira detalhando os indicadores financeiros considerados imprescindíveis para se obterem conclusões de forma a fomentar uma escolha sob todos as hipóteses analisadas. É ainda abordado o tema do Autoconsumo Coletivo e as Comunidades de Energia Renovável, as quais, ainda em desenvolvimento e pouco claras a nível legislativo, podem apresentar-se como soluções bastante viáveis de partilha de energia fotovoltaica. Por fim, apresenta-se o quadro tecnológico atual utilizado nos sistemas típicos constituintes de uma UPAC.

No Capítulo 4 é realizada a parte prática da presente dissertação, no qual se caracteriza o edifício onde se pretende que seja instalada a unidade de produção para autoconsumo, se realiza uma análise de consumos de forma a proceder ao seu dimensionamento, o qual é explícito mediante as intenções da instalação fotovoltaica. Posto isto, são dimensionados e apresentados os resultados obtidos em termos energéticos, no que toca a variações e resultados relativos nos vários horários distinguidos por tarifas, para as diversas hipóteses dos vários cenários.

No Capítulo 5 apresenta-se o estudo da viabilidade económica para os diferentes cenários, no qual se inicia por realizar um estudo na análise da faturação energética mensal e anual designando assim as poupanças que podem ser obtidas anualmente, verificando o impacto financeiro que a adoção de cada hipótese tem na faturação anual. Finalizando, são apresentados os resultados obtidos dos indicadores financeiros, os quais são analisados e a partir dos quais se poderá verificar a viabilidade económica das diversas hipóteses. São apresentados também os dados financeiros relevantes para adoção de veículos elétricos e veículos de combustão interna semelhantes.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta-se como o capítulo conclusivo onde são apresentadas todas as conclusões referentes a este estudo e também uma análise de uma perspectiva de trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## 2. Energia Solar e Mobilidade Elétrica

### 2.1. Panorama Energético

Neste subcapítulo apresenta-se, na sua generalidade, o panorama energético atual, tanto no mundo como em Portugal, no qual se ressalta a importante necessidade de investimento na implementação de soluções recorrendo às energias renováveis. Inicialmente realiza-se uma abordagem ao panorama energético mundial, prosseguindo para uma abordagem ao panorama energético nacional e, por fim, o impacto das energias renováveis para a produção de eletricidade.

#### 2.1.1. Panorama Energético Mundial

O consumo de energia a nível mundial acompanha, de modo proporcional, os avanços tecnológicos, o aumento demográfico global e o crescimento da economia global, sendo estes dois últimos definidos como os principais *drivers* da procura mundial de energia [13].

O crescimento destes fatores cruciais traduz-se numa maior procura de energia pois, assim como nos vários setores de consumo, os equipamentos vão-se tornando cada vez mais sofisticados e dependentes de energia. Os mesmos avanços traduzem-se também numa melhoria da eficiência energética dos mesmos equipamentos. No entanto, o aumento do consumo de energia resultante da facilidade de acesso a estas tecnologias, não é compensado pelas melhorias de eficiência energética dos mesmos. Deste modo, é urgente encontrar soluções que contribuam para uma utilização sustentável dos recursos [14].

O aumento do consumo de energia primária tem um papel preponderante, negativamente, nas alterações climáticas. Apesar das metas ambiciosas para limitar as alterações climáticas no Acordo de Paris de 2015, as emissões globais de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) continuam a aumentar. As projeções indicam que as metas definidas pelo Acordo de Paris não serão alcançadas sem a aplicação ou ajuste de novas políticas, juntamente com a implantação generalizada de tecnologias de emissões

baixas, zero e potencialmente negativas [15]. Os fatores determinantes para o controlo das emissões de dióxido de carbono passam pelo aumento da eficiência energética, pela substituição por combustíveis menos intensivos em CO<sub>2</sub>, por aplicar de forma veemente políticas energéticas e climáticas e pela captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> a partir de 2030. As emissões de dióxido de carbono deverão atingir em 2030 o seu valor máximo alguma vez registado, isto porque, foram acordados planos de longo prazo e, ainda assim, não existe uma lei que imponha metas específicas no corte das emissões, competindo a cada país de forma voluntária [1]. Deste modo, a diferença de padrões das emissões entre países em diferentes estágios de desenvolvimento é notável, como pode ser observado na Figura 3.

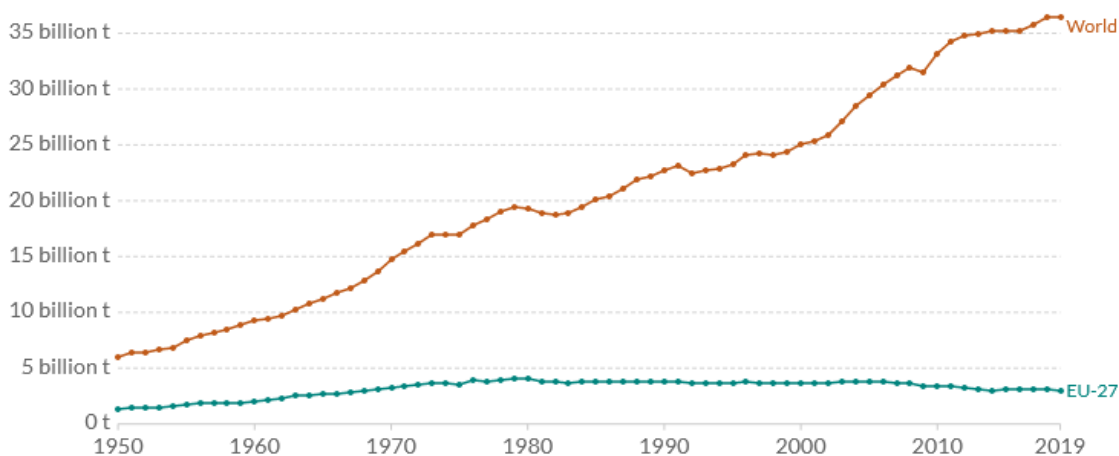


Figura 3 - Emissões de Dióxido de Carbono a partir da combustão de combustíveis fósseis na produção de produção de energia e cimento entre 1950 e 2019. [16]

Os valores das emissões de dióxido de carbono nos estados membro da União Europeia é significativamente muito mais reduzida do que as emissões provocadas pelo resto do mundo, o qual apresenta emissões com taxas de crescimento elevadas enquanto as da UE vão sendo reduzidas temporalmente.

Ainda que exista uma discrepância na quantidade de países globalmente com os 27 países pertencentes à União Europeia, existem países que, sozinhos, contribuem mais para a emissão de CO<sub>2</sub> para a atmosfera do que toda a União Europeia. O exemplo mais gritante é a China, que, em 2019, registou 10,17 mil milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> produzido através da combustão de combustíveis fósseis para a produção de energia, um valor bem acima dos 2,92 mil milhões de toneladas emitidos pelos 27 estados-membro da UE [16].

Desde a década de 50, em particular, tem-se vindo a assistir a uma evolução crescente e progressiva dos recursos energéticos a nível mundial, designados por energia primária, como pode ser observado na Figura 4.

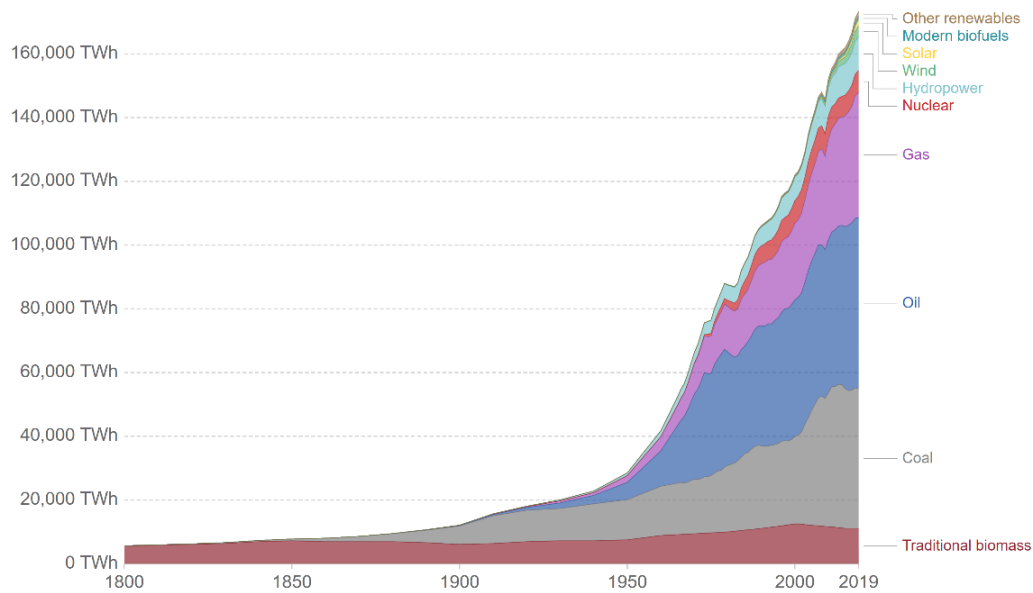


Figura 4 – Consumo global de energia primária por fonte [17]

Na Figura 4, pode-se constatar que o consumo energético mundial aumentou em cerca de 145 TWh entre 1950 e 2019, significando que num período de 69 anos, a quantidade de energia primária consumida foi aproximadamente quadruplicada tendo este valor uma tendência crescente com o aumento demográfico e crescimento económico mundial.

Neste gráfico, é possível constatar também que durante este período, os recursos energéticos mais utilizados continuam a ser de origem fóssil, nomeadamente, o petróleo, seguido pelo carvão e o gás natural. Só depois destes três recursos, surge a energia hídrica na quarta posição. Segundo os dados relativos a 2019, o consumo de energia de fontes não renováveis corresponde a 80% do valor total [17]. No entanto, e devido às diferenças sociais e económicas mundiais, as necessidades de consumo de energia varia em todo o mundo.

Toda esta energia primária é utilizada por os diversos setores, no entanto, o foco principal está no setor dos transportes por ser um setor mais difícil de descarbonizar (Figura 5). Desta forma, a produção de eletricidade através de FER torna-se cada vez mais importante para reduzir as emissões de dióxido de carbono para a atmosfera [2].

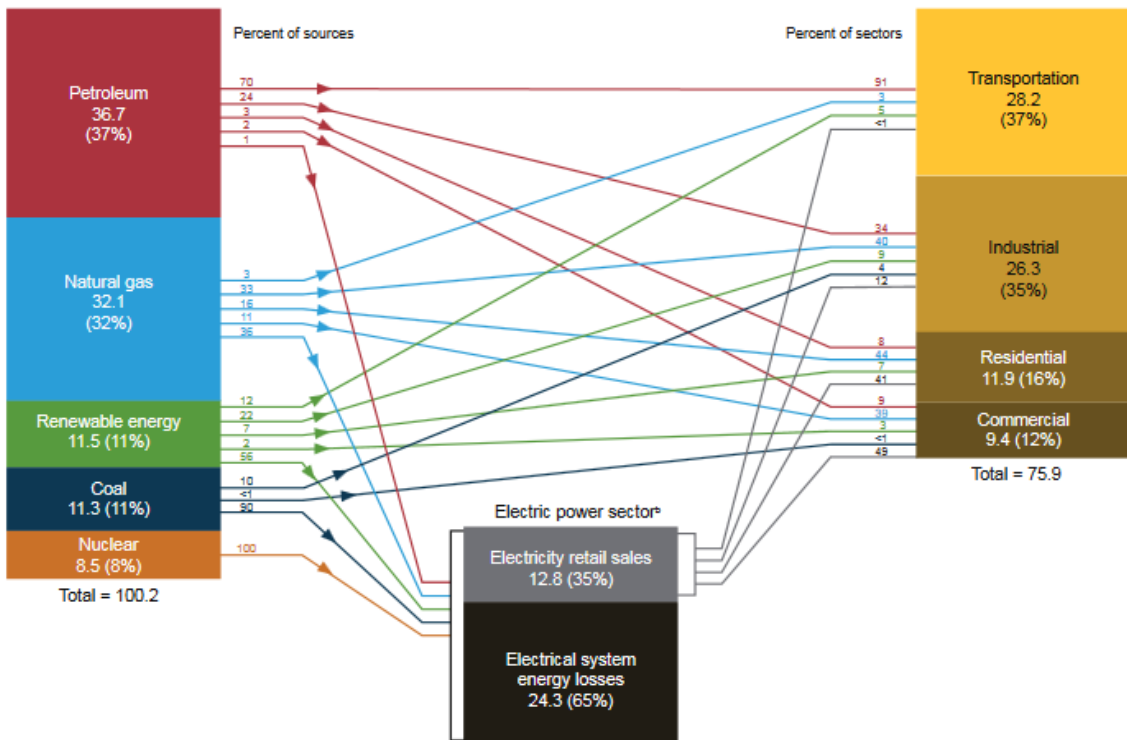


Figura 5 - Consumo de Energia Primária por Setor em 2019 nos EUA [18]

Apesar da forte aposta nas energias renováveis a nível global, é possível observar que, ainda que em fase descendente, o carvão continua a ser a fonte de energia que mais contribui para a produção de eletricidade a nível mundial, seguido do gás (Figura 6). Das fontes de baixas ou zero emissões de CO<sub>2</sub>, a energia hidrelétrica e a nuclear são as que mais contribuem, embora a energia eólica e solar estejam em ascensão

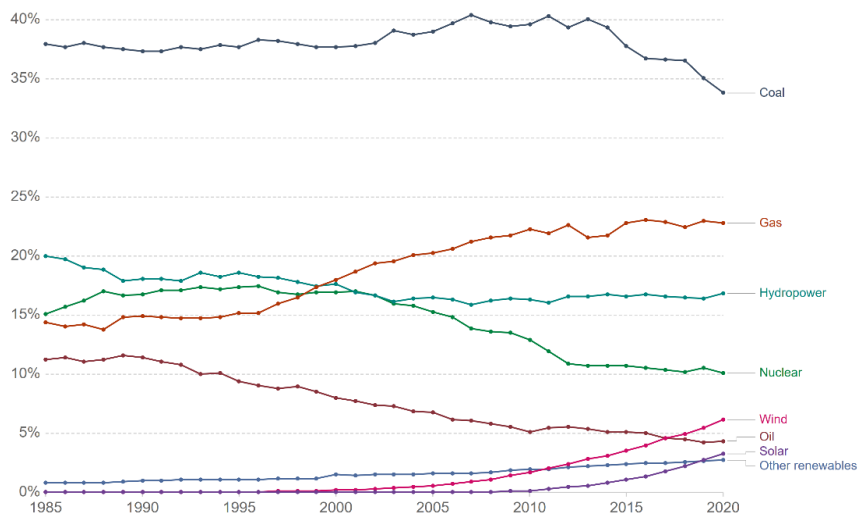


Figura 6 – Produção de Eletricidade Mundial por Fonte [2]

À semelhança dos dados de consumo de energia primária, os valores registados (Figura 6) globalmente para a produção de energia elétrica são bastante afetados de um modo negativo pelos consumos dos países em desenvolvimento ou com uma indústria de larga escala. Ou seja, estes países utilizam, na maior parte, fontes de energia fóssil para a produção de eletricidade, sendo que o carvão tem um peso aproximado de 34% sobre as necessidades totais a nível mundial.

A nível dos estados-membro da União Europeia, a realidade é bastante diferente no que toca às fontes de energia primária para a produção de energia elétrica (Figura 7).

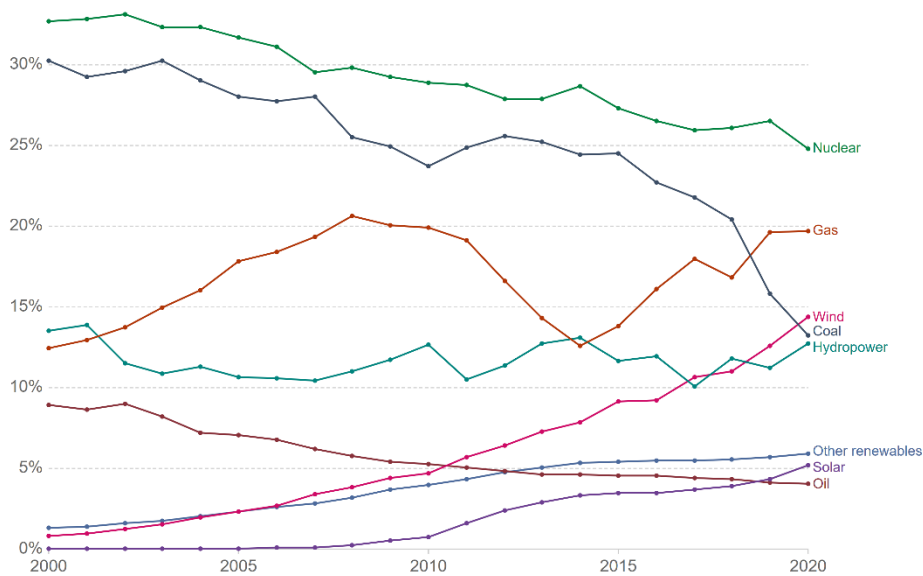


Figura 7 – Importância relativa das diversas fontes de energia para a produção de eletricidade, EU-27 [2]

Numa perspetiva europeia, é notável o decréscimo da utilização do carvão para a produção de energia elétrica, a qual, num espaço de 20 anos regrediu de 30% para 14%. De destacar a importância relativa da energia nuclear, quando comparada com os dados mundiais (Figura 6) e para uma crescente utilização de fontes renováveis, como é o caso da energia eólica e da energia solar.

## 2.1.2. Panorama Energético em Portugal

Portugal faz parte de um grupo de países que não possui recursos petrolíferos, jazidas de gás natural e minas de carvão ativas. Posto isto, a necessidade de importação de energia primária traduz-se na dependência energética nacional, que, de acordo com os respetivos registos, retrata uma problemática de complicada resolução, tanto a nível económico como comportamental (Figura 8).

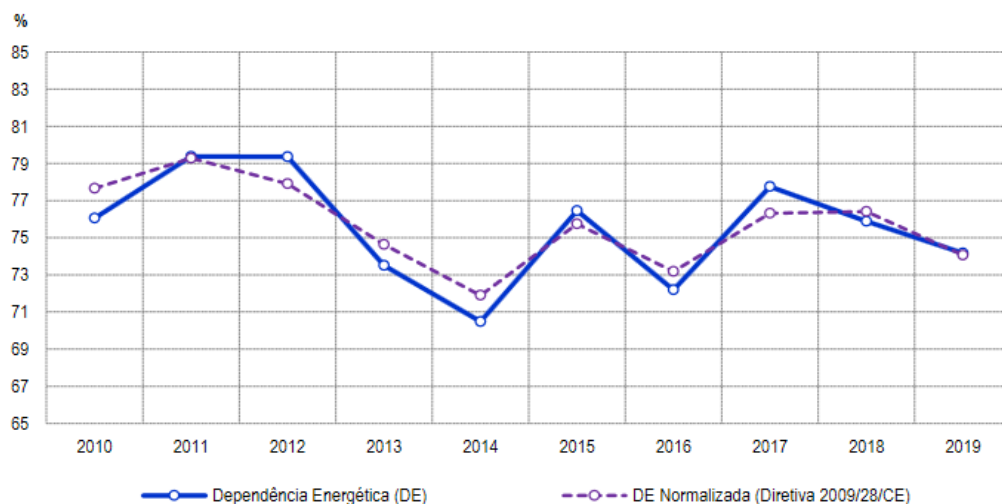


Figura 8 - Evolução Temporal da Dependência Energética Portuguesa (2010-2019) [19]

Segundo o relatório realizado pela Direção Geral de Energia e Geologia, a dependência energética em Portugal relativamente ao consumo de energia primária tem vindo a decrescer. Em 2000, este valor situava-se aproximadamente nos 86% e, nas mais recentes atualizações, ou seja, nos dados relativos a 2019, situa-se nos 74,2% [19].

Ainda assim, a intensidade energética portuguesa tende a melhorar e, quanto menor for este indicador, maior será a eficiência energética de uma economia ou produto [15]. Desde a década de 60 até à entrada do novo milénio, que o consumo de energia primária (CEP) em Portugal vinha a crescer de uma forma praticamente linear. Este valor estagnou a desde então, tendo decrescido em meados de 2011 e 2012 devido à grande crise económica que afetou o país (Figura 9). O setor que mais contribui para a dependência energética tem sido o setor dos transportes. A mobilidade elétrica tem sido apontada como principal medida para a descarbonização do setor que, portanto, requer um alto investimento [19].

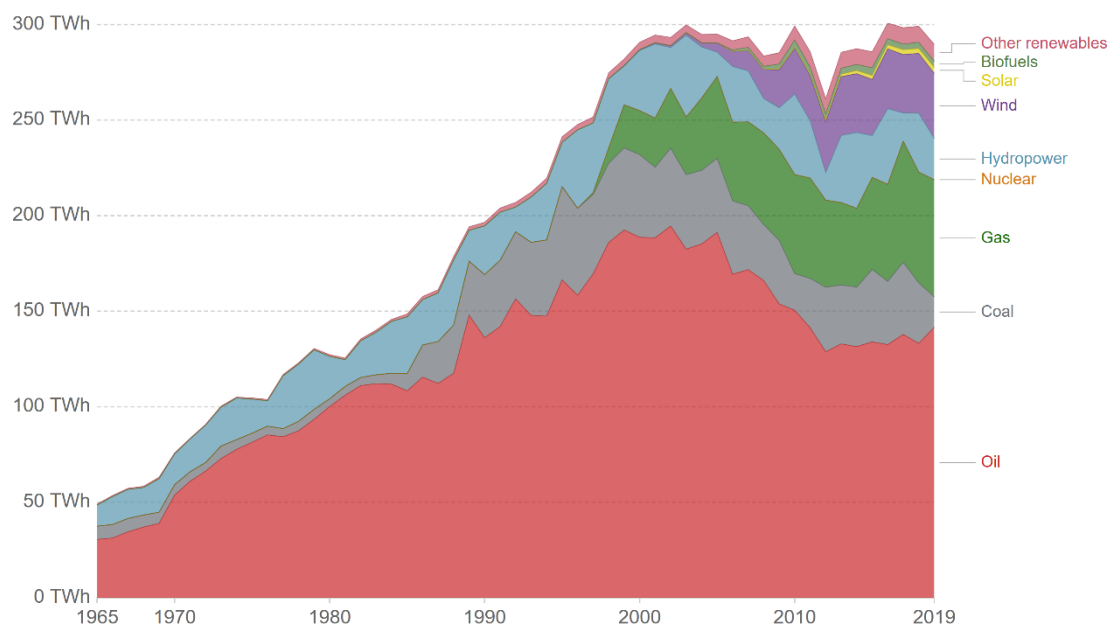


Figura 9 - Consumo de Energia primária por Fonte em Portugal [17]

É possível constatar que, na Figura 9, apesar de Portugal não possuir qualquer capacidade interna de produção de fontes fósseis como o petróleo, o carvão e o gás natural, estes representaram cerca de 83% do CEP em 2019 [17].

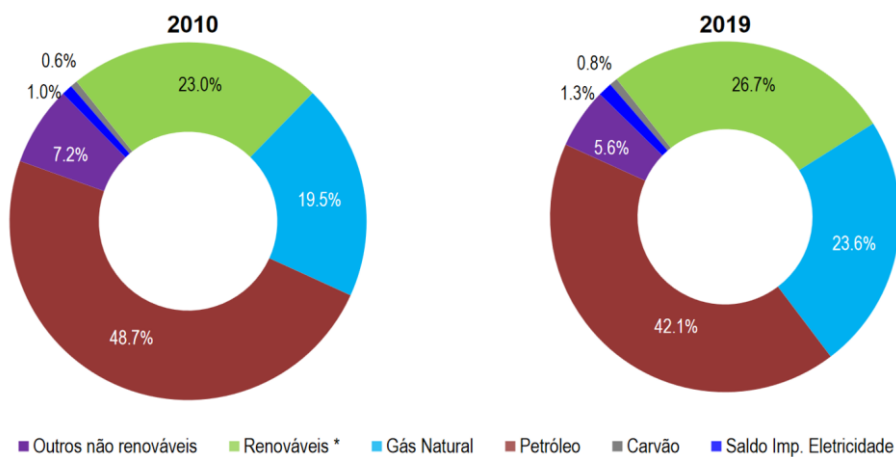


Figura 10 - Comparativo Percentual do CEP por Fonte em 2010 e 2019 [19]

Num espaço de 9 anos, registou-se um aumento significativo no CEP de fontes de origem renovável e de gás natural. Por outro lado, registou-se uma diminuição no CEP de petróleo e de outras fontes não renováveis.

Em 2019, 24,7% do consumo de energia primária foi destinado ao setor electroprodutor. Este valor teve um aumento de 0,5% face a 2010. Sendo este o principal setor onde a utilização de FER é crucial para atingir as metas impostas pela União Europeia, tem

ocorrido um grande investimento na produção de eletricidade através das mesmas (Figura 11) [4].

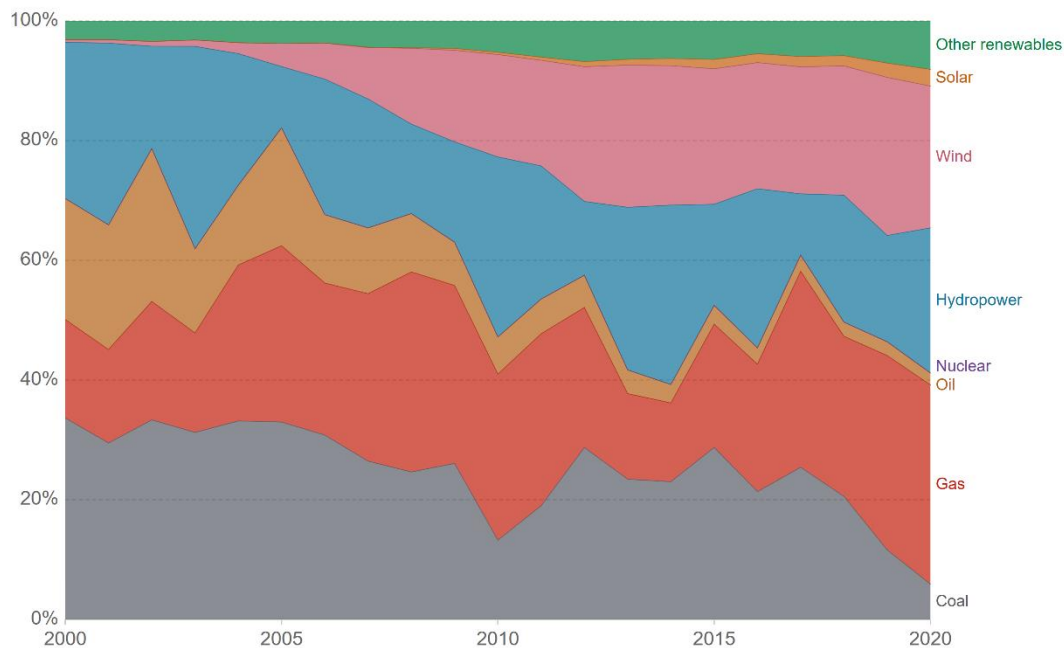


Figura 11 - CEP Total Relativo para Produção de Eletricidade em Portugal [2]

No ano 2000, o setor electroprodutor português registava uma dependência de cerca de 70% sobre as fontes não renováveis. Após 20 anos, é possível observar a produção de eletricidade a partir de FER tem um papel significativo no setor, passando a representar aproximadamente 59% da produção total.

Nas fontes não renováveis, destaca-se a drástica redução da utilização do carvão e do petróleo ao longo deste período, e realça-se o crescimento da potência instalada em fontes de energias renováveis registada nos últimos anos para produção de energia elétrica, favorecendo desta forma a diminuição da dependência dos combustíveis fósseis [19].

## 2.2. Energia Solar

Por se tratar de um recurso infinito e com muito facilidade de acesso, a energia solar tem vindo a ganhar uma grande importância para a descarbonização na produção de eletricidade e aquecimento de águas, sendo-lhe atribuído um papel preponderante nesta transição. No entanto, neste relatório de dissertação, a tecnologia utilizada para produção de energia é o módulo fotovoltaico dando-se total destaque esta fonte de energia renovável. Neste capítulo será feita uma apresentação das potencialidades do recurso da energia solar a nível europeu e a nível nacional. Assim como a sua utilização para produção de eletricidade.

### 2.2.1. Potencial Solar na Europa

A energia solar é um recurso inesgotável cuja energia atingida à superfície da Terra é muito superior ao consumo energético a nível global. No entanto, embora este recurso esteja disponível em elevada quantidade, é estimado que a radiação solar anual que incide na superfície terrestre seja de  $1000 \text{ W/m}^2$ , sendo que este valor corresponde a um registo ao meio-dia com condições climáticas ideais, independentemente da latitude do local, e estima-se também que o valor de irradiação solar incidente corresponda, anualmente, a uma quantidade de energia por metro quadrado de  $1 \times 10^{18} \text{ kWh/m}^2$  [20].

A radiação solar que chega à atmosfera superior tem um comportamento bem definido e pode ser calculada com alta precisão em função de ciclos diurnos e anuais [21].

A atividade do Sol, importante e algo imprevisível, afeta a quantidade de radiação solar que chega à superfície terrestre. A radiação que chega à superfície horizontal da Terra, referida como radiação solar global, no entanto, é afetada pelas condições atmosféricas, tais como a cobertura de nuvens e a humidade [22].

Sabe-se que a temperatura da superfície da terra está correlacionada com a radiação solar global. Ou seja, à medida que a latitude aumenta, a radiação apresenta um decréscimo que, por sua vez, provoca uma queda nas temperaturas médias. Assim, nem todas os territórios europeus têm as mesmas condições para o aproveitamento da energia solar, sendo que as condições mais favoráveis estão compreendidas entre os valores latitudinais  $35^\circ$  Norte e  $80^\circ$  Norte. É possível observar através da Figura 12, os registos médios da irradiação horizontal anual na Europa.

## GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION EUROPE

SOLARGIS

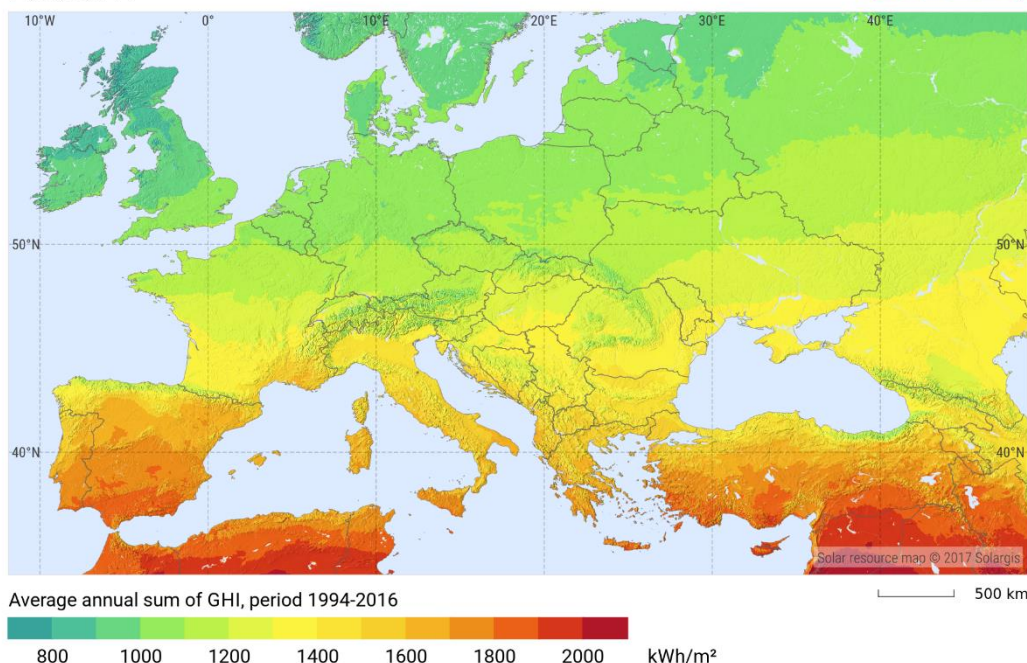


Figura 12 - Irradiação Global Horizontal Média na Europa [23]

A partir da Figura 12, podem observar-se as diferenças dos índices de irradiação solar na Europa. Os países a Sul, entre os quais Portugal, em termos generalizados, são os que apresentam registos de irradiação global mais elevada, com latitudes mais próximas da linha equatorial, locais mais favoráveis ao aproveitamento deste recurso, entre os quais está presente Portugal [20].

No entanto, afirmar que um país tem condições mais favoráveis à utilização deste recurso, não implica que o aproveitamento da energia solar em todo o seu território seja igualmente favorável. As condições locais de uma determinada georreferência podem ter um efeito significativo na temperatura. Destaca-se aqui o papel das correntes oceânicas na transferência de calor. Do mesmo modo, a cobertura de nuvens está relacionada com as condições geográficas locais. Um resultado destas é que as áreas interiores são conhecidas por atingirem temperaturas máximas diárias mais cedo, quando comparadas com registos de áreas próximas da linha de costa marítima [22].

## 2.2.2. Potencial Solar em Portugal

Como descrito no ponto anterior, Portugal está situado numa latitude muito favorável para o aproveitamento da energia solar, registando um grande potencial solar. De acordo com os dados registados, os valores da irradiação normal global registada anualmente variam entre cerca de 1500 kWh/m<sup>2</sup>, nas regiões mais a norte do território nacional e de 1826 kWh/m<sup>2</sup>, a sul do país.



Figura 13 - Irradiação Normal Global em Portugal [24]

Através da análise da Figura 13, é possível verificar que a disponibilidade de irradiação apresenta valores crescentes, partindo de Norte para Sul. Este efeito crescente é verificado devido ao efeito da latitude e às condições climáticas menos favoráveis nas zonas Norte de Portugal, onde são registados maiores médias de nebulosidade. Por outro lado, em termos longitudinais, a disponibilidade de irradiação apresenta valores crescentes de Oeste para Leste, especialmente nas regiões Norte e Centro devido à formação frequente de nevoeiro nas zonas costeiras. É possível concluir que a variabilidade anual da irradiação em Portugal é muito reduzida, de 1,6% a 3,0%, para as regiões a Sul, e apenas 3,5% a 5,0% para os restantes locais. As regiões que registam um índice de variabilidade reduzido correspondem a regiões com elevada disponibilidade anual de irradiação global, concluindo que estas áreas têm um enorme potencial para o aproveitamento a energia solar [25].

### 2.2.3. Potencial Solar para Produção de Eletricidade

Com vista a cumprir as metas estipuladas pela União Europeia para atingir a neutralidade carbónica até 2050, foi traçado um plano, denominado por Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050. Neste roteiro constam as várias áreas de investimento e ação para o fim desejado: zero emissões carbónicas até à data anunciada. O setor energético, nomeadamente ao setor electroprodutor e os seus consumidores, é uma das áreas destacadas, com incentivos à criação e desenvolvimento de centrais ou sistemas de produção de energia elétrica através de energias renováveis [26].

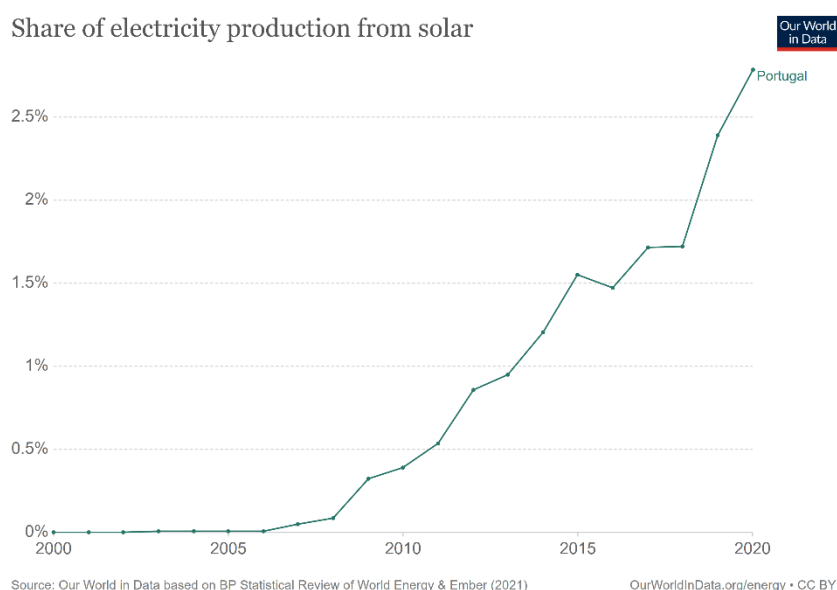


Figura 14 - Quota de Produção de Eletricidade a partir de Energia Solar [27]

A radiação solar que incide na face terrestre pode ser convertida em eletricidade produzida de forma sustentável através da utilização da tecnologia fotovoltaica. Os sistemas fotovoltaicos de grande escala proporcionam benefícios e vantagens ambientais significativos quando comparado com fontes convencionais não renováveis, tais como a redução das emissões de gases com efeito de estufa [28][29].

Como é possível observar na Figura 14, o investimento e implementação deste tipo de tecnologias só começou a ter impacto na quota de produção de energia elétrica a partir do ano de 2006, sendo que tem vindo a apresentar um crescimento bastante elevado e exponencial refletindo os incentivos, desenvolvimento e oferta das tecnologias destinadas para este fim.

A energia solar que incide na superfície terrestre é um dos quatro fatores que determina o desempenho económico de um sistema fotovoltaico, sendo os outros três fatores o

custo por unidade ou potência de pico instalada (€/kWp), o tempo de vida útil do sistema e o custo operacional incluindo o custo de capital [30].

A influência que o potencial solar fotovoltaico nos setores doméstico, comercial e industrial possam ter no setor electroprodutor não deve ser negligenciado.



Figura 15 - Potencial de Energia Fotovoltaica em Portugal [24]

O mapa observado na Figura 15 disponibiliza um sumário do potencial estimado de geração de energia fotovoltaica sola, representando os totais médios diários/anuais de produção elétrica a partir de um sistema fotovoltaico com 1 kWp.

Como se pode analisar na Figura 15, as áreas de maior potencial fotovoltaico em território nacional encontram-se ao longo da costa do sul com valores de produção energética diárias superiores a 4,6 kWh/kWp e registos de produção anual superiores a 1680 kWh/kWp. Estes valores refletem o comportamento da célula fotovoltaica e as suas condições de funcionamento ideais.

Como referido no subcapítulo anterior, as zonas costeiras, tendencialmente, apresentam valores de irradiação solar menores quando comparadas com as zonas do interior, no entanto, em Portugal, este acontecimento é verificado apenas a centro e norte – zonas com uma humidade relativa bastante elevada. No entanto, nas zonas costeiras as temperaturas tendem a ser menores às zonas do interior, o que influencia

diretamente o comportamento dos sistemas fotovoltaicos, para além da irradiação que incide no sistema [31].

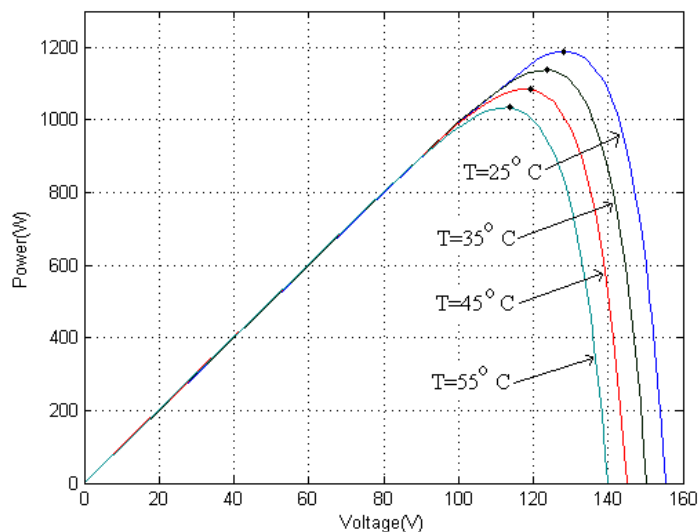


Figura 16 - Curva P-U para várias temperaturas com uma irradiação fixa de  $1000 \text{ W/m}^2$  [32]

Através da Figura 16 é possível afirmar e justificar o maior aproveitamento fotovoltaico apresentado na Figura 15 para as zonas costeiras a sul, tendo o fator temperatura um papel predominante para o rendimento dos sistemas nestas zonas.

Para um maior aproveitamento da irradiação solar, a posição da face dos módulos deveria estar constantemente perpendicular ao eixo de incidência da irradiação solar. Deste modo seria possível absorver o máximo de radiação solar direta, radiação mais favorável e com maiores índices de rentabilidade fotovoltaica. Para tal, os módulos necessitariam de estar instalados em seguidores solares, os quais consistem em sistemas mecânicos capazes de ajustar a orientação e inclinação dos módulos de modo a otimizar a rentabilidade dos mesmos, sendo esta solução apenas possível em solo terrestre. Assim, numa instalação fotovoltaica fixa, não é possível manter os níveis de radiação solar direta constante. Para otimizar estes sistemas, é recomendável otimizar o ângulo de inclinação dos módulos e a sua orientação consoante as possibilidades do local a instalar, tendo em conta os níveis de variação de altura solar anuais no determinado local [31].

## 2.3. Mobilidade Elétrica

Atualmente, a nível global, cerca de 28% da energia primária consumida é destinada ao setor dos transportes. O tráfego terrestre representa uma cota de cerca de 75% no setor dos transportes a nível mundial, o qual engloba a aviação, a navegação marítima, a ferroviária e todo o tipo de veículos terrestres. Os automóveis desempenham um papel preponderante, pois, apresentam uma maior predominância de tráfego na maioria dos países; as vendas dos automóveis apresentam as maiores taxas de crescimento do mundo; e ainda possuem a capacidade de haver alternativas motoras para proporcionar sua impulsão.

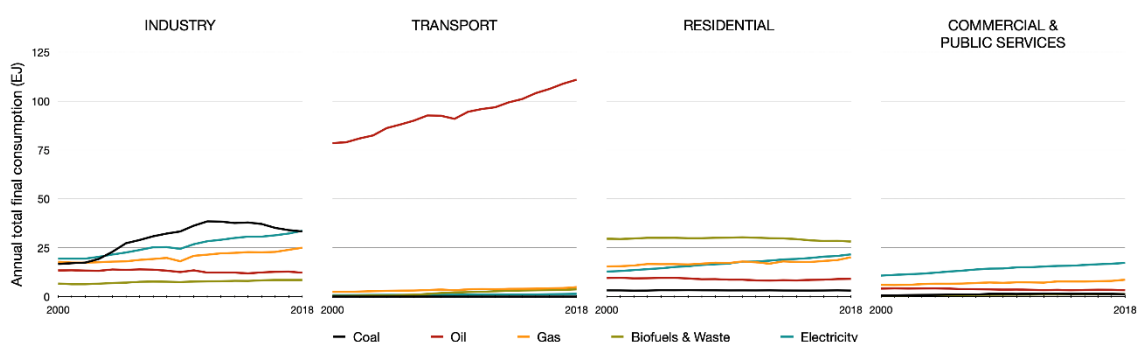


Figura 17 - Consumo Final de Energia por Setor Económico [33]

Em análise à Figura 17, é claramente visível a discrepância registada no consumo final de energia no setor dos transportes, havendo um domínio quase absoluto do consumo de petróleo neste setor. Comparativamente a 1973, o setor dos transportes aumentou, até 2018, o consumo de petróleo em 20,5 pontos percentuais, perfazendo um total de 65,2% do consumo total de petróleo. Deste valor, os veículos terrestres, em 2018, representam cerca de 76% do consumo de petróleo do setor dos transportes. Dado o tipo de motorização da esmagadora maioria dos veículos, estes registos estão intimamente ligados com a emissão de GEE [33].

A mobilidade elétrica, apesar de ser uma das tecnologias mais antigas, surge como uma mudança no paradigma do setor dos transportes, associando-se às metas de sustentabilidade energética e ambiental resultantes das várias propostas e acordos internacionais ao longo dos anos de modo a combater as alterações climáticas [1].

Nos meados de 1900, existiam três tipos de propulsão que partilhavam, entre si, quotas bastante equilibradas de utilização, sendo elas: a propulsão a vapor, a propulsão elétrica e a propulsão a gasolina. Nesta época, os veículos elétricos representavam cerca de 38% nos Estados Unidos da América, o qual apresentou um declínio provocado por

diversos fatores e desenvolvimentos [34]. Nos anos 20, os EUA possuíam uma rede rodoviária muito mais avançada a qual interligava as cidades entre si, resultando numa necessidade de veículos de elevada autonomia. Também a descoberta dos vastos reservatórios de petróleo no Texas resultaram numa redução abrupta no preço da gasolina tornando-a facilmente acessível. E, por fim, o início da produção em massa de veículos com motor de combustão interna, por Henry Ford, tornou este tipo de veículos amplamente disponíveis e acessíveis comparativamente aos veículos elétricos, apresentando uma redução para cerca de metade do preço dos VE comercializados na altura [35].

No entanto, os impactos ambientais e os danos na saúde eram fatores totalmente desconhecidos, menosprezando assim o desenvolvimento e aperfeiçoamento de tecnologias de armazenamento de energia e da mobilidade elétrica.

Em conformidade com o objetivo das energias renováveis, a mobilidade elétrica assume-se assim como uma resposta para reduzir a dependência no consumo de combustíveis fósseis do setor dos transportes, de reduzir as emissões de GEE e de reduzir os e os níveis de poluição sonora, contribuindo para uma melhoria da qualidade da atmosfera urbana. Com vista estes objetivos, é importante proceder-se à substituição gradual em meio urbano dos veículos de combustão interna por veículos elétricos [36].

Em Portugal, a mobilidade elétrica, desde 2009, foi assumida como um fator estruturante para o desenvolvimento e alcance das metas colocadas pelo país e pela União Europeia, dado que o governo português aprovou, em primeira instância, o primeiro Programa para a Mobilidade Elétrica. Desde então, esta vertente tem sido cada vez mais uma realidade, sendo apresentados bons indicativos de crescimento da transição para a mobilidade elétrica em Portugal e, espera-se ainda que aumente ainda mais nos próximos 10 anos, devido à adoção de incentivos e às favoráveis condições de produção de energia elétrica a partir de energias renováveis, transcrevendo-se numa mobilização a custo zero, numa descarbonização da economia, na redução da dependência energética e no aumento da eficiência energética no setor dos transportes [37][38].

### 2.3.1. Veículo Elétrico

Como descrito no capítulo anterior, a mobilidade elétrica é das tecnologias mais antigas no mundo dos transportes.

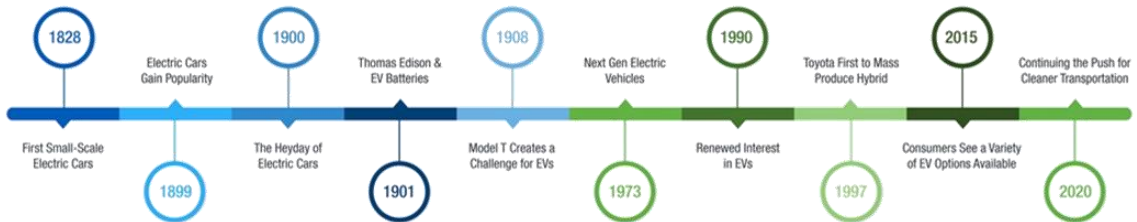


Figura 18 - Evolução Historial dos Veículos Elétricos

O primeiro veículo alguma vez fabricado, data 1828, o qual era de motorização elétrica. No entanto, só a partir 1890 é que estes começaram a ganhar popularidade, atingindo o seu auge de produção e de utilização nos anos seguintes até à descoberta das reservas de petróleo e à produção em massa de veículos de combustão interna.

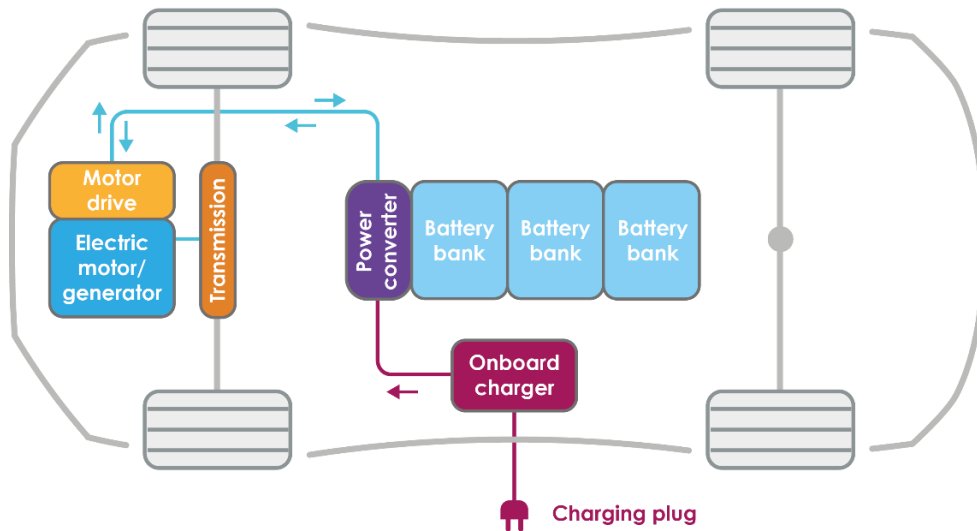


Figura 19 - Grafismo Básico de Funcionamento de um Veículo Elétrico

O veículo elétrico caracteriza-se como um veículo de zero emissões de gases de efeito estufa composto por dois principais componentes que o caracterizam: acionamento elétrico (motor e variador de velocidade) e a bateria de armazenamento (Figura 19). O mesmo é definido pela Comissão Europeia como “um veículo a motor equipado com um grupo motopropulsor que contém, pelo menos, um mecanismo elétrico não periférico como conversor de energia, dotado de um sistema elétrico recarregável de armazenamento de energia, o qual pode ser carregado externamente” [39].

No entanto, esta definição é completada e explícita pelo Ministério do Ambiente, através do Decreto-Lei nº 90/2014, de 11 de junho, o qual refere que “veículos elétricos o automóvel, o motociclo, o ciclomotor, o triciclo ou o quadriciclo, dotados de um ou mais motores principais de propulsão elétrica que transmitam energia de tração ao veículo, incluindo os veículos híbridos elétricos, cuja bateria seja carregada mediante ligação à rede de mobilidade elétrica ou a uma fonte de eletricidade externa, e que se destinem, pela sua função, a transitar na via pública, sem sujeição a carris” [40]. Ou seja, um veículo elétrico é definindo como um veículo que carece de uma fonte exterior para o fornecimento de energia, nomeadamente eletricidade através da RESP, instalações de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis e ainda através da travagem regenerativa, energia essa que é armazenada na sua bateria e posteriormente consumida pelo sistema de motorização do veículo, resultando na propulsão do mesmo.

Os veículos elétricos são os veículos que apresentam a maior eficiência energética, uma vez que registam uma relação de utilização da energia disponível na bateria com a geração de movimento (*tank-to-wheel*) que pode variar entre 73% a 90%, sendo este valor cada vez mais favorável e mais eficiente com a evolução da tecnologia. Enquanto, os veículos de combustão interna apresentam uma eficiência *tank-to-wheel* que varia entre 16% a 37% sobre todos os motores e velocidades. Os veículos elétricos recuperam ainda alguma parte da sua energia cinética através da travagem regenerativa, enquanto os veículos convencionais não têm possibilidade de o fazer [41].

Apesar do veículo elétrico apresentar algumas vantagens perante os veículos convencionais, este apresenta ainda algumas limitações. Apesar dos VE apresentarem valores evolutivos e haver cada vez mais *R&D* nas baterias de armazenamento, os VE de classe média registam ainda autonomias reduzidas no intervalo de 250km a 350km, enquanto nos VE de topo de gama ultrapassa normalmente os 500km, traduzindo-se assim num custo de aquisição muito mais. Perante as desvantagens, os veículos elétricos possuem do seu lado a elevada e importantíssima eficiência energética, a ausência de emissões de GEE no local de circulação, a reduzida necessidade de manutenção devido aos poucos componentes mecânicos do veículo, o preço e acesso à eletricidade, os incentivos fiscais (que que irão ser aprofundados neste capítulo) e a capacidade do Custo Total da Posse do mesmo ao longo da sua vida útil [42].

### 2.3.2. Carregamento de Veículos Elétricos

Atualmente, o carregamento dos veículos puramente elétricos é, numa esmagadora maioria, realizada através do consumo externo de energia através da tecnologia *plug-in*. Ainda que os veículos possam ser carregados através da travagem regenerativa por ação mecânica de travagem, passando o motor a funcionar como gerador, esta não torna o carro autossuficiente, a qual não gera quantidades de energia capazes de satisfazer a capacidade da bateria.

Os veículos elétricos podem ainda ser carregados por ação de indução, esta que ainda se encontra numa fase de desenvolvimento.

O carregamento através da tecnologia *plug-in* pode ser realizado em qualquer local em que haja acesso a eletricidade. Como medida de incentivo e facilitação para os utilizadores, o desenvolvimento e melhoria das infraestruturas de carregamento dedicadas exclusivamente a veículos elétricos tem sido posta em prática ao longo dos anos, passando pela instalação de todo o tipo de carregadores e reforço estratégico da sua potência em locais de percursos mais longos de modo a produzirem cargas mais rápidas.

No processo de carregamento das baterias, existem vários aspetos a considerar, sendo estes diretamente relacionados com os dados técnicos da bateria e da infraestrutura de carregamento a ser utilizada.

O nível de potência da fonte de carregamento e o seu tipo de corrente elétrica, no caso de Portugal, pode ir de 3,45 kW a 22 kW em soluções domésticas de corrente alternada, no entanto, no meio exterior, as infraestruturas estão dotadas atualmente para disponibilizar potências entre os 7,4 kW e 43 kW em AC (Corrente Alternada) e, infraestruturas de carregamento que disponibilizam potências em DC (Corrente Contínua) de 50, 150, 160, 250 e 350 kW [43].

Como pode ser verificado, as potências de carregamento em DC são muito mais elevadas do que em AC, isto deve-se ao facto destes carregadores possuírem um conversor corrente alternada – corrente contínua integrado, debitando diretamente par tensão/corrente solicitado em cada instante pelo veículo (Figura 20).

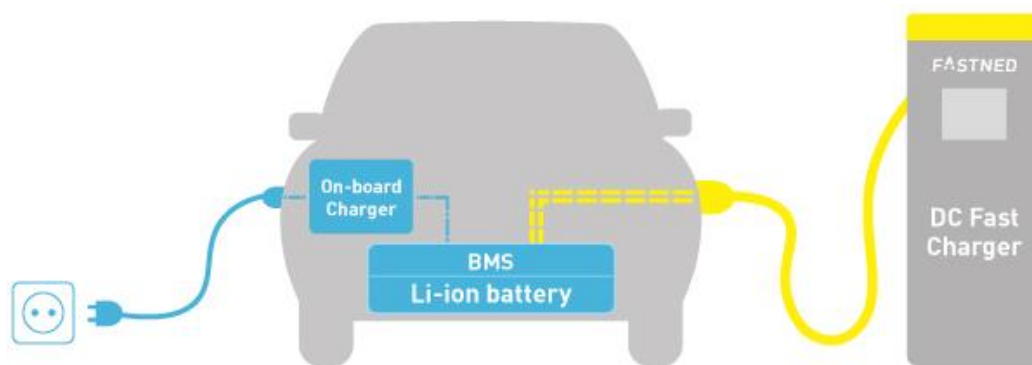


Figura 20 - Tipos de Sistema de Corrente Elétrica para Carregamento

Ao contrário disto, nos carregadores AC, o veículo elétrico possui um carregador *on-board* que efetua a conversão de AC para DC e debita então depois a corrente contínua para a bateria. No entanto, cada modelo de veículo possui características técnicas e potências de carregamento específicas, pelo modo que nem todos os veículos são compatíveis com estas potências de carregamento, sendo estas limitadas pelo tal carregador *on-board*, como pode ser observado na Tabela 1. Ou seja, um veículo que possua um carregador *on-board* de 7kW em AC e for conectado a um posto de carregamento de 22kW AC, apenas vai ser possível carregar a 7 kW.

Tabela 1 - Dados de Vários Modelos de Veículos Elétricos [44]

Fabricante	Modelo	Capacidade da Bateria [kWh]	Autonomia WLTP [km]	Potência de Carga [kW]			Tempo* [hh:mm]		
				Doméstico	AC	DC	Doméstico	AC	DC
Nissan	Leaf	40	270	3,7	6,6	50	06:40	03:40	00:50
Renault	Zoe R90	41	300		22	-	06:45	01:20	-
Tesla	Model 3	75	560		11	250	12:15	04:15	00:25

\* Tempo de carregamento calculado para SOC de 20% até 80%.

No entanto, as infraestruturas de carregamentos rápidos para veículos elétricos não estão disponíveis em todos os locais, sendo desta forma impeditiva a realização de cargas rápidas para todos os utilizadores dos VE, estando estes dependentes de carregamentos domésticos e lentos, mas mais económicos. Por este motivo, o tempo de carregamento é, num panorama atual, simultaneamente com a autonomia, na maioria dos modelos dos fabricantes de VE, uma das maiores desvantagens dos VE.

Portugal tem apostado fortemente na instalação de novos postos de carregamento, possuindo atualmente cerca do dobro do valor recomendado pela UE de nº de postos por VE em circulação.

### 2.3.3. Incentivos à Mobilidade Elétrica

Os incentivos à mobilidade elétrica são uma realidade em vigor desde o ano de 2008, tornando-se cada vez mais favoráveis e apelativos para os cidadãos residentes em Portugal com o evoluir dos anos. Os incentivos financeiros deste setor vão acompanhando a evolução desta tecnologia, como pode ser observado na Tabela 2 a evolução cronológica dos mesmos, e sempre com vista os objetivos decretados pelo Governo Português através Fundo Ambiental para fins do Plano Nacional Energia e Clima e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050.

*Tabela 2 - Evolução Cronológica dos Incentivos para a Mobilidade Elétrica*

<b>Ano</b>	<b>Publicação</b>	<b>Descrição da Medida Adotada</b>
<b>2008</b>	Lei nº 64-A/2008 [45]	Incentivo com dedução à coleta, em sede de IRS, de 30% do valor despendido, até 796,00€ referente à aquisição de veículos exclusivamente elétricos ou movidos a energias renováveis não combustíveis
<b>2009</b>	Resolução de Conselho de Ministros nº 81/2009 [46]	<p>Fixação de majoração de custo até 50% em sede de IRC em aquisição de frotas de veículos elétricos pelas empresas.</p> <p>Aquisição de 20% de viaturas automóveis elétricas em processos de renovação da frota da administração central.</p> <p>Aquisição de 20 veículos automóveis elétricos pelo governo, para efeitos de divulgação e demonstração.</p> <p>Prioridade à circulação de veículos elétricos em vias de alta ocupação e de estacionamento preferenciais nas cidades, criação de 1300 pontos de carregamento lento e 50 pontos de Carregamento rápido até ao final de 2011 e, ainda a criação de uma plataforma de investigação, desenvolvimento e teste de sistemas de gestão da mobilidade elétrica.</p>
<b>2010</b>	Decreto-Lei nº39/2010 [47]	Atribuição de um incentivo, até ao final de 2012, no valor de 5.000,00€ para os primeiros 5 mil sujeitos singulares que procedessem à aquisição de um veículo elétrico, incentivo ao qual se podia adicionar uma verba de 1.500,00€ caso o sujeito procedesse ao abate de um automóvel de combustão interna com mais de 10 anos.
	Lei nº 3-B/2010 [48]	<p>O incentivo determinado pela Lei nº 64-A/2008 é atualizado, passando o limite de 796.00€ para 803,00€.</p> <p>Orçamentação das despesas relativas aos incentivos descritos pelo DL nº 39/2010, de 26 de abril, e das despesas resultantes da majoração de gastos até 50% em sede de IRC para as aquisições de veículos puramente elétricos.</p>

	Lei nº 55-A/2010 [49]	Isenção do Imposto Sobre Veículos, do Imposto Único de Circulação e da Tributação Autónoma. Revogação da dedução à coleta, em sede de IRS, aprovada pela Lei nº 3-B/2010 de 28 de abril.
<b>2011</b>	Lei nº 64-B/2011 [50]	Revogação dos incentivos aprovados pelo Decreto-Lei nº39/2010
<b>2012</b>	Decreto-Lei nº 170/2012 [51]	Reinserção dos incentivos descritos no DL nº 39/2010.
<b>2014</b>	Decreto-Lei nº 82-D/2014 [52]	Incentivo à destruição de automóveis ligeiros com 10 ou mais anos de vida, traduzido na redução do ISV até à sua concorrência, quando aplicável ou a atribuição de um subsídio, no montante de 4.500,00€ pela introdução no consumo de um veículo elétrico novo.
	Decreto-Lei nº 90/2014 [40]	Revogação dos incentivos financeiros aprovados pelo Decreto-Lei nº 170/2012.
<b>2016</b>	Lei nº 42/2016 [53]	Estabelece a criação de um incentivo à introdução no consumo de veículos de baixas emissões, financiado pelo Fundo Ambiental.
	Decreto-Lei nº 42-A/2016 [54]	Criação de um incentivo à introdução no consumo de veículos de baixas emissões, financiado pelo Fundo Ambiental.
<b>2017</b>	Despacho nº 1612-B/2017 [55]	Incentivo à aquisição de veículos elétricos de acordo com o fundo Ambiental disposto no Decreto-Lei nº 42-A/2016, no valor de 2.250,00€ pela introdução de um veículo elétrico 100% novo, até ao máximo de mil unidades, estando cada sujeito singular elegível a uma unidade e cada sujeito coletivo a 5 unidades de incentivo.
<b>2018</b>	Despacho nº 1607-B/2018 [56]	Incentivo no valor de 2.250,00€ para a aquisição de veículos elétricos ligeiros novos mantém-se. Criação de um incentivo para aquisição de motociclos de duas rodas e de ciclomotores elétricos no valor de 20% do valor do veículo até ao máximo de 400,00€.

2019	Despacho nº 2210/2019 [57]	<p>Atualização do incentivo no valor de 3.000,00€ para a aquisição de veículos elétricos ligeiros de passageiros novos, por parte de pessoas singulares, e de 2.250,00€ no caso de pessoas coletivas, para veículos com preço inferior a 62.500,00€, estando cada sujeito singular elegível a uma unidade e cada sujeito coletivo a 4 unidades de incentivo.</p> <p>Manutenção do incentivo para motociclos de duas rotas e ciclomotores elétricos.</p> <p>Incentivo para aquisição de bicicletas elétricas no valor de 250,00€.</p>
2020	Despacho nº 3169/2020 [58]	<p>Manutenção do incentivo à aquisição de VE novos por parte de pessoas singulares, com limite a 700 unidades.</p> <p>Atualização do incentivo para pessoas coletivas, passando a representar um valor de 2.000,00€, com limite a 300 unidades.</p> <p>Incentivo para a aquisição de veículos elétricos ligeiros de mercadorias no valor de 3.000,00€, com limite a 300 unidades.</p> <p>Atualização do incentivo para bicicletas citadinas, motociclos de duas rodas, ciclomotores elétricos e bicicletas de carga para 50% do valor de aquisição do veículo até ao máximo de 350,00€, com limite a 1000 unidades.</p> <p>Incentivo para aquisição de bicicletas citadinas convencionais no valor de 10% do valor de aquisição do veículo até ao máximo de 100,00€, com limite a 500 unidades.</p>
2021	Despacho nº 2535/2021 [58]	<p>Permanência do incentivo à aquisição de VE novos por parte de pessoas singulares, com limite a 700 unidades.</p> <p>Anulação do incentivo à aquisição de VE ligeiros de passageiros por parte de pessoas coletivas.</p> <p>Atualização do incentivo para a aquisição de veículos elétricos ligeiros de mercadorias no valor de 6.000,00€, com limite a 150 unidades, estando cada sujeito singular elegível a uma unidade e cada sujeito coletivo a 2 unidades de incentivo.</p> <p>Manutenção do incentivo para a aquisição para bicicletas citadinas, motociclos de duas rodas e ciclomotores elétricos, com limite a 1857 unidades.</p> <p>Atualização do incentivo para bicicletas de carga para 50% do valor de aquisição do veículo até ao máximo de 1.000,00€ com assistência elétricas e de 500,00€ sem assistência elétrica, com limite a 300 unidades.</p> <p>Atualização do incentivo para aquisição de bicicletas citadinas convencionais no valor de 20% do valor de aquisição do veículo até ao máximo de 100,00€, com limite a 500 unidades.</p>

Tendencialmente, à medida que os apoios vão evoluindo, a venda destes veículos vai aumentando. Verificou-se uma queda a pique na venda destes veículos no ano em que os apoios foram revogados, através da Lei nº 64-B/2011, voltando depois a recuperar fortemente os registos de vendas de VE quando os incentivos foram reinseridos no Decreto-Lei nº 170/2012, apresentando, desde então, um aumento bastante notável.

Desta forma, os incentivos representam assim uma medida crucial numa fase inicial para a promoção da mobilidade elétrica e uma descarbonização do setor de transportes.

# Capítulo 3

## 3. Unidade de Produção para Autoconsumo

### 3.1. Sistema Fotovoltaico para UPAC

Uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) trata-se de um sistema que tem como objetivo a produção de energia elétrica para consumo próprio. No entanto, é atribuída ênfase para as UPAC a partir de fontes renováveis. Com uma UPAC procurar-se-á satisfazer as necessidades de consumo da instalação a ela associadas. A UPAC pode estar instalada dentro da instalação de utilização (IU) interligadas por uma rede interna (produção descentralizada) ou instalada num local relativamente próximo à IU interligados pela da RESP [8], [9].

No entanto, o foco desta dissertação recai sobre os sistemas fotovoltaicos para autoconsumo que, à semelhança de todas as outras UPAC, o objetivo principal destes sistemas é a redução de consumo de energia elétrica proveniente da RESP. Pretende-se, assim, que o consumo seja, na sua maioria e sempre que possível dentro das condições favoráveis, proveniente da UPAC, sendo colmatada pela compra de energia elétrica à RESP nos períodos em que a produção é inferior ao consumo da instalação. Deste modo, as UPAC devem ser dimensionadas adequadamente e de acordo com o consumo registado na IU nos períodos horários de produção fotovoltaica procurando-se minimizar a produção de energia de excedente que, posteriormente, é injetada na RESP ou, como meio alternativo, armazenado em baterias estacionárias ou utilizada através da inclusão de VE [43].

Estes sistemas podem-se caracterizar em três tipos: Sistema fotovoltaico para autoconsumo com ligação à RESP, sistema fotovoltaico para autoconsumo sem ligação à RESP e sistemas híbridos, os quais possuem tecnologias de armazenamento incorporadas.

Nos sistemas fotovoltaicos para autoconsumo com ligação à RESP (*on-grid*), o gerador fotovoltaico entrega à instalação potência máxima que, a cada instante, consegue

produzir. Esta energia é, diretamente, utilizada pela IU para satisfação dos consumos instantâneos. Caso a energia produzida exceda o consumo da instalação naquele instante, o excedente é injetado na rede (Figura 21).

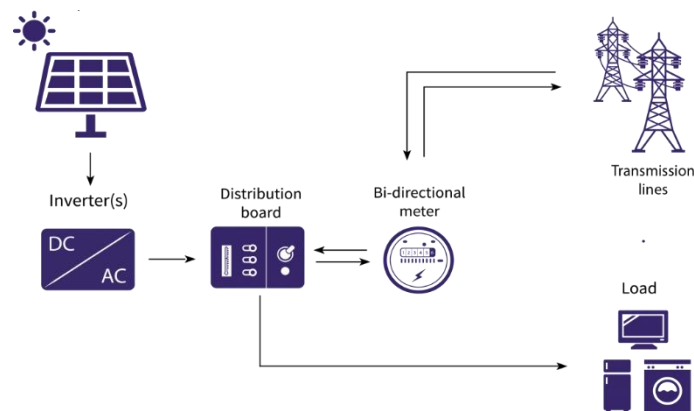


Figura 21 – Esquema de Sistema Fotovoltaico On-Grid [59]

Quando a energia consumida pela instalação excede os valores da energia produzida, a energia em falta para satisfazer o consumo é obtida através da compra de energia à RESP. Entre os módulos PV, a rede e as cargas, existem equipamentos de regulação, segurança e interface que otimizam as condições funcionamento do sistema. Pretendendo minimizar as trocas de energia com a RESP, o recurso a um sistema de armazenamento é necessário, como se ilustra na Figura 22.

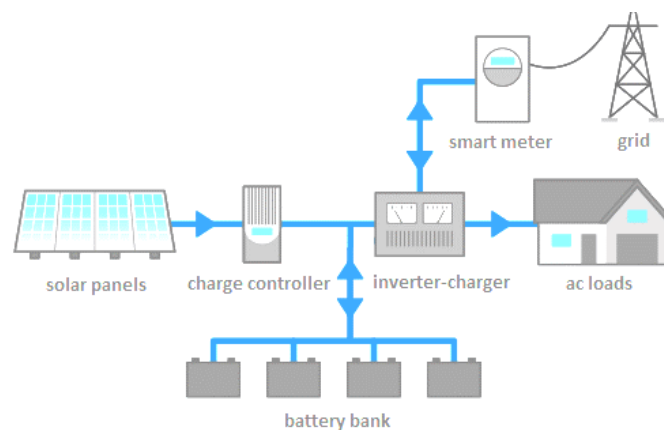


Figura 22 - Esquema de Sistema Fotovoltaico On-Grid com Armazenamento [60]

Nos sistemas com armazenamento, apresentado na Figura 22, o princípio de funcionamento é igual ao ilustrado na Figura 21, em que a principal diferença está no acoplamento de um sistema de armazenamento da energia excedente, a qual pode ser consumida em períodos que contribuam para a redução do valor da fatura mensal.

## **3.2. Enquadramento Legal e Económico para UPAC**

O dimensionamento e conseqüente instalação de uma UPAC devem ser efetuados respeitando os requisitos legais impostos pela legislação portuguesa, de modo a ser obtida a sua certificação de conformidade e aval para iniciar a sua atividade de produção. Uma avaliação económica de uma UPAC é dos fatores mais importantes para o financiamento e instalação da mesma, para que, o proprietário obtenha retornos financeiros do valor investido no projeto. Posto isto, neste subcapítulo são avaliados o enquadramento legal e económico para instalação de um sistema fotovoltaico para autoconsumo.

### **3.2.1. Legislação Portuguesa para o Autoconsumo**

O Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, regulamentou a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis através de unidades de microprodução, tendo sido posteriormente pela Lei n.º 67-A/2007, pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, pelo Decreto-Lei n.º 34/2011. Neste último foi estabelecido, o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por unidades de miniprodução. A mais recente alteração do Decreto-Lei inicial foi publicada no Decreto-Lei nº 25/2013, de 19 de fevereiro, no entanto, nunca foi verificado um acordo a nível do autoconsumo, fugindo às expectativas em que se baseavam as legislações [61].

De maneira a potenciar e incentivar a atividade de produção de eletricidade através de sistemas fotovoltaicos, foi publicado o Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro. Este diploma decreta os limites e requisitos legais para a produção de eletricidade através das Unidades de Pequena Produção (UPP) e para autoconsumo (UPAC), extinguindo as expressões de microprodução e miniprodução do vocabulário legislativo [8].

A criação deste diploma enquadra a implementação de novas soluções de instalação de UPAC descentralizadas, introduzindo no Sistema Energético Nacional (SEN) o papel de produtor-consumidor de energia elétrica. A regulamentação foi estabelecida de modo a dinamizar a atividade de produção em Portugal, de forma a assegurar a sustentabilidade técnica e económica do SEN evitando sobrecustos para o sistema, garantindo que o dimensionamento das novas instalações seja efetuado face às necessidades de consumo registadas no local, e ainda de modo a reduzir o modelo de negócio associado ao regime de microprodução, o qual motivava o sobredimensionamento das instalações resultando num acréscimo de custos para o SEN [62].

Em 2015, é publicada a Portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro, a qual define o procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração das UPAC, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo ou da pequena produção para injeção total na rede elétrica de serviço público da energia elétrica produzida, e determina o montante das taxas previstas no Decreto-Lei n.º 153/2014 [63].

A Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, frisa a crescente importância do autoconsumo de eletricidade renovável, consagrando a definição dos conceitos de autoconsumidores de energia renovável e de autoconsumidores de energia renovável que atuam coletivamente, bem como de comunidades de energia renovável. A referida diretiva prevê um quadro normativo que permite aos autoconsumidores de energia renovável produzir, consumir, armazenar, partilhar e vender eletricidade sem serem confrontados com encargos desproporcionados [64].

Em 2019 surge o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, o qual aprovou o novo regime aplicável às instalações de utilização por autoconsumidores de energia renovável, bem como o regime jurídico aplicável às comunidades de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001. Comparativamente ao regime previsto no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, o novo regime vê o seu âmbito de aplicação limitado à produção descentralizada de eletricidade a partir de fontes de energia renovável, ou seja, não fósseis. Neste âmbito, a energia produzida e excedente do autoconsumo pode ser transacionada, em mercado organizado ou bilateral, incluindo através de contrato de aquisição de energia renovável; através do participante no mercado contra o pagamento de um preço acordado entre as partes ou através do facilitador de mercado [9], [65].

Mais tarde, a 23 de janeiro de 2020, é publicada a Portaria n.º 16/2020, a qual fixa os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos à atividade de Autoconsumo e às Comunidades de Energia Renovável (CER) [66].

O Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, publicado pela ERSE, visa concretizar o modelo de autoconsumo conforme definido pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, estabelecendo as disposições aplicáveis ao exercício da atividade de autoconsumo de energia renovável individual ou coletivo, quando exista ligação à RESP.

### 3.2.2. Processo de Licenciamento

Com o novo regime de autoconsumo legislado pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, são também decretadas condições de exercício explícitas no seu Artigo 3.º. Desta forma, o consumidor-produtor, para instalações de potência instalada inferior ou igual a 350 W, não necessita de efetuar nenhum procedimento administrativo adicional pois, até este nível de potência, as instalações não estão sujeitas a qualquer controlo prévio, podendo, por isso, ser o próprio consumidor-produtor a efetuar a instalação [9].

No entanto, para as UPAC com potência instalada superior a 350 W e inferior ou igual a 30 kW, é necessário informar a entidade reguladora deste tipo de instalações, traduzindo-se numa mera comunicação prévia à Direção-Geral de Energia e Geologia realizada através da plataforma *online* destinada ao registo de UPAC, a Plataforma do Autoconsumo e CER. Instalações essas que apenas têm de ser obrigatoriamente executadas por uma entidade instaladora de instalações elétricas. A partir de potências de instalação superiores a 4 kW é de carácter obrigatório a contagem da energia elétrica total produzida pela unidade de produção para autoconsumo, caso esta esteja ligada à RESP [9].

As UPAC com valores de potência instalada superiores a 30 kW e inferiores ou iguais a 1 MW estão sujeitas ao registo prévio e à emissão do certificado de exploração. Para qualquer UPAC com uma potência instalada superior a 30 kW é necessário a celebração e contratação de um seguro de responsabilidade civil para a reparação de danos corporais ou materiais causados a terceiros em resultado do exercício das atividades de produção de energia elétrica [9].

Para UPAC com valores de potência instalada superiores a 1 MW, o consumidor-produtor está sujeito ao requerimento e atribuição de uma licença de produção e exploração [9]. Apresenta-se, de forma resumida, na Tabela 3, os requisitos legais descritos anteriormente.

Tabela 3 - Tabela Resumo dos Processos de Licenciamento por Potência Instalada para UPAC

Potência da Instalação	≤ 350 W	> 350 W e ≤ 30 kW	> 30 kW e ≤ 1 MW	> 1 MW
<b>Tipo de Registo</b>	-	Mera comunicação prévia	Registo prévio para instalação e Certificado de Exploração	Licença de Exploração e Licença de Produção
<b>Taxa de Registo</b>	Não	Não	Sim	Sim
<b>Contagem</b>	Não	Sim (a partir de 4 kW)	Sim	Sim
<b>Seguro de Responsabilidade Civil</b>	Não	Não	Sim	Sim

### 3.2.3. Taxas dos Processos Administrativos

De acordo com a Portaria n.º 16/2020, de 23 de janeiro, são fixados os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos à atividade de Autoconsumo e às Comunidades de Energia Renovável (CER). Esta portaria está de acordo com o artigo 21.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, o qual estabelece que para as UPAC, com potência instalada superior a 30 kW, são cobradas as devidas taxas pela apreciação de pedidos de atribuição de registo, licença de produção, certificado de exploração, apreciação de pedidos de averbamento de alterações ao título de registo ou à licença e pela realização de inspeções periódicas. As quais estão afixadas no Anexo do Artigo 4.º da presente portaria, observados na Tabela 4 [9], [66].

Tabela 4 - Taxas Referentes aos Processos Administrativos da UPAC [9]

Procedimento Administrativo	Potência	Registo de UPAC com injeção na RESP	Registo de UPAC sem injeção na RESP
Apreciação do pedido de registo	≤ 30 kW	Isento	Isento
	> 30 kW e ≤ 100 kW	200,00 €	140,00 €
	> 100 kW e ≤ 250 kW	400,00 €	240,00 €
	> 250 kW e ≤ 1 MW	600,00 €	400,00 €
Apreciação do pedido de certificado de exploração sem inspeção DGEG	> 30 kW e ≤ 250 kW	80,00 €	80,00 €
	> 250 kW e ≤ 1 MW	120,00 €	120,00 €
Apreciação do pedido de certificado de exploração com inspeção DGEG		240,00 €	240,00 €
		360,00 €	360,00 €
Pedido de averbamento de alterações que não careçam de novo certificado de exploração		50,00 €	50,00 €
Pedido de averbamento de alterações que careçam de novo certificado de exploração		70,00 €	70,00 €
Pedido de inspeção periódica		40,00 €	40,00 €

De acordo com o Artigo 23.º, as UPAC com potência instalada superior a 20,7 kW e inferior a 1 MW estão sujeitas a inspeções periódicas realizadas com uma periodicidade de 10 anos. Caso a instalação exceda a potência de 1 MW instalada, a periodicidade passa a ser de 8 anos [9].

### **3.2.4. Remuneração do Excedente Energético Vendido à Rede**

Nos sistemas fotovoltaicos *on-grid*, a energia excedente de produção do autoconsumo pode ser transacionada, segundo o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, sob a forma de três vertentes.

A primeira vertente trata-se da transação energia de excedente através mercado organizado ou bilateral, através da celebração de um contrato de aquisição de energia renovável. Na segunda vertente, a energia excedente pode ser transacionada através do participante no mercado contra o pagamento de um preço acordado entre as partes. Na terceira vertente, esta pode ser transacionada através do facilitador de mercado [9].

Os contratos bilaterais, regulados através do mercado regulado, são executados normalmente a longo prazo e celebrados entre duas partes, o comercializador, que se compromete em injetar a energia elétrica na RESP, e o cliente, que recebe a energia elétrica contratada. Neste tipo de contratos, o fornecimento é acordado detalhadamente através da definição da data, local, qualidade, volume e preço para o fornecimento do bem. O preço acordado entre as duas partes será, à partida, um preço fixo, o qual elimina o risco inerente à sua variação, podendo ser ajustado através do Mercado Ibérico Intradiário, ou seja, um mercado a longo prazo. Estes contratos são executados com antecedência, sendo que as transações do pagamento e entrega do bem só acontecerá num momento à posterior.

Para a transação no mercado organizado é celebrado um contrato em que o preço é regulado através das tarifas disponibilizados pelo Mercado Ibérico de Eletricidade e reguladas pelo Mercado Ibérico Diário ou pelo Mercado Português Diário. Estes mercados estão organizados para o fornecimento de energia em cada uma das 24 horas do dia seguinte. Através destes mercados todos os produtores são remunerados ao preço marginal, o qual é definido como o preço da produção. Desta forma, partindo do Artigo 24.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, a remuneração da energia excedente proveniente das UPAC fornecida à RESP é dada pela seguinte equação (1).

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

Em que:

- $R_{UPAC,m}$  – Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês “m”, em €
- $E_{fornecida,m}$  – Energia fornecida no mês “m”, expressa em kWh
- $OMIE_m$  – Valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal, relativos ao mês “m”, em €/kWh

A remuneração é influenciada pelo preço de mercado, do qual é deduzido 10% de forma a compensar os custos referentes à injeção, traduzindo-se na constante 0,9 presente na equação. Para os valores do mercado português de energia foram considerados, relativamente aos dados da presente dissertação, os valores presentes na Tabela 5. O período temporal em análise corresponde àquele para o qual foi possível obter informação detalhada para o caso de estudo.

Tabela 5 - Média Aritmética Simples de Portugal [67]

Mês-Ano	Média Aritmética Simples
	€/MWh
mai-19	47,75
jun-19	47,21
jul-19	51,46
ago-19	44,96
set-19	42,14
out-19	47,20
nov-19	42,13
dez-19	33,68
jan-20	40,92
fev-20	36,04
mar-20	27,86
abr-20	17,77

A partir da segunda vertente, transacionar a energia excedente através do participante no mercado contra o pagamento de um preço acordado entre ambas as partes. Por participantes no mercado entendem-se as entidades comercializadoras de energia.

Na terceira vertente, a transação da energia de excedente produzida pela UPAC através de um facilitador de mercado, definido por uma entidade que mediante a atribuição de licença, fica obrigado a adquirir a energia produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado que pretendam vender-lhe a referida energia ficando o facilitador obrigado à sua colocação em mercado [68].

### 3.2.5. Caracterização da Avaliação Financeira

A viabilidade económica para a instalação de uma UPAC é determinada pela avaliação dos custos e benefícios expectáveis. A mesma avaliação procura determinar a rentabilidade do sistema, sendo o fator decisivo para o investimento no projeto.

Apesar das UPAC surgirem como uma solução de produção de energia elétrica mais sustentável em termos ambientais e energéticos, o consumidor-produtor pretende sempre recuperar o capital investido na instalação.

Nos sistemas fotovoltaicos para autoconsumo, a rentabilidade resulta, em grande parte, dos custos evitados com a compra de energia. A remuneração da energia excedente produzida pela UPAC contribui marginalmente para a referida rentabilidade.

Os custos associados às UPAC agrupam-se em custos de capital, caracterizados por serem custos diretos, e em custos operacionais, caracterizados por serem custos indiretos. Os custos de capital traduzem-se no investimento inicial da instalação do projeto em todos os equipamentos necessários, assim como as taxas referentes aos procedimentos administrativos necessárias para a implementação e legalização da UPAC. Os custos operacionais correspondem aos custos associados à manutenção da mesma ao longo do período de funcionamento da instalação, os quais são referentes ao seguro de responsabilidade civil, as inspeções periódicas decretadas e o investimento em operações e manutenção (*O&M*).

Comparativamente há uma década atrás, os valores de investimento dos sistemas fotovoltaicos apresentam reduções económicas e rendimentos mais elevados, refletindo-se em investimentos rentáveis para o consumidor-produtor [69].

O estudo de avaliação económica é realizado com base na previsão de custos e de benefícios gerados através da UPAC, os quais são definidos e calculados através de alguns indicadores de desempenho económico: o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), o Período de Recuperação do Investimento (PRI) e o *Levelized Cost of Energy* (LCOE), os quais são definidos e calculados.

O **Valor Atual Líquido** (VAL) corresponde a um balanço atualizado traduzido pela diferença dos fluxos monetários (*cash-flow*), ou seja, a diferença entre as todas despesas e receitas referentes ao projeto, durante o prazo de vida útil do mesmo ou do período de análise. O VAL, expresso em euros, é dado pela equação (2):

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (2)$$

Em que:

- $VAL$  – Valor Atual Líquido, expresso em €
- $n$  – Duração de vida útil do projeto ou do período em análise, em anos
- $t$  – Ano a que dizem respeito os cash-flows
- $CF_t$  – Cash-flow gerados no ano  $t$ , em €
- $I_0$  – Investimento inicial para o ano 0
- $r$  – Taxa de atualização do projeto

A partir do resultado obtido do VAL podem-se retirar algumas conclusões iniciais. Quando o resultado do VAL é superior a 0 significa que existe viabilidade económica do projeto. Ou seja, as receitas obtidas com o projeto permitem recuperar as despesas efetuadas e gerar um excedente financeiro.

Ao contrário disto, um valor negativo do VAL, indica a inviabilidade económica do projeto devendo este ser rejeitado uma vez que ou não recupera o investimento inicial e/ou não existe capacidade de remuneração para o investidor.

Se o VAL for igual a 0 significa que as receitas registadas permitem a recuperação do investimento inicial, assim como o rendimento mínimo exigido pelo investidor e outras despesas, não havendo, no entanto, qualquer excedente financeiro. Os projetos nesta situação têm carácter incerto e, atendendo à incerteza quanto aos resultados futuros, existe uma grande probabilidade do projeto se tornar inviável.

Desta forma, numa análise comparativa de vários projetos que apresentem riscos associados semelhantes e montantes de investimento inicial e tempo de vida idênticos, deve-se selecionar o que apresentar o maior Valor Atual Líquido [70].

A **Taxa Interna de Rentabilidade** (TIR) representa a taxa de atualização que anula o Valor Atual Líquido. Este valor representa a taxa a que o capital presente no projeto de investimento está a render, podendo ser lida como a taxa máxima de juro a que poderia ser sujeito o capital para financiar o investimento [71]. Este é definido e calculado através da equação (3):

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 \quad (3)$$

Em que:

- $n$  – Duração de vida útil do projeto ou do período em análise, em anos
- $t$  – Ano a que dizem respeito os cash-flows
- $CF_t$  – Cash-flow gerados no ano  $t$ , em €
- $I_0$  – Investimento inicial para o ano 0
- $TIR$  – Taxa Interna de Rentabilidade

Para se tirar conclusões sobre a viabilidade económica de um projeto de investimento compara-se o valor obtido para a TIR com o valor da Taxa de Atualização. Partindo desta comparação, a obtenção de uma Taxa Interna de Rentabilidade superior à Taxa de Atualização, considerada na análise económica do projeto, significa que o projeto consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo do capital, pelo que se pode considerar o projeto economicamente viável [71]. Pelo contrário, caso este valor seja inferior ao valor da Taxa de Atualização, significa que a rentabilidade mínima exigida do projeto não é alcançada, traduzindo-se desta forma como inviável economicamente.

O **Período de Recuperação de Investimento (PRI)** é a duração do período temporal, habitualmente expressa em anos, necessário para que o capital investido seja totalmente recuperado. O PRI corresponde ao período de tempo que decorre desde a realização do investimento até que se verifique a condição expressa na equação (4), traduz-se pelo ano em que o VAL atinge o seu valor nulo:

$$I_0 = \sum_{t=0}^{PRI} \frac{CF_t}{(1 + r)^t} \quad (4)$$

Este período é então determinado através do quociente entre o investimento inicial e a receita líquida atualizada média anual, a qual é dada pela diferença entre a receita bruta e os custos operacionais anuais (Equação (5)).

$$PRI = \frac{I_0}{\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + r)^t}} \quad (5)$$

Em que:

$PRI$	– Período de Retorno de Investimento, em anos
$n$	– Duração de vida útil do projeto, em anos
$t$	– Ano
$CF_t$	– Cash-flow ou receitas líquidas anuais geradas no ano $t$ , em €
$I_0$	– Investimento inicial para o ano 0
$r$	– Taxa de Atualização

Ao PRI são também dadas as denominações de *payback* ou *break-even*, Quanto maior for a duração do PRI, menor será a viabilidade económica do projeto. No entanto, só se pode considerar um projeto economicamente inviável quando o valor de PRI for superior ou igual ao período de vida útil do projeto.

Quando o VAL é positivo, o PRI é inferior ao período de vida útil previsto para o projeto, e, quando o VAL é negativo, o PRI será superior à vida útil do projeto, não permitindo a total recuperação dos investimentos dentro do período de vida previsto [71].

O **Levelized Cost of Energy** (LCOE) trata-se de um parâmetro económico que define o custo médio da energia produzida pela UPAC durante o período em análise, neste caso, para o período de vida útil do sistema. Nos sistemas fotovoltaicos, é determinado pelo quociente entre a soma dos custos de investimento aos custos associados à O&M atualizados e a energia produzida durante o período analisado [72].

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{O\&M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (6)$$

Em que:

$LCOE$	– <i>Levelized Cost of Energy</i> , expresso em €/kWh
$I_0$	– Investimento inicial para o ano 0, em €
$O\&M$	– Custos relativos a operações e manutenção, em €
$E_t$	– Energia fotovoltaica anualmente pelo sistema fotovoltaico, em kWh

### **3.2.6. Autoconsumo Coletivo e Comunidades de Energia Renovável**

De acordo com a mais recente legislação referente ao autoconsumo, o Regulamento n.º 266/2020, no qual é estabelecido a modalidade de autoconsumo de energia renovável coletivo e as comunidades de energia renovável, é permitido que qualquer indivíduo possa ser um agente ativo de energia. Apesar da partilha de diploma e de conceitos semelhantes, o autoconsumo coletivo e as comunidades de energia renovável (CER) apresentam diferenças que as distinguem. Dado que o foco do trabalho se situa no autoconsumo coletivo, será este aprofundado teoricamente.

O autoconsumo coletivo, assim como o autoconsumo individual, permite que o autoconsumidor, para além de produzir, consumir, armazenar e vender a energia de excedente é adicionada a modalidade de partilha da energia produzida pela UPAC, tratando-se então de um regime no qual mais do que uma unidade de consumo possa ter acesso e usufruir energia produzida da UPAC. Desta forma, o autoconsumo coletivo é definido como “aquele que corresponde à produção de energia elétrica de fonte renovável numa ou mais instalações de produção ligadas a mais de uma instalação de utilização através da RESP ou através de uma rede interna”. [73]

No autoconsumo coletivo, como ocorre partilha de energia, o consumo medido no contador das instalações de utilização que não correspondam à unidade de instalação (UI), deixa de corresponder ao consumo fornecido pelo comercializador, pois terá de ser descontado da energia partilhada pelo autoconsumo. Desta forma, a energia irá entrar num só sentido nestes estabelecimentos através da RESP, o que dá lugar à cobrança de tarifas de acesso às redes sobre o valor de energia partilhada realizada pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) à Entidade Gestora do Autoconsumo (EGAC). A EGAC, que, como o nome indica, representa o autoconsumo coletivo perante operadores e entidades administrativas. Para aplicação do autoconsumo coletivo, os estabelecimentos devem possuir um sistema de medição inteligente e todas as instalações de utilização devem possuir o mesmo nível de tensão. No entanto, atualmente, a lei não decreta a distância máxima da unidade de instalação às restantes instalações de utilização (IU), designando apenas que devem possuir uma relação de vizinhança próxima [73], [74].

### **3.3. Quadro Tecnológico Atual**

As tecnologias utilizadas num sistema fotovoltaico para autoconsumo dependem da tipologia de sistema adotado. No entanto, para o presente caso de estudo, podem-se destacar as seguintes tecnologias: o módulo fotovoltaico, o inversor, o sistema de armazenamento.

#### **3.3.1. Módulos Fotovoltaicos**

Os módulos fotovoltaicos representam a componente chave de um sistema fotovoltaico: a tecnologia produtora de energia. Os módulos fotovoltaicos podem ser constituídos por células de silício monocristalinas, policristalinas ou amorfas.

As células monocristalinas, denominadas por células de primeira geração, pois foram as primeiras células a serem desenvolvidas a partir de um pedaço de silício cristalizado num único cristal, são as células mais antigas e com maior rendimento. No entanto, no processo de produção destes módulos são utilizadas técnicas complexas e dispendiosas.

As células policristalinas, em comparação com as células monocristalinas, apresentam rendimentos de funcionamento inferiores. Este rendimento inferior é justificado pela imperfeição do cristal que é utilizado no fabrico das mesmas, requerendo menos energia refletindo-se num custo de produção inferior.

As células amorfas diferem das células descritas acima, pois são compostas por um suporte de vidro ou de uma matéria sintética, na qual é colocada uma camada fina de silício. Deste modo, o seu processo de fabrico é relativamente simples e pouco dispendioso que requiere pouca energia para a sua produção. Estas células apresentam um rendimento mais baixo do que as demais, no entanto, reagem melhor à radiação difusa apresentando melhores desempenhos a temperaturas elevadas.

Na fase inicial destas tecnologias, o painel constituído por células policristalinas era melhor para locais em que as condições de funcionamento fossem mais extremas – exemplo da temperatura. Isto devia-se à grande sensibilidade das células monocristalinas e à fraca sensibilidade das policristalinas. Atualmente, com o avançar da tecnologia, as células monocristalinas apresentam sensibilidades a estes fatores condicionantes semelhantes às células policristalinas e eficiências superiores, tornando-se assim a solução mais utilizada e comercializada em todo o mundo, sendo também por isso a tecnologia utilizada no desenvolvimento da dissertação.

### **3.3.2. Inversor**

O inversor é a tecnologia que estabelece a ponte entre os módulos fotovoltaicos, em corrente contínua (DC), e a carga, em corrente alternada (AC). A sua função passa por converter a tensão contínua recebida pelos painéis numa tensão alternada, ajustando-a para a frequência e nível de tensão da RESP a que o produtor está ligado.

Os inversores possuem diferentes características e propriedades variando nas suas diversas aplicações e tipos de sistema. Nas UPAC com ligação à RESP são utilizados inversores *on-grid*, nas UPAC com armazenamento e ligação à RESP podem ser tanto utilizados inversores *on-grid* com acoplamento de um carregador e regulador de carga ou inversores híbridos, que, de forma inteligente, fazem a gestão automática da utilização da energia produzida pelo sistema. Neste último caso, o designado inversor híbrido engloba um conversor DC/AC e um conversor DC/DC, pois, para além da conversão da tensão DC proveniente dos módulos para a carga AC ou para a rede AC, os sistemas de armazenamento (baterias) apresentam uma tensão contínua aos seus terminais.

De uma forma geral, atualmente, os inversores instalados são tecnologias bastante otimizadas e completas, contemplando num só dispositivo várias funções importantes para o bom funcionamento e segurança de um sistema fotovoltaico completo, entre as quais se pode realçar, como é óbvio, a conversão de correntes contínuas em correntes alternadas e o ajuste das mesmas, também a existência de um seguidor do ponto de potência máxima (MPPT). Por fim, a maioria destas tecnologias já possuem proteções contra sobrecargas, sobretensões e correntes residuais, contribuindo assim para a uma maior segurança e fiabilidade no sistema.

### **3.3.3. Sistemas de Armazenamento**

O armazenamento de energia elétrica surge como uma medida de aproveitamento total ou quase total de toda a energia fotovoltaica produzida. Desta forma, um sistema de armazenamento integrado numa UPAC deverá armazenar a energia de excedente produzida, no entanto, em alguns casos, é possível o carregamento das baterias em horários com tarifas mais reduzidas (super vazio e vazio normal), para futura utilização em horários de consumo que constem tarifas mais elevadas (ponta e cheias).

Atualmente, os sistemas de armazenamento são compostos por baterias estacionárias, das quais se destacam as tecnologias de baterias iões de lítio (*Li-ion*), baterias de chumbo-ácido (Pb) e baterias de níquel-hidretos metálicos (NiMH), e por um sistema de

controlo das mesmas, um *Battery Management System* (BMS) ou um regulador de carga, dependendo este da tecnologia de baterias a utilizar. As características das diferentes tecnologias de baterias são apresentadas na Tabela 6 [75].

As baterias *Li-ion* são as que apresentam uma maior eficiência no processo de armazenamento de energia, para além de apresentarem uma densidade energética muito superior às restantes, sendo por isso uma escolha energeticamente mais vantajosa. No entanto, e pelas mesmas razões, estas são também as baterias com um custo mais elevado, sendo assim necessário a realização prévia de um estudo de viabilidade financeira para investimento e aplicação desta tecnologia [76].

Tabela 6 - Especificações das Tecnologias de Baterias (Adaptado de [75], [76])

Especificações	Unidade de Medida	Pb	Li-ion	NiMH
Tensão da Célula	V	2	3,3 – 3,8	1,2
Energia Específica	Wh/kg	30 – 50	90 – 250	55 – 110
Densidade de Potência	W/kg	100 – 200	500 – 5000	100 – 500
Eficiência de Carga e Descarga	%	50 – 95	80 – 90	70 – 90
Perdas por Descarga	%/Mês	3 – 4	2 – 3	15 – 30
Intervalo de Temperatura	°C	-20 a 40	-30 a 70	-20 a 65
Ciclos de Vida	Un.	300 – 500	>2000	500 – 1000
Capacidade Útil	%	50	>80	50 – 80
Manutenção	Meses	3 a 6	Não necessita	Não necessita

Dada a escassez da matéria prima e os impactos ambientais em que a exploração destes recursos pode resultar, a reutilização das baterias dos veículos elétricos é uma das opções mais rentáveis e ecologicamente favoráveis. Esta reutilização acontece de modo a aproveitar toda a vida útil da bateria, sendo estas de íões de lítio, e depois sim, reciclar todos os seus minerais raros de modo a reduzir o impacto ambiental na produção das baterias. Na sequência desta dissertação, foram utilizadas baterias de íões de lítio dadas as suas vantagens perante as outras tecnologias.

# Capítulo 4

## 4. Unidade de Produção para Autoconsumo – um Caso de Estudo

Neste capítulo, primeiramente, será realizada uma análise de consumos da empresa Pão de Mel de modo a poder-se dimensionar adequadamente a instalação de geração. Seguidamente, será descrita a metodologia utilizada para o dimensionamento dos projetos para a instalação da UPAC, em diferentes cenários.

### 4.1. Caracterização do Edifício

O edifício em estudo é de carácter industrial pertencente a uma empresa sediada no distrito de Setúbal.



*Figura 23 - Edifício para futura instalação da UPAC*

No dimensionamento de qualquer sistema fotovoltaico a instalar é necessário considerar as principais características físicas do local. A área útil para implementação dos painéis corresponde às coberturas do edifício e do estacionamento (Figura 23). No entanto, a utilização da cobertura como base de instalação representa uma poupança bastante elevada face às instalações elevadas em estacionamentos. Deste modo, foram escolhidas as coberturas localizadas assinaladas na Figura 23, pois apresentam

dimensões superiores às demais, minimizando assim a possibilidade de perdas significativas por sombreamento. Apesar das coberturas orientadas a sul serem mais favoráveis, após uma visita à Fábrica, constatou-se que são coberturas bastante antigas e com amianto, o que inviabilizaria a instalação, para além da falta de capacidade de suporte, representaria um perigo para a saúde e segurança dos instaladores (Anexo I). Em relação à orientação, apesar da cobertura oeste (amarela) apresentar uma orientação 160º em relação a sul, é a cobertura com maior espaço útil o que promove uma instalação em fileira contínua, reduzindo também assim os custos da instalação [77]. A cobertura a sudoeste e centrada (verde) na fábrica estão orientadas para sul.

## 4.2. Análise de Consumos

A análise dos consumos de energia elétrica é um procedimento bastante importante para um dimensionamento adequado da UPAC, permitindo evitar tanto subdimensionamentos, que não permitirão aproveitar o potencial de geração disponível, quanto sobredimensionamentos, conduzindo a excedentes de geração que poderão ser fracamente remunerados pela sua injeção na RESP.

O consumidor está ligado à RESP através da empresa comercializadora de eletricidade Iberdrola e possui um contrato de Baixa Tensão Especial, com Ciclo Horário Diário, ou seja, os preços de energia ativa são diferenciados por quatro períodos horários organizados de igual forma entre os dias úteis, sábados e domingos. Os quatro períodos horários são denominados de: Horas de Ponta, Horas cheias, Horas de Vazio Normal e Horas de Super Vazio. Os intervalos de tempo correspondentes variam consoante o período do ano, ou seja, existe o período de hora legal de verão, de 28 de março a 31 de outubro do ano em estudo, e o período de hora legal de inverno, de 1 de novembro a 27 de março (Tabela 7).

Tabela 7 - Horários para o Ciclo Diário para Baixa Tensão Especial em Portugal

<b>Ciclo Diário para BTE em Portugal Continental</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de Hora Legal de Verão</b>	
Ponta	09.00/10.30h 18.00/20.30h	Ponta	10.30/13.00h 19.30/21.00h
Cheias	08.00/09.00h 10.30/18.00h 20.30/22.00h	Cheias	08.00/10.30h 13.00/19.30h 21.00/22.00h
Vazio Normal	00:00/02:00h 06:00/08:00h 22.00/02.00h	Vazio Normal	00:00/02:00h 06:00/08:00h 22.00/02.00h
Super Vazio	02.00/06.00h	Super Vazio	02.00/06.00h

Para um dimensionamento adequado do sistema fotovoltaico é necessário conhecer e analisar o perfil de consumo da empresa. Para tal, recorreu-se à análise dos dados disponibilizados referentes às leituras entre 21 de abril 2019 a 24 de maio de 2020. Na Tabela 8 e a título de exemplo, é apresentada a informação disponibilizada para o período entre as 00h00 e as 03h45 do dia 21 de abril de 2019.

Tabela 8 - Dados de Registo de Consumo

DATA HORA	ANO	MÊS	DIA	HORA	PERÍODO_TA	AI [kWh]	AI P1 [kWh]	AI P2 [kWh]	AI P3 [kWh]	AI P4 [kWh]
21/04/2019 00:00	2019	4	21	00:00	3	6,25			6,25	
21/04/2019 00:15	2019	4	21	00:15	3	5,5			5,5	
21/04/2019 00:30	2019	4	21	00:30	3	8,75			8,75	
21/04/2019 00:45	2019	4	21	00:45	3	7,5			7,5	
21/04/2019 01:00	2019	4	21	01:00	3	7,25			7,25	
21/04/2019 01:15	2019	4	21	01:15	3	6			6	
21/04/2019 01:30	2019	4	21	01:30	3	5			5	
21/04/2019 01:45	2019	4	21	01:45	3	5			5	
21/04/2019 02:00	2019	4	21	02:00	4	5,5				5,5
21/04/2019 02:15	2019	4	21	02:15	4	6,5				6,5
21/04/2019 02:30	2019	4	21	02:30	4	5,25				5,25
21/04/2019 02:45	2019	4	21	02:45	4	4,5				4,5
21/04/2019 03:00	2019	4	21	03:00	4	4				4
21/04/2019 03:15	2019	4	21	03:15	4	3,5				3,5
21/04/2019 03:30	2019	4	21	03:30	4	4,5				4,5
21/04/2019 03:45	2019	4	21	03:45	4	3,25				3,25

Na coluna “PERÍODO\_TA” da Tabela 8, “1” refere-se às Horas de Ponta, “2” às Horas cheias, “3” às Horas de Vazio Normal e “4” refere-se às Horas de Super Vazio. Os consumos de energia ativa em cada um dos referidos períodos constam nas colunas “AI P1 [kWh]”, “AI P2 [kWh]”, “AI P3 [kWh]” e “AI P4 [kWh]”, respetivamente. Na coluna “AI [kWh]” constam os consumos em cada intervalo de 15 minutos.

Estes dados são registos de consumos instantâneos o que poderá resultar em alguma margem de erro nos resultados. Isto porque, durante esse intervalo de tempo de 15 minutos pode haver trocas de energia, ou seja, pode existir injeção na rede a partir da UPAC num instante e, noutro, ocorrer consumos da rede. O que, num conceito de *net-metering* não teria influência e apenas seria feito um balanço automático, no entanto, como se trata de um cenário como remuneração e consumo, registos de injeção são menos favorável comparativamente a registos de autoconsumo direto.

De acordo com os dados disponibilizados do consumo de energia ativa, foi analisado o período anual de maio de 2019 a abril de 2020. A partir destes meses foi possível obter um gráfico de barras do consumo mensal durante o período analisado (Figura 24).

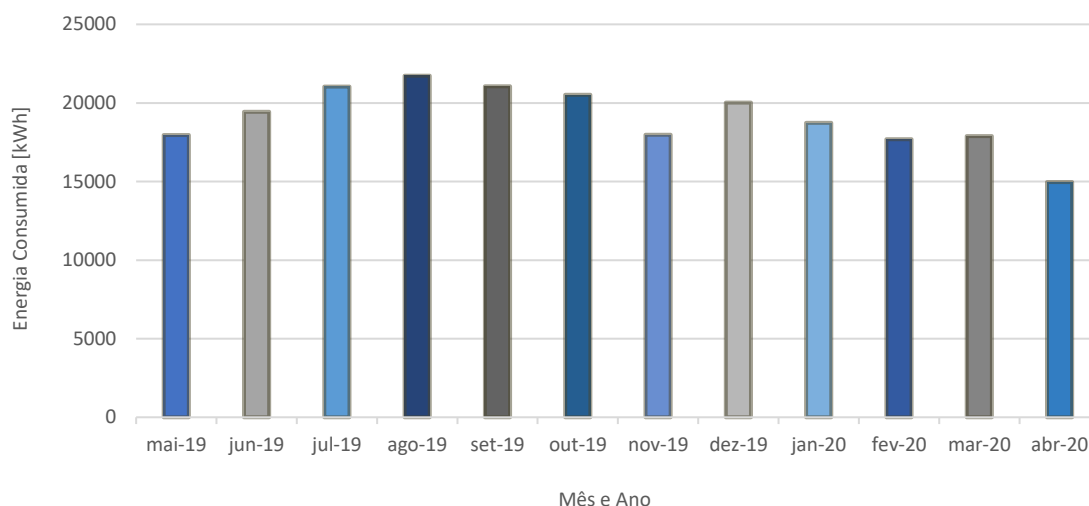


Figura 24 - Consumo Energético Mensal

A partir do gráfico da Figura 24 é possível observar que os meses de maior consumo energético são os meses de verão. Por se tratar de um consumidor com um negócio de produção alimentar, o consumo mais elevado no referido período pode ser devido à maior necessidade de climatização e conseqüente elevado consumo dos equipamentos frigoríficos. É possível observar também que o mês de dezembro apresenta também um consumo mais elevado que os meses próximos, dado ser um mês de períodos festivos, em que ocorre uma maior procura e consumo dos bens alimentares fabricados.

A pandemia de COVID-19 foi declarada pela Organização Mundial de Saúde e o mês de abril de 2020 coincidiu com o início do confinamento obrigatório em Portugal, com o fecho dos estabelecimentos de restauração. Assim, a procura de produtos da empresa reduziu bastante e a empresa não teve a necessidade de produzir as quantidades que produzia antes do confinamento. Este decréscimo da produção levou a redução significativa de consumo de energia elétrica no mês de abril de 2020, verificando-se valores de consumos relativamente mais baixos quando comparados com os dos restantes meses.

Devido ao ramo de atividade do consumidor, que se trata de produção e distribuição de bens alimentares, nomeadamente de produtos de pastelaria e padaria, este apresenta um perfil de consumo padronizado e de fácil compreensão. Possui também uma potência contratada de 81 kW, a qual está ajustada aos seus picos de consumo.

De modo a analisar com mais detalhe os consumos e a sua evolução temporal, procedeu-se à construção do diagrama de carga com base nos dados monitorizados e registados. Na Figura 25 é apresentado, a título ilustrativo, o diagrama de carga relativo ao mês de junho de 2019.

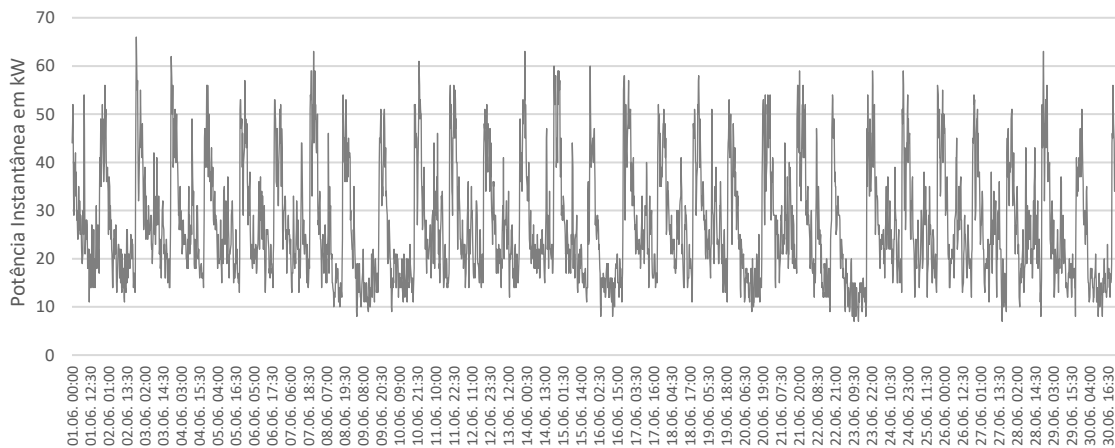


Figura 25 - Diagrama de Carga - junho de 2019

No diagrama de carga mensal da Figura 25 é perceptível a existência de uma regularidade no padrão de consumo. De modo a poder-se analisar com maior detalhe o padrão de consumos, foi escolhida uma semana deste mês para uma análise e visualização gráfica com mais detalhe (Figura 26).

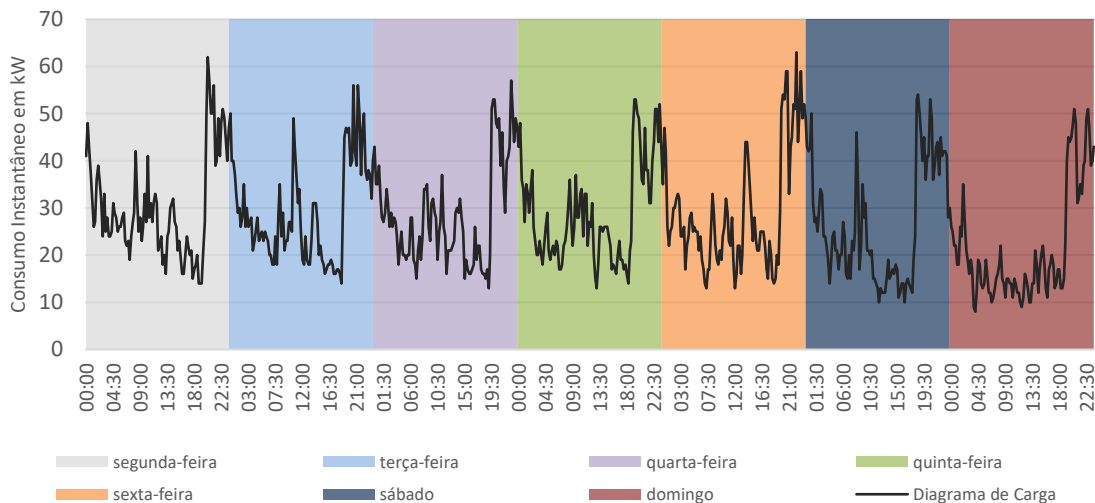


Figura 26 - Diagrama de Carga de uma semana típica em junho 2019, de segunda-feira a domingo

As horas de maior atividade correspondem também às horas maior consumo, as quais estão situadas ao final do dia e a madrugada do dia seguinte, nomeadamente entre as 19h30 e as 03h00, sendo que existe a presença de consumo base com uma solicitação de potência tipicamente superior a 10 kW. Este perfil de consumos é mais ou menos constante durante todo o ano.

### 4.3. Dimensionamento

Após uma análise detalhada dos consumos, um dimensionamento da unidade de produção para autoconsumo que permita aproveitar o potencial de geração disponível é crucial para a rentabilização do sistema. Dado que o perfil do consumidor não é dos mais favoráveis, ou seja, este apresenta maior parte dos seus consumos em períodos fora das horas de possível produção fotovoltaica, a instalação deverá ser dimensionada tendo em consideração o consumo neste mesmo período horário.

Optou-se por analisar uma semana típica do consumo da Fábrica ao longo do ano para que, de certa forma, se consiga observar e concluir o intervalo de potência em que está compreendido o consumo da Fábrica nas horas de geração de energia (Figura 27). A potência do gerador fotovoltaico deverá permitir gerar uma quantidade de energia aproximada a este valor de consumo de modo a evitar grandes fluxos de energia excedente ou uma falta de cobertura do consumo.

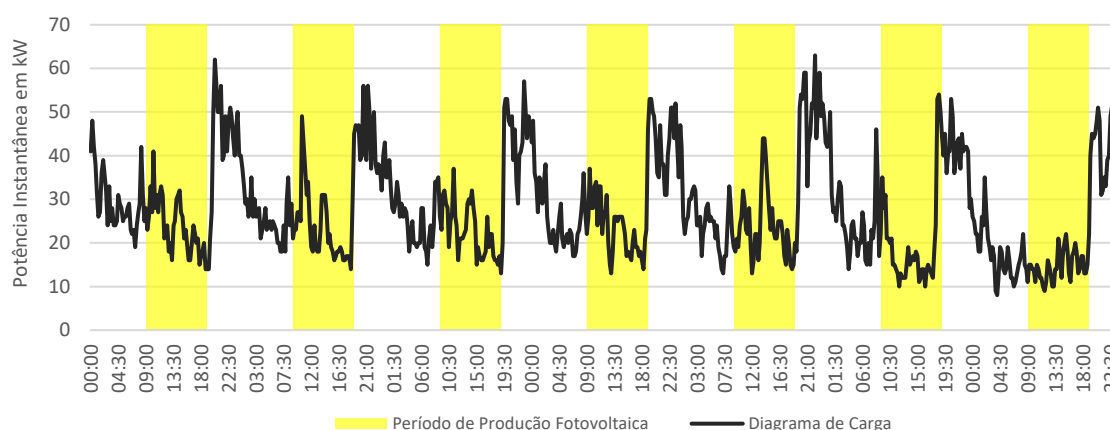


Figura 27 - Diagrama de Carga de Uma Semana Típica com Realce ao Horário de Produção

Como pode ser observado na Figura 27, os intervalos para possível produção fotovoltaica estão compreendidos entre as 09h00 e as 19h00. Durante este período, apesar de ocorrerem algumas oscilações nos diferentes dias da semana, foram analisados apenas os dias úteis da semana e o sábado, pois o domingo representa normalmente um dia de descanso durante o horário diurno, apresentando um consumo constante reduzido. Os valores de potência instantânea solicitada da Fábrica durante o período analisado, variam entre os 15 kW e os 49 kW. Deste modo, deve-se proceder ao dimensionamento da UPAC projetando um gerador fotovoltaico com potências nominais compreendidas entre os 20 kW e os 40 kW.

### 4.3.1. Software PV\*SOL - Parametrização

Para o dimensionamento das Unidades de Produção para Autoconsumo, para todos os cenários presentes nesta dissertação, recorreu-se a um *software* especializado neste tipo de projetos, o *PV\*SOL*.

O *PV\*SOL* é um *software* desenvolvido pelo grupo Valentin Software, criada em 1988 pelo Doutor Gerhard Valentin. A primeira versão do *PV\*SOL* foi lançada em 1998, a qual permite desenvolver e simular diferentes tipos de projetos, quer sejam térmicos ou fotovoltaico onde, nomeadamente, estão incluídos os sistemas ligados à rede (*on-grid*), os sistemas isolados (*off-grid*), com opção de armazenamento e inclusão de veículos elétricos. Neste caso, apenas serão utilizados três tipos de cenários diferentes: Sistema Fotovoltaico ligado à rede com autoconsumo, Sistema Fotovoltaico ligado à rede com autoconsumo e veículos elétricos, e, por fim, sistema fotovoltaico ligado à rede com autoconsumo, armazenamento e veículos elétricos (Figura 28).

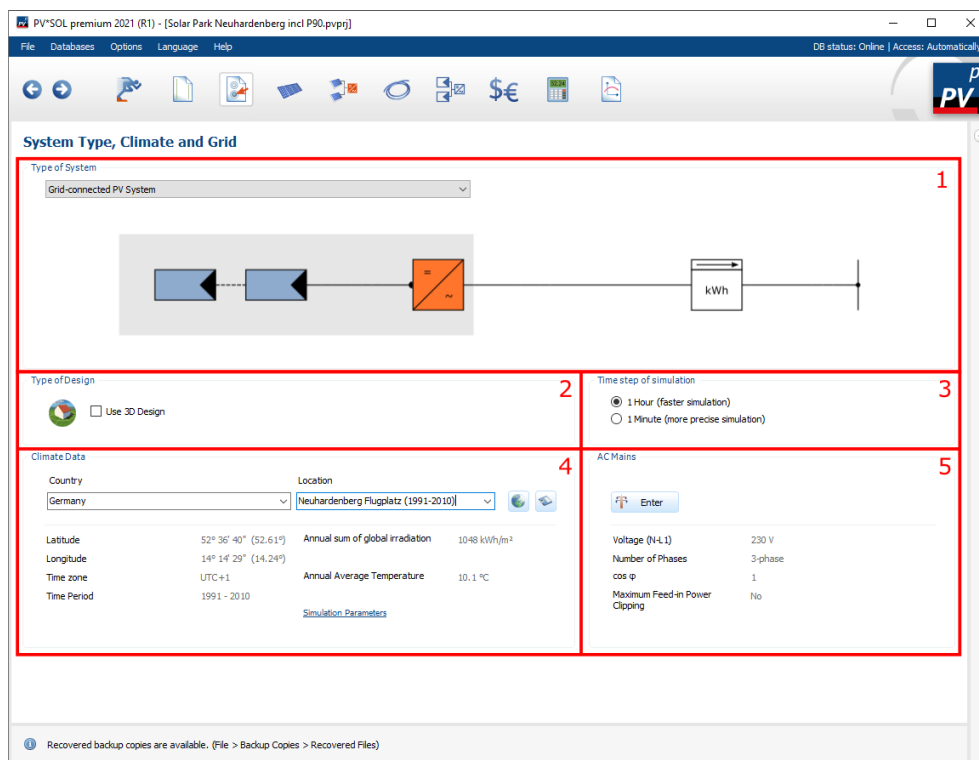


Figura 28 - Página de Seleção de Sistema, Clima e Rede [78]

Na página na Internet do *PV\*SOL*, apresentada na Figura 28, é possível selecionar o sistema que se pretender dimensionar, a utilização da ferramenta 3D, a localização o nível de tensão de alimentação da instalação de energia elétrica do edifício onde se pretende instalar a UPAC. A georreferência trata-se de um passo bastante importante

pois, o software, inclui uma base de dados com informação meteorológica por minuto registada ao longo de 19 anos, permitindo uma detalhada simulação da realidade.

No separador seguinte da página na Internet do *PV\*SOL* (Figura 29) é possível caracterizar o consumidor de forma independente, ou seja, o software permite importar um ficheiro em formato .csv com os dados de consumo anuais. Nesta ferramenta, é possível ajustar o intervalo de tempo entre cada registo de consumo (base de tempo), o dia de início de leitura e o número de dias no ano, de forma a conseguir-se ler um perfil de carga compatível e igual àquele que se importa.

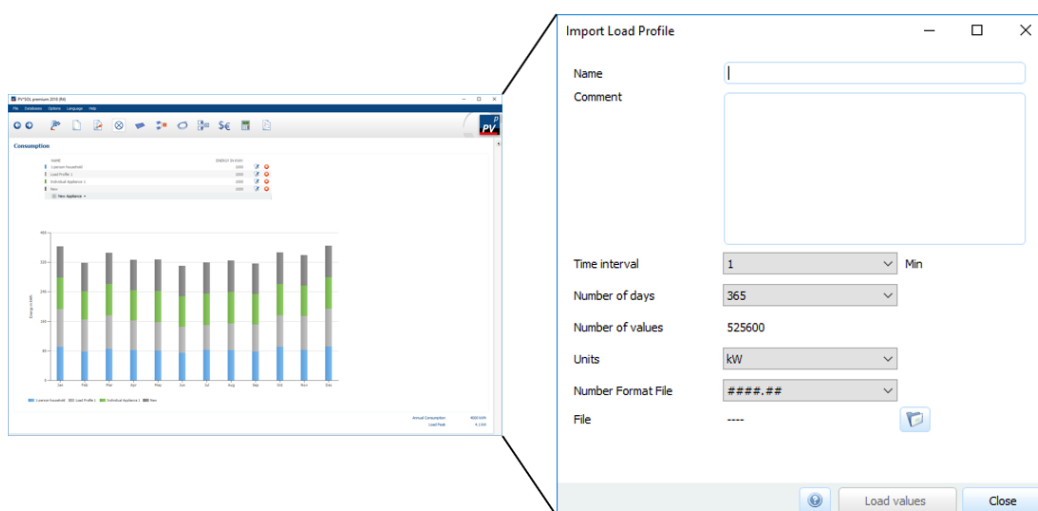


Figura 29 - Página de Caracterização do Perfil de Carga do Consumidor e Importação de Dados

A presença de um diagrama de carga com uma reduzida base de tempo e para todo o ano é importante para um dimensionamento correspondente à realidade. Ou seja, quanto menor for o intervalo de tempo dos registos de consumos introduzidos durante um ano, mais precisos serão os resultados obtidos.

Após a caracterização do sistema, do local e do perfil de carga, no separador seguinte do software dá-se início ao dimensionamento da instalação. Neste separador é possível dimensionar toda a instalação e incluir edifícios e fatores externos condicionantes em formato tridimensional, como pode ser observado na Figura 30. Partindo de um recorte do próprio local, incluindo-se o edifício designando as suas medidas e localização.

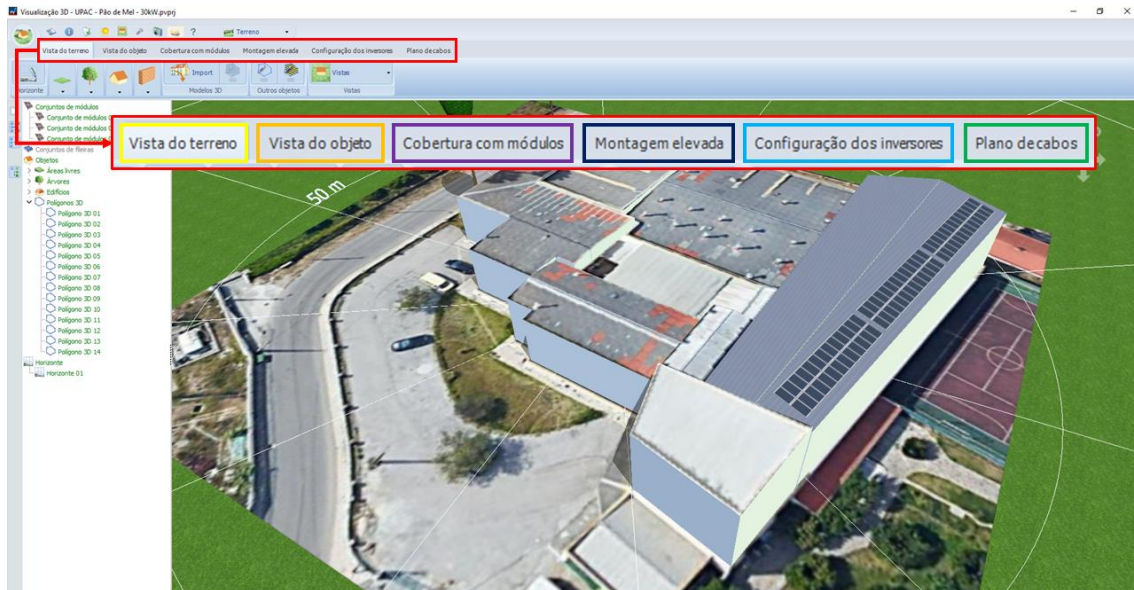


Figura 30 - Separador de Dimensionamento 3D e dos Componentes da UPAC de 30 kWp

Dentro deste separador, como é visível na Figura 30 já com a estrutura tridimensional representativa do edifício, os fatores condicionantes de sombreamentos e os módulos fotovoltaicos dispostos na cobertura, existem 6 subseparadores.

No primeiro, designado de “Vista do Terreno”, é possível desenhar, de acordo com as dimensões reais, o edifício e todos os fatores de sombreamento que possam ter impacto na simulação, tais como árvores, muros e chaminés. Neste caso, existem duas árvores com dimensões bastante elevadas, no entanto, estas encontram-se na extremidade oposta do edifício, não causando impacto em termos de sombreamento. No segundo, designado de “Vista de Objeto”, é possível moldar os objetos criados na “Vista de Terreno”, ou seja, dar-lhes dimensões em termos de altura, caracterizar o tipo e inclinação de cobertura. No terceiro, “Cobertura com Módulos”, é possível selecionar o módulo pretendido, através da base de dados incluída no programa, e dispô-los na cobertura consoante a área de módulos necessária para a potência de pico pretendida, calculando previamente a quantidade de módulos necessária através da equação (7).

$$\text{Número de Módulos} = \frac{P_{M\acute{a}x,PV}}{P_{M\acute{o}dulo}} \quad (7)$$

Em que:

- $P_{M\acute{a}x,PV}$  - Potência máxima do gerador fotovoltaico, em kWp
- $P_{M\acute{o}dulo}$  - Potência máxima do gerador fotovoltaico, em Wp

No quarto, “Montagem Elevada”, apesar de não ter sido utilizado, neste separador é possível efetuar montagens em elevação, podendo ser modificado o seu ângulo de inclinação. No quinto separador, “Configuração dos inversores”, é possível, tal com o seu nome indica, configurar os inversores necessários para a instalação. Os inversores devem ser dimensionados através da equação (8) [79].

$$0,7 \times P_{Máx,PV} < P_{Máx,Inv} < 1,2 \times P_{Máx,PV} \quad (8)$$

Em que:

$P_{Máx,PV}$  - Potência máxima do gerador fotovoltaico, em kWp

$P_{Máx,Inv}$  - Potência Nominal máxima de saída do inversor, em W

Perante o intervalo de potências considerado, para uma seleção correta do inversor, a listagem completa dos inversores homologados e certificados pela DGEG para utilização e instalação certificada em Portugal, estando esta listagem de acordo com o Decreto-Lei nº162/2019.

Após este procedimento, deverão ser determinadas as quantidades máxima e mínima de módulos por fileira pois, a soma da tensão dos módulos ligados em série não pode exceder a tensão máxima de entrada do inversor selecionado. De acordo com a norma IEC 6090, todos módulos fotovoltaicos certificados são sujeitos a testes em condições *standard* (STC), a uma temperatura das células de 25°C e radiação de 1000 W/m<sup>2</sup>, e em condições nominais de operação (NMOT), a uma temperatura do ar de 20°C e radiação de 800 W/m<sup>2</sup>. No entanto, a tensão na saída do módulo é diretamente afetada pela temperatura ambiente, sendo necessário considerar os desvios de temperatura a que este pode ser sujeito. Posto isto, e visando a segurança e o bom funcionamento da instalação, consideram-se valores de temperatura mínimos e máximos relativos à georreferência do local e às condições de operação do módulo, sendo estas -10 °C e 85 °C, respetivamente.

Inicia-se então o cálculo da tensão em circuito aberto, expressa em volt, para a temperatura das células de -10 °C, a qual é dada pela equação (9) [79].

$$U_{OC(-10^{\circ}C)} = \left( 1 - \frac{(25 + 10) \times \Delta U}{100} \right) \times U_{OC(STC)} \quad (9)$$

Em que:

$U_{OC(-10^{\circ}C)}$  - Tensão em circuito aberto, em V

- $\Delta U$  - Variação da tensão por cada °C, expressa em %  
 $U_{OC (STC)}$  - Tensão de circuito aberto nas condições STC, expressa em V

Após obtida a tensão de circuito aberto para a temperatura mais baixa, -10 °C, determina-se o número máximo de módulos a serem dispostos em série, com recurso à equação (10) [79].

$$N_{Máx (-10^{\circ}C)} = \left( \frac{U_{Máx Entrada Inversor}}{U_{OC (-10^{\circ}C)}} \right) \quad (10)$$

Em que:

- $N_{Máx (-10^{\circ}C)}$  - Número máximo de módulos em série, em unidades  
 $U_{Máx Entrada Inversor}$  - Tensão máxima de entrada no inversor expressa em V  
 $U_{OC (-10^{\circ}C)}$  - Tensão de circuito aberto para -10 °C expressa em V

Após efetuado o cálculo do número máximo de módulos em série, para uma temperatura de -10 °C, repete-se o procedimento para a temperatura máxima das células de 85 °C de modo a obter-se o valor mínimo de módulos em série.

Ao contrário do verificado a baixas temperatura, quando se atinge a temperatura máxima de funcionamento é quando se verifica a tensão mínima na saída dos módulos de funcionamento, a qual é dada pela equação (11) [79].

$$U_{MPP (85^{\circ}C)} = \left( 1 + \frac{(85 - 25) \times \Delta U}{100} \right) \times U_{MPP (STC)} \quad (11)$$

Em que:

- $U_{MPP (STC)}$  - Tensão mínima de saída, em V  
 $\Delta U$  - Variação da tensão por cada °C expressa em %  
 $U_{MPP (STC)}$  - Tensão mínima do módulo nas condições STC expressa em V

Calculada a tensão mínima de funcionamento do módulo, é possível determinar a quantidade mínima de módulos a dispor em série, obtido pela equação (12) [79].

$$N_{Mín (85^{\circ}C)} = \left( \frac{U_{Mín Entrada Inversor}}{U_{MPP (80^{\circ}C)}} \right) \quad (12)$$

Em que:

- $N_{Min} (85^{\circ}C)$  - Número mínimo de módulos em série, em unidades
- $U_{Min} Entrada Inversor$  - Tensão mínima de inicialização do inversor expressa em V
- $U_{MPP} (85^{\circ}C)$  - Tensão mínima do módulo para 85 °C expressa em V

Após serem calculados os limites de configuração do inversor e através da base de dados de inversores do *software*, é selecionado e configurado o inversor, como pode ser observado na Figura 31.

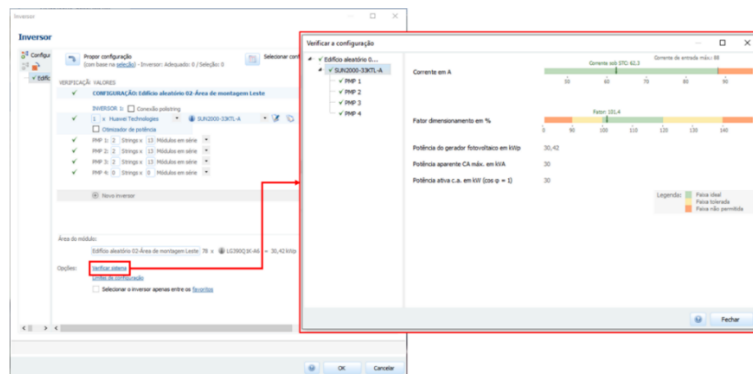


Figura 31 - Configuração e Verificação do Inversor na Instalação de 30 kWp

Na página de configuração do inversor é possível efetuar uma verificação do sistema, de modo a comprovar o dimensionamento teórico realizado previamente. Como pode ser observado na Figura 31, neste caso específico, pode-se efetuar uma leitura do estado da corrente de entrada, sendo que o software apresenta os dados da corrente sob *Standard Test Conditions*, e o fator de dimensionamento do inversor. Ainda referente à Figura 30, no último separador, é possível determinar o plano de cabos, o qual não foi utilizado. Concluída a página do dimensionamento da instalação tridimensional e dos seus componentes, a página seguinte é referente aos cabos utilizados na instalação fotovoltaica para ligação de todos os componentes (Figura 32).

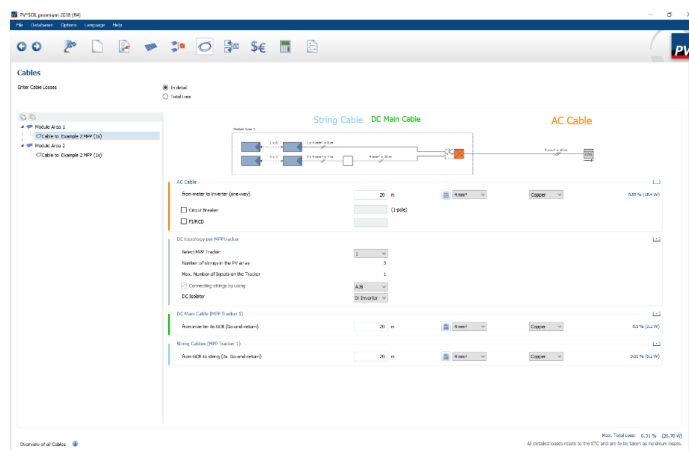


Figura 32 - Página de Dimensionamento de Cabos

Nesta página, como pode ser observado na Figura 32, introduz-se a distância dos painéis ao inversor, do inversor ao Quadro Elétrico designado para o gerador fotovoltaico e, o *software*, através da intensidade de corrente que é conduzida, dimensiona a secção e o material condutor do cabo a ser utilizado. A partir deste momento, a instalação está totalmente dimensionada e segue-se para a página “Resultados”, onde são efetuados os cálculos e apresentados todos os resultados da simulação. Os resultados são então depois exportados na página “Apresentação”, podendo ser apresentados em ficheiros Excel em formato de hora a hora, numa vista mais geral, ou minuto a minuto, para uma análise mais detalhada da simulação.

### 4.3.2. Cenários de Dimensionamento

Conhecidos os intervalos de potência serão dimensionadas instalações com base na UPAC mas com diferentes tecnologias (Tabela 9). O dimensionamento será dividido por quatro cenários, sendo o primeiro referente à aplicação de uma UPAC para consumo próprio com injeção na rede para potências de 30 kWp, 40 kWp e 50 kWp. A escolha das potências para dimensionamento das UPAC, neste e nos cenários seguintes, resultaram da análise dos consumos em causa, garantindo situações de sub e sobredimensionamento. No segundo cenário será realizado um dimensionamento com aplicação de uma UPAC com potências de 30 kWp, 40 kWp, 50 kWp e 60 kWp e ainda a adoção de 2 veículos elétricos. Este cenário tem como objetivo mostrar o impacto que a adoção dos veículos tem nos consumos da Fábrica assim como nos valores de autoconsumo. No terceiro cenário será realizado um dimensionamento para aplicação de uma UPAC as mesmas potências do cenário 2, adoção de 2 veículos elétricos, mas com a instalação de um sistema de armazenamento estacionário com capacidade de armazenamento de 17,5 kWh, 35 kWh, 52,5 kWh e de 105 kWh, por ordem. No quarto e último cenário será realizado um dimensionamento para aplicação de uma UPAC com associação ao Autoconsumo Coletivo para potências entre 40 kWp e 70 kWp.

*Tabela 9 - Diferentes cenários e as suas características*

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
<b>UPAC</b>	✓	✓	✓	✓
<b>Veículos Elétricos</b>		✓	✓	
<b>Sistema de Armazenamento</b>			✓	
<b>Autoconsumo Coletivo</b>				✓

## 4.4. Cenário 1 – Unidade de Produção para Autoconsumo

Neste primeiro cenário, serão realizadas e dimensionadas três hipóteses de UPAC ligadas à RESP com potências de 30 kWp, 40 kWp e 50kWp, sendo as duas últimas apresentadas nos Apêndice A e Apêndice B.

Tendo em conta o perfil de carga do edifício, e atendendo às necessidades de consumo descritas na secção 4.3, pretende-se maximizar o consumo da energia produzida, evitando a sua injeção na RESP devido aos reduzidos valores de remuneração praticados atualmente. Optou-se inicialmente por uma potência de instalação próxima à potência média de consumo nas horas de produção solar – 30 kW.

Para esta e para as outras hipóteses consideradas em todos os cenários, os módulos fotovoltaicos selecionados são os mesmos. Optou-se de módulos do fabricante LG com o modelo LG390Q1K-A6, cuja informação mais relevante está presente na Tabela 10. Apresenta-se a ficha técnica disponibilizada pelo fabricante no Anexo II.

Tabela 10 - Especificações do Módulo LG390Q1K-A6

Especificações Módulos			
Fabricante			LG
Modelo			LG390Q1K-A6
Propriedade das Células			Monocristalino
Propriedades Eléctricas STC*	Potência Máxima (Pmax)	[Wp]	390
	Tensão MPP (Umpp)	[V]	37,5
	Corrente MPP (Impp)	[A]	10,39
	Tensão de Circuito Aberto (Uoc)	[V]	38,94
	Corrente Curto Circuito (Isc)	[A]	10,87
	Eficiência do Módulo	[%]	21,5
Propriedades Eléctricas NMOT*	Potência Máxima (Pmax)	[Wp]	296
	Tensão MPP (Umpp)	[V]	35,5
	Corrente MPP (Impp)	[A]	8,33
	Tensão de Circuito Aberto (Uoc)	[V]	41,9
	Corrente Curto Circuito (Isc)	[A]	8,77

Com base na potência do gerador fotovoltaico desejada e conhecendo-se as características dos módulos escolhidos, o número de painéis fotovoltaicos a instalar

determina-se seguindo a equação (7) apresentada anteriormente e reproduzida na equação (13).

$$\text{Número de Módulos} = \frac{P_{M\acute{a}x,PV}}{P_{M\acute{o}dulo}} = \frac{30420 \text{ Wp}}{390 \text{ Wp}} = 78 \text{ m\acute{o}dulos} \quad (13)$$

Em que:

- $P_{M\acute{a}x,PV}$  - Potência máxima do gerador fotovoltaico em  $Wp$   
 $P_{M\acute{o}dulo}$  - Potência máxima do gerador fotovoltaico em  $Wp$

Segundo as especificações disponibilizadas, cada módulo possui  $1,81 \text{ m}^2$ . A área da cobertura orientada para oeste, dada como área útil, onde será disposta a instalação é de  $370 \text{ m}^2$ . A área utilizada, expressa em  $\text{m}^2$ , é dada pela equação (14).

$$\begin{aligned} \text{Área Utilizada} &= (A_{M\acute{o}dulo} + E \times C_{M\acute{o}dulo}) \times NM = \\ &= (1,81 + 0,02 \times 1,74) \times 78 = 143,9 \text{ m}^2 \end{aligned} \quad (14)$$

Em que:

- $A_{M\acute{o}dulo}$  - Área do módulo fotovoltaico expressa em  $\text{m}^2$   
 $E$  - Espaçamento entre cada painel em  $m$   
 $C_{M\acute{o}dulo}$  - Comprimento do módulo em  $m$   
 $NM$  - Número de módulos

Obtendo-se a área necessária, conclui-se que a cobertura possui uma dimensão ideal possibilitando ainda dividir 3 grupos de 2 fileiras, deixando entre cada um caminho de passagem de segurança como pode ser observado na Figura 33, tendo-se por base a área útil disponível.



Figura 33 - Projeção 3D da Instalação – Hipótese 1.1

Calculada a quantidade de módulos fotovoltaicos para obter a potência do gerador desejada, segue-se a escolha do inversor. O dimensionamento da potência do inversor efetua-se através da equação (15).

$$0,7 \times P_{Máx,PV} < P_{Máx,Inv} < 1,2 \times P_{Máx,PV} \quad (15)$$

$$21,4 < P_{Máx,Inv} < 36,6$$

Em que:

$P_{Máx,PV}$  - Potência máxima do gerador fotovoltaico em kWp

$P_{Máx,Inv}$  - Potência Nominal máxima de saída do inversor em kW

Para uma escolha correta do inversor, foi consultada, no Decreto-Lei nº162/2019, a listagem completa dos inversores homologados e certificados pela DGEG para utilização e instalação certificada em Portugal. O inversor selecionado pertence à fabricante Huawei com o modelo SUN2000-33KTL-A, cuja informação mais relevante está presente na Tabela 11, no entanto, apresentam-se a ficha técnica disponibilizada pelo fabricante no Anexo III.

Tabela 11 - Especificações do Inversor SUN2000-33KTL-A

Especificações do Inversor			
Fabricante			Huawei
Modelo			SUN2000-33KTL
Input	Tensão máx. de entrada	[V]	1100
	Corrente máx. por MPPT	[A]	22
	Corrente de CC máx. por MPPT	[A]	30
	Tensão de Arranque	[V]	250
	Seguidores MPP		4x2
Output	Potência Nominal	[Wp]	30000
	Potência Aparente Nominal	[VA]	33000
	Corrente nominal de saída	[A]	43,3
	Corrente de saída máxima	[A]	48
	Eficiência	[%]	98,4

Selecionado o inversor a utilizar, procedeu-se à determinação do número de módulos por fileira, garantindo que a soma da tensão dos módulos ligados em série não excede a tensão máxima de entrada do inversor.

O valor da tensão em circuito aberto para a temperatura de -10 °C, a qual é dada pela equação (16).

$$U_{OC (-10^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{(25 + 10) \times \Delta U}{100}\right) \times U_{OC (STC)} = 40,2 \text{ V} \quad (16)$$

Em que:

- $\Delta U$  - Variação da tensão por cada °C expressa em %
- $U_{OC (STC)}$  - Tensão de circuito aberto nas condições STC expressa em V

Calculada a tensão de circuito aberto para a temperatura mais baixa, determina-se o número máximo de módulos dispostos em série, através da equação (17).

$$N_{Máx (-10^{\circ}\text{C})} = \left(\frac{U_{Máx \text{ Entrada Inversor}}}{U_{OC (-10^{\circ}\text{C})}}\right) \approx 27 \text{ módulos} \quad (17)$$

Em que:

- $U_{Máx \text{ Entrada Inversor}}$  - Tensão máxima de entrada no inversor expressa em V
- $U_{OC (-10^{\circ}\text{C})}$  - Tensão de circuito aberto para -10 °C expressa em V

Após efetuado o cálculo do número máximo de módulos em série para uma temperatura de -10 °C repete-se o procedimento para a temperatura de 85 °C de modo a obter-se a quantidade mínima de módulos em série.

A tensão mínima de funcionamento, nas condições indicadas, é obtida pela equação (18).

$$U_{MPP (85^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{(85^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times \Delta U}{100}\right) \times U_{MPP (STC)} = 43,4 \text{ V} \quad (18)$$

Em que:

- $\Delta U$  - Variação da tensão por cada °C expressa em %
- $U_{MPP (STC)}$  - Tensão mínima do módulo nas condições STC expressa em V

Calculada a tensão mínima de funcionamento do módulo, é possível determinar o número mínimo de módulos dispostos em série, utilizando a equação (19).

$$N_{Mín (85^{\circ}C)} = \left( \frac{U_{Mín Entrada Inversor}}{U_{MPP (80^{\circ}C)}} \right) \approx 6 \text{ módulos} \quad (19)$$

Em que:

$U_{Mín Entrada Inversor}$  - Tensão mínima de inicialização do inversor expressa em V

$U_{MPP (85^{\circ}C)}$  - Tensão mínima do módulo para 85 °C expressa em V

Desta forma, foram utilizadas três entradas MPPT do inversor, em que, cada uma delas, está ligada a um conjunto de módulos dispostos num paralelo de duas séries de 13 módulos. Esta configuração está compreendida entre os aceitáveis pelas características elétricas de funcionamento do inversor.

Concluída a determinação dos números máximos e mínimo de módulos fotovoltaicos a poderem ser ligados em série, procedeu-se à análise de resultados. Como explícito no capítulo 4.3, foi exportado um ficheiro em formato .csv com todos os resultados do projeto com uma base de tempo de um minuto para um ano. Na Figura 34 é apresentada, a título ilustrativo, as categorias de informação consideradas indispensáveis para análise dos dados energéticos da instalação.

	A	B	C	D	E	F
1	Tempo	Consumo da Rede s/UPAC	Consumo da Rede c/UPAC	Produção Fotovoltaica	Autoconsumo Direto	Injeção na rede
186926	18.05. 07:37	0,2	0	0,21839	0,2	0,018392
186927	18.05. 07:38	0,2	0	0,21981	0,2	0,019805
186928	18.05. 07:39	0,2	0	0,22122	0,2	0,021215
186929	18.05. 07:40	0,2	0	0,22221	0,2	0,022206
186930	18.05. 07:41	0,2	0	0,22404	0,2	0,024035
186931	18.05. 07:42	0,2	0	0,22544	0,2	0,02544
186932	18.05. 07:43	0,2	0	0,22684	0,2	0,026844
186933	18.05. 07:44	0,2	0	0,22825	0,2	0,028245
186934	18.05. 07:45	0,28333	0,053692	0,22964	0,22964	0
186935	18.05. 07:46	0,28333	0,052295	0,23104	0,23104	0
186936	18.05. 07:47	0,28333	0,052645	0,23069	0,23069	0
186937	18.05. 07:48	0,28333	0,049501	0,23383	0,23383	0
186938	18.05. 07:49	0,28333	0,046793	0,23654	0,23654	0
186939	18.05. 07:50	0,28333	0,045411	0,23792	0,23792	0
186940	18.05. 07:51	0,28333	0,044922	0,23841	0,23841	0
186941	18.05. 07:52	0,28333	0,043991	0,23934	0,23934	0

Figura 34 - Dados Exportados do Ficheiro do PVSol – Hipótese 1.1

Sendo que os dados disponibilizados pelo consumidor têm uma base de tempo de 15 minutos, seria importante filtrar os dados exportados presentes na Figura 34 de modo a obter-se uma compatibilidade entre dados importados e exportados do programa. Na Figura 35 são apresentados os resultados da simulação obtidos num intervalo de tempo de 1 minuto, no entanto foram filtrados para análise com base de tempo de 15 minutos.

Tempo	Consumo da Rede s/UPAC	Consumo da Rede c/ UPAC	Produção Fotovoltaica	Autoconsumo Direto	Injeção na rede
18.05. 07:30	0,2	0	0,20175	0,2	0,0017447
18.05. 07:45	0,28333	0,053692	0,22964	0,22964	0
18.05. 08:00	0,25	0	0,25118	0,25	0,0011816
18.05. 08:15	0,23333	0	0,27665	0,23333	0,043316
18.05. 08:30	0,2	0	0,29585	0,2	0,095847
18.05. 08:45	0,2	0	0,3131	0,2	0,1131
18.05. 09:00	0,25	0	0,3307	0,25	0,080702
18.05. 09:15	0,23333	0	0,34269	0,23333	0,10935
18.05. 09:30	0,31667	0	0,35589	0,31667	0,039223
18.05. 09:45	0,21667	0	0,36831	0,21667	0,15164
18.05. 10:00	0,18333	0	0,38168	0,18333	0,19835
18.05. 10:15	0,18333	0	0,39142	0,18333	0,20808
18.05. 10:30	0,33333	0	0,3996	0,33333	0,066271
18.05. 10:45	0,3	0	0,40667	0,3	0,10667
18.05. 11:00	0,23333	0	0,41299	0,23333	0,17965
18.05. 11:15	0,15	0	0,41619	0,15	0,26619

Figura 35 - Dados Exportados Filtrados com Intervalo de Tempo de 15 minutos – Hipótese 1.1

A partir dos dados presentes na Figura 35, foi possível fazer análises anuais e detalhadas para cada mês do ano. O objetivo da UPAC é a redução de consumo de eletricidade proveniente da RESP, diminuindo os custos da faturação de energia elétrica. Na Tabela 12 ilustra-se o balanço mensal de todas as grandezas.

Tabela 12 – Dados de Consumo e Produção Energética Mensais – Hipótese 1.1

	Consumo da Rede s/ UPAC [kWh]	Consumo da Rede c/ UPAC [kWh]	Produção Fotovoltaica [kWh]	Autoconsumo Direto [kWh]	Injeção na rede [kWh]
mai-19	17958	13441	5679	4518	1161
jun-19	19435	14191	5865	5245	620
jul-19	21039	15283	6172	5758	414
ago-19	21733	16476	5548	5259	289
set-19	21058	16968	4271	4092	179
out-19	20519	17449	3184	3073	112
nov-19	17975	15824	2245	2154	91
dez-19	20021	18242	1819	1782	38
jan-20	18733	16676	2149	2059	90
fev-20	17691	15338	2455	2355	100
mar-20	17889	14461	3770	3430	339
abr-20	14966	11489	4697	3479	1217
<b>Total</b>	<b>229017</b>	<b>185838</b>	<b>47854</b>	<b>43204</b>	<b>4650</b>

Através dos resultados obtidos, é possível retirar algumas conclusões e demonstrar graficamente o impacto que a UPAC tem no consumo da Fábrica. Como pode ser observado na Figura 36, é apresentada uma comparação entre a satisfação do consumo

mensal recorrendo ao fornecedor de eletricidade e à UPAC, antes e após a instalação da UPAC dimensionada.

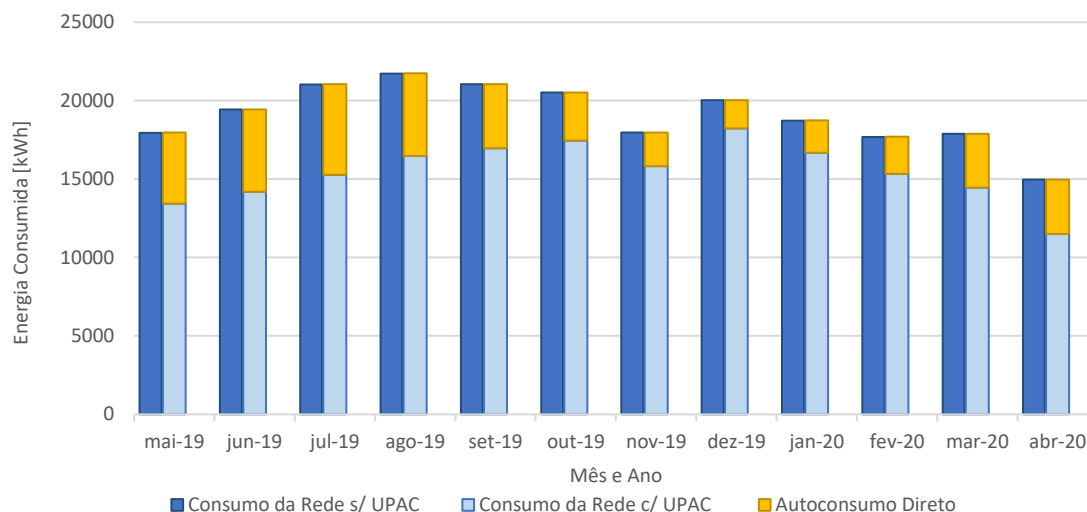
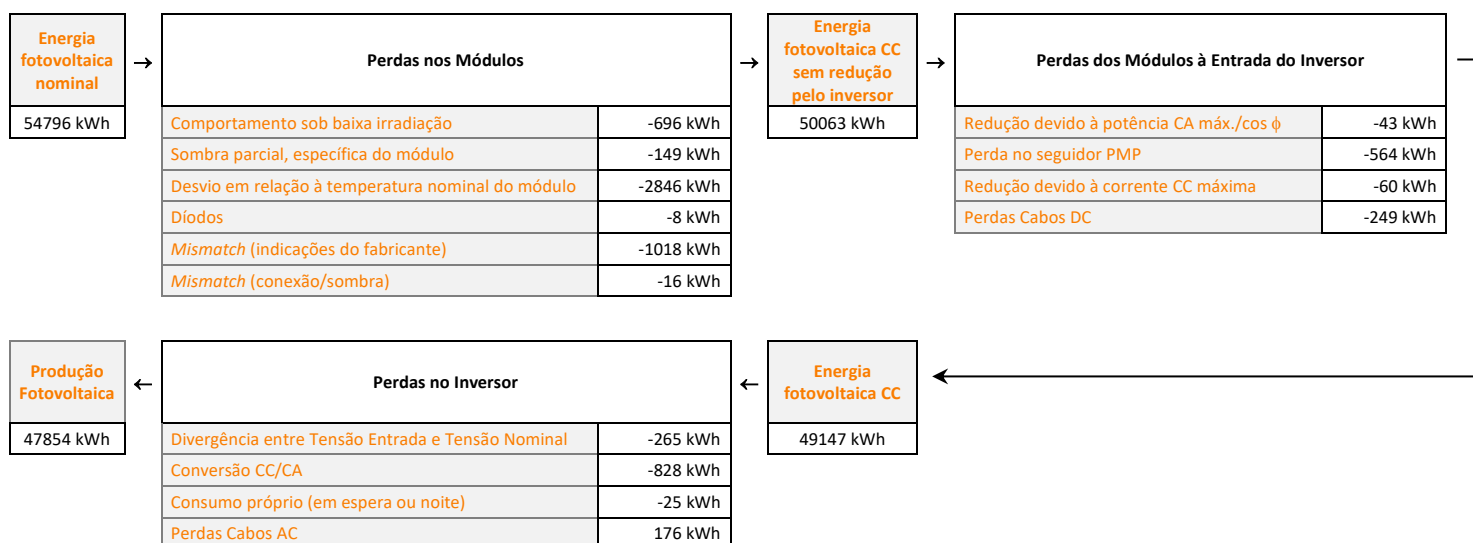


Figura 36 - Cobertura do Consumo – Hipótese 1.1

Como esperado, existe uma redução na satisfação do consumo da Fábrica proveniente da rede sendo esta redução complementar à satisfação do consumo por parte da UPAC. É possível verificar que nos meses de maio a setembro existe uma maior redução no consumo de eletricidade solicitado à RESP, com quotas de autoconsumo superiores entre 20% e 27%, dado que são meses onde as condições são mais favoráveis para a produção de energia por parte de sistema de geração solar. No entanto, nem toda a energia produzida pelos módulos chega, na sua totalidade à Fábrica. O desempenho dos sistemas fotovoltaicos depende de vários fatores e, por isso, apresentam perdas, obtidas através do *software*, as quais podem ser observadas na Tabela 13.

Tabela 13 - Tabela de Perdas Referentes à UPAC – Hipótese 1.1



Relativamente aos dados presentes na Tabela 13, a energia fotovoltaica nominal é a energia produzida pelas células fotovoltaicas em condições nominais (*Nominal Module Operating Temperature – Anexo II*). no entanto, esta energia é reduzida, nomeadamente sob as condições climáticas referente à localização da UI. As perdas sob baixa irradiação correspondem a 1,3% do valor inicial e as perdas derivadas à sombra parcial correspondem a uma redução de 0,3%. No que diz respeito às perdas sob as condições de funcionamento dos módulos, as perdas referentes ao desvio em relação à temperatura nominal do módulo representam 5,2% da energia fotovoltaica nominal, as perdas nos díodos e em *mismatch* referentes às conexões/sombras são quase nulas, representando em conjunto uma redução de 0,04%. As perdas em *mismatch* em relação às indicações do fabricante representam uma diminuição de 1,9%, resultando num total de perdas aos terminais dos módulos fotovoltaicos de 8,6% face ao valor inicial.

Em relação às perdas registadas à entrada do inversor, a redução devido à  $I_{CC\ máx}$  atingida representa 0,1% face à quantidade de energia nos terminais dos módulos fotovoltaicos, a redução devido à  $P_{OC\ Max} / \cos \varphi$  representam uma perda de 0,1% também, as perdas no seguidor PMP representam 1% do valor inicial e as perdas nos cabos CC representam perdas no valor de 0,5%, perfazendo um total de perdas de 1,7% registadas à entrada do inversor face ao valor registado aos terminais dos módulos fotovoltaicos.

No inversor, as perdas resultantes da divergência entre tensão de entrada e a tensão nominal do equipamento representam uma redução de 0,5%, as perdas provocadas pela conversão de corrente contínua para corrente alternada representam uma redução de 1,5% e as perdas nos cabos de CA representam perdas de 0,3% face, perfazendo uma redução de 2,4% face ao valor de energia que entrou no inversor, obtendo assim o valor final da energia útil produzida pela UPAC. No entanto, nem toda a energia injetada pelo inversor é consumida pela Fábrica. Como pode ser observado na Figura 37, alguma energia produzida é injetada na rede.

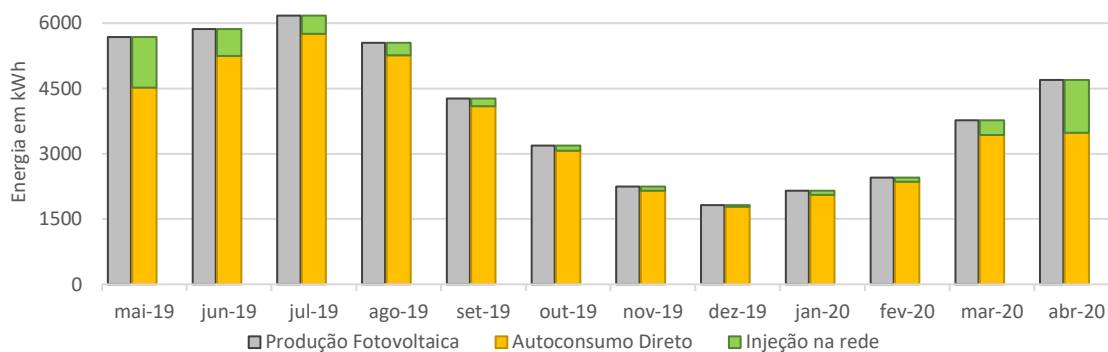


Figura 37 - Aproveitamento da Energia Fotovoltaica – Hipótese 1.1

À semelhança da análise da satisfação de consumos, é possível verificar um aproveitamento quase total da eletricidade produzida pela UPAC nos meses em que as condições não são tão favoráveis – menor geração – nos quais se registam quotas de autoconsumo superiores a 96%. Inversamente, nos meses de melhores condições de produção, verifica-se que há mais consumo a ser satisfeita pela geração própria e que chega a haver excedente que será injetada na RESP, com registos superiores a 5%.

De modo a realizar-se uma análise mais detalhada da sazonalidade, foi selecionada uma semana considerada representativa para as estações do ano, sendo estes: abril para as estações intermédias (primavera e outono), julho para o verão e janeiro para o inverno.

Numa análise da semana das estações intermédias, em que as condições para a produção são mistas, ou seja, tanto existem dias com boa irradiação como dias com o céu nublado, como pode ser observado na Figura 38.

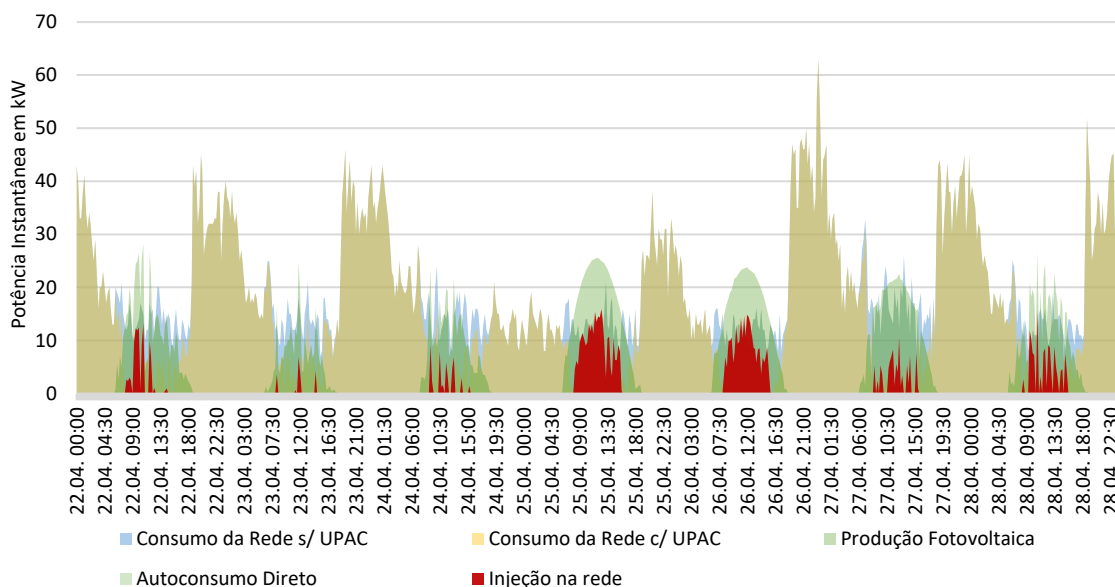


Figura 38 - Consumo e Produção de Eletricidade de 22 a 28 de abril de 2020 – Hipótese 1.1

Como referido no capítulo 4.2, o mês de abril de 2020 retrata um mês de confinamento devido à pandemia de COVID-19 apresentando valores de consumo reduzidos em comparação com os meses anteriores. Desta forma, num cenário de consumo semelhante e para os mesmos valores de potência do gerador fotovoltaico, a instalação estaria sobredimensionada pois excede bastante o consumo nas horas de produção, originando um elevado fluxo de energia excedente a ser injetada na RESP. Este caso, pode ser observado nos dias 25 e 26 de abril, ainda que coincida com um feriado. Numa instalação de carácter UPAC este acontecimento deve ser evitado dimensionando os sistemas a adaptar a potência do gerador fotovoltaico ao perfil do consumidor e às suas

necessidades. Ainda dentro da análise nas estações intermédias, é possível observar na Figura 39 um consumo e produção típicos diários para esta altura do ano.

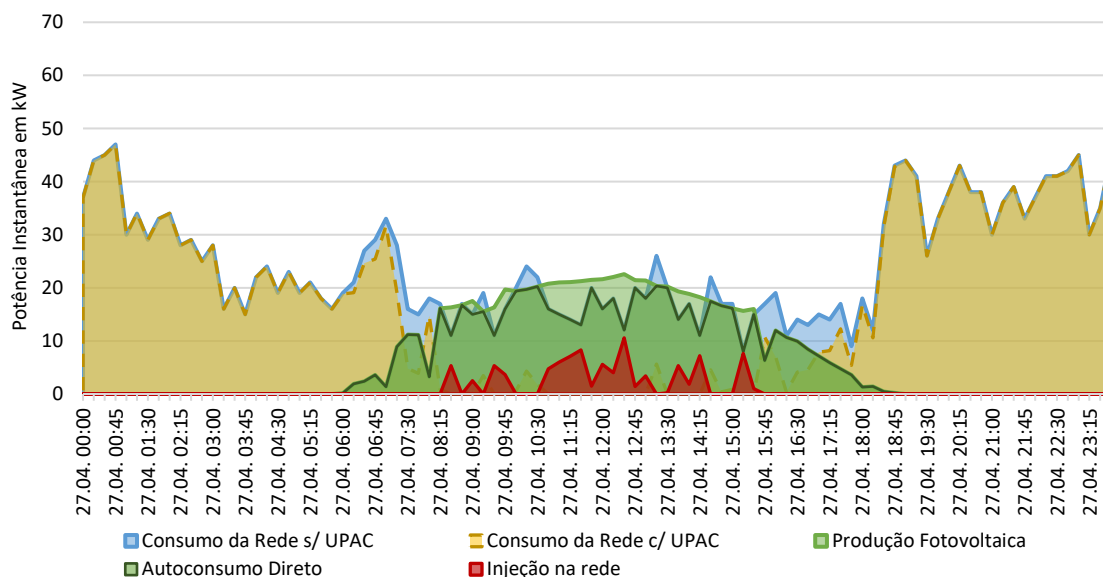


Figura 39 – Consumo e Produção de Eletricidade no dia 27 de abril de 2020 – Hipótese 1.1

O dia selecionado para observação na Figura 39 trata-se do dia 27 de abril de 2020, o que, pelas características e valores de produção, indica ser um dia com bons indicadores de exposição solar ao apresentar uma curva característica de produção para dias com sol. Ainda que não atinja os valores de pico, os valores de registo do gerador fotovoltaico são muito próximos à sua potência nominal.

Em análise aos resultados obtidos para o verão, é possível observar, na Figura 40, que as condições climáticas nesta época do ano são favoráveis à produção fotovoltaica.

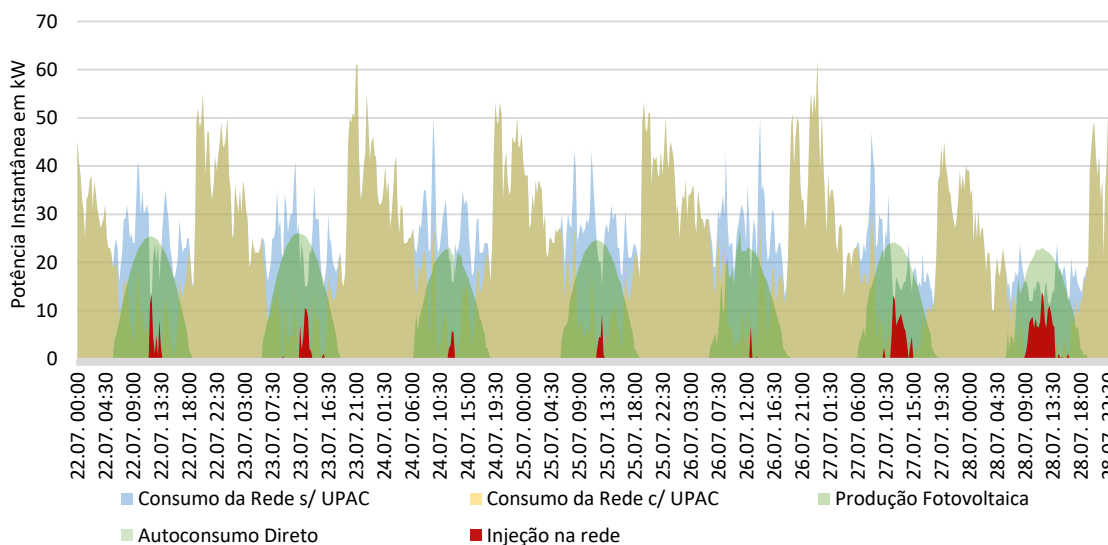


Figura 40 - Consumo de Produção Eletricidade de 22 a 28 de julho de 2019 – Hipótese 1.1

Como pode ser analisado na Figura 40, o consumo da Fábrica nas horas de produção fotovoltaica é, na sua maioria, coberto pela energia produzida pela UPAC. Ainda que ocorram alguns curtos momentos em que existiria geração excedente durante os dias em análise, pode dizer-se que a energia fotovoltaica produzida é muito bem aproveitada para autoconsumo da Fábrica. Com a redução do consumo de eletricidade ao fim de semana, é expectável que se verifique um excedente de geração.

Na Figura 41, dentro da análise na estação do verão, é possível observar um consumo e produção típicos diários para esta altura do ano. O dia 26 de julho de 2019 foi selecionado para análise durante a semana de verão.

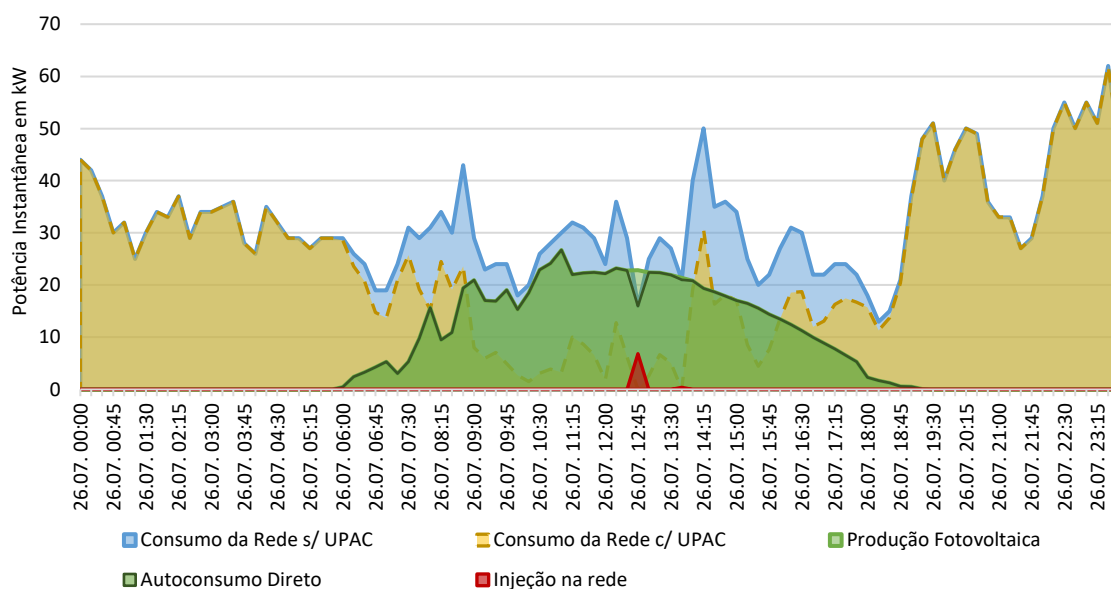


Figura 41 - Consumo e Produção de Eletricidade no dia 26 de julho de 2019 – Hipótese 1.1

Como pode ser observado na Figura 41, apesar de se tratar de uma altura favorável para a produção, a instalação não apresenta o seu rendimento máximo possivelmente por razões climáticas adversas à produção. Dado isto, a energia produzida pelo gerador fotovoltaico não cobre o consumo na sua totalidade, necessitando o consumidor de consumir energia proveniente da RESP em horas de produção fotovoltaica.

É, também, possível verificar um instante em que existe injeção na rede, também visível em todos os outros dias da semana seguindo um padrão de consumo durante este período, provavelmente por se tratar da hora de refeição dos trabalhadores resultando numa redução de consumo da Fábrica.

Em análise aos resultados registados no inverno, é possível observar na Figura 42 que as condições climatéricas, nesta época do ano, não são favoráveis à produção fotovoltaica, podendo levar à falsa conclusão de subdimensionamento da UPAC, se não forem analisadas as restantes estações do ano.

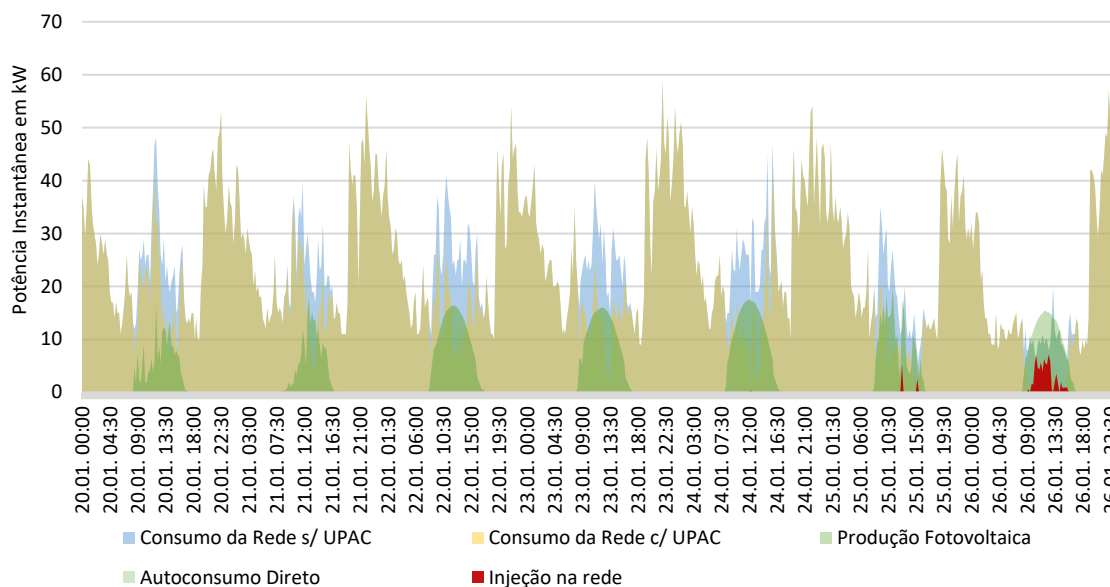


Figura 42 - Consumo de Produção Eletricidade de 20 a 26 de janeiro de 2020 – Hipótese 1.1

Na semana selecionada, apresentada na Figura 42, ainda que se trate de uma semana de inverno, verificam-se pelo menos 4 dias em que as condições climatéricas são propícias à geração fotovoltaica para esta altura do ano. O dia típico, apresentado na Figura 43, trata-se do dia 24 de janeiro de 2019.

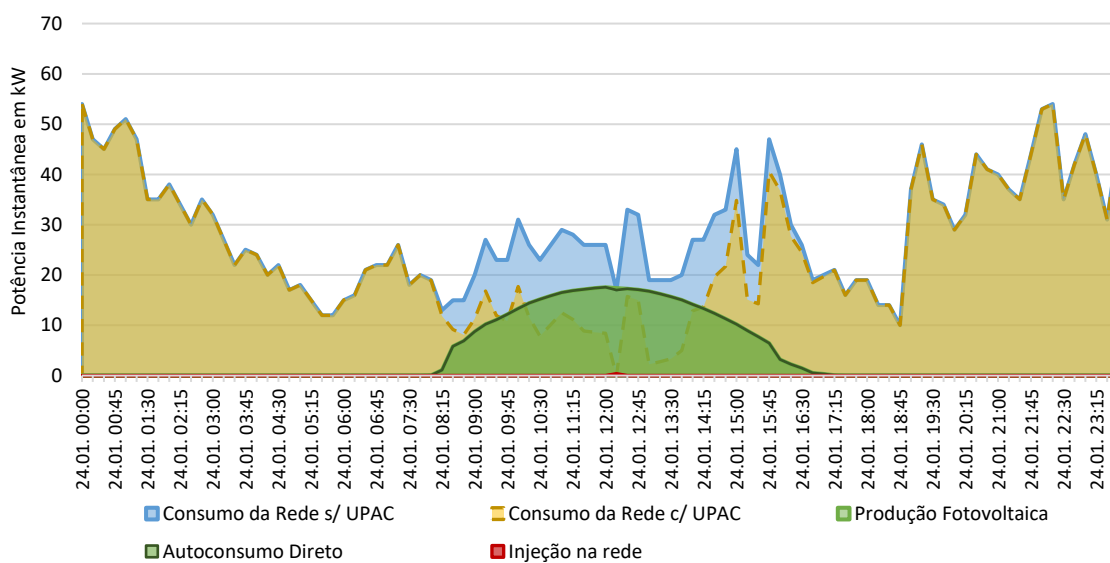


Figura 43 - Consumo e Produção de Eletricidade no dia 24 de janeiro de 2020 – Hipótese 1.1

Como pode ser observado na Figura 43, a qual retrata os diagramas de um dia típico de inverno com sol, a energia produzida pelo gerador fotovoltaico durante este período é, na sua grande maioria, consumida pela Fábrica resultando numa injeção de energia da rede quase nula. Como referido acima, é possível observar que a produção não cobre o consumo total da Fábrica havendo necessidade de consumir energia da RESP.

É também possível verificar um curto instante em que existe injeção na rede, à semelhança da análise das outras estações, por se tratar da hora de refeição, resultando numa quebra de produção fabril e conseqüente redução de consumo energético. Os valores de energia injetada assemelham-se também às restantes estações anuais, ainda que em quantidades inferiores, proporcionais à produção fotovoltaica, durante o fim de semana.

Para cada período horário foram registados os somatórios mensais, destacando a diferença entre o Consumo da Rede sem UPAC, correspondente ao consumo total do consumidor que era totalmente fornecido pela rede antes de ter instalado o gerador fotovoltaico, e o Consumo da Rede com UPAC, correspondente ao consumo proveniente da rede já com a UPAC instalada. Os resultados são apresentados nas tabelas seguintes.

Tabela 14 - Dados Registados em Horas de Ponta – Hipótese 1.1

Hora Legal	Horas de Ponta			
	Consumo da Rede Sem UPAC [kWh]	Consumo da Rede Com UPAC [kWh]	Diferença [kWh]	Diferença [%]
mai-19	3251	2109	-1142	-35%
jun-19	3686	2338	-1348	-37%
jul-19	4006	2429	-1577	-39%
ago-19	4058	2510	-1548	-38%
set-19	4072	2725	-1347	-33%
out-19	3829	2780	-1049	-27%
nov-19	2994	2609	-385	-13%
dez-19	3200	2895	-305	-10%
jan-20	3114	2779	-335	-11%
fev-20	2900	2535	-365	-13%
mar-20	2777	2166	-611	-22%
abr-20	2530	1630	-900	-36%
<b>Total</b>	<b>40414 kWh</b>	<b>29503,75 kWh</b>	<b>-10910 kWh</b>	<b>-27%</b>

Analisando o balanço energético dos períodos de horas de ponta, observados na Tabela 14, é possível destacar a redução significativa, superior a 30%, de consumo de eletricidade nas horas de ponta nos meses do período de hora legal de verão pois parte deste período corresponde às horas entre as 10h30 e as 13h00, enquanto na hora legal de inverno apenas está compreendida entre as 09h00 e as 10h30.

Tabela 15 - Dados Registrados em Horas cheias– Hipótese 1.1

Hora Legal	Horas cheias			
	Consumo da Rede Sem UPAC [kWh]	Consumo da Rede Com UPAC [kWh]	Diferença [kWh]	Diferença [%]
mai-19	6320	3390	-2930	-46%
jun-19	7061	3759	-3302	-47%
jul-19	7665	3954	-3711	-48%
ago-19	8175	4821	-3354	-41%
set-19	8410	5864	-2546	-30%
out-19	7824	5882	-1942	-25%
nov-19	6780	5040	-1740	-26%
dez-19	7724	6259	-1465	-19%
jan-20	7252	5528	-1726	-24%
fev-20	6692	4709	-1983	-30%
mar-20	6560	3827	-2733	-42%
abr-20	5159	2828	-2331	-45%
<b>Total</b>	<b>856212</b>	<b>55861</b>	<b>-29761</b>	<b>-35%</b>

Analisando o balanço energético nos períodos de horas cheias, Tabela 15, e dado que se trata do horário que engloba grande parte do horário de produção fotovoltaica, é possível destacar a importante redução de consumo de eletricidade, superior a 40% com exceção do mês de setembro.

Tabela 16 - Dados Registrados em Horas de Vazio Normal– Hipótese 1.1

Hora Legal	Horas de Vazio Normal			
	Consumo da Rede Sem UPAC [kWh]	Consumo da Rede Com UPAC [kWh]	Diferença [kWh]	Diferença [%]
mai-19	5646	5227	-419	-7%
jun-19	5882	5416	-467	-8%
jul-19	6164	5718	-445	-7%
ago-19	6254	5961	-293	-5%
set-19	5567	5422	-145	-3%
out-19	5868	5796	-73	-1%
nov-19	5511	5511	0	0%
dez-19	6206	6207	1	0%
jan-20	5718	5719	1	0%
fev-20	5567	5568	1	0%
mar-20	5774	5712	-62	-1%
abr-20	4931	4736	-196	-4%
<b>Total</b>	<b>69087</b>	<b>66992</b>	<b>-2095</b>	<b>-3%</b>

No que diz respeito ao consumo no período de horas de vazio normal, Tabela 16, existe uma ligeira redução nos meses pertencentes ao período de hora legal de verão pois, como este está regulado até às 08h00, a UPAC ainda é capaz de produzir alguma energia a partir do nascer do sol que, no verão, ocorre a partir das 07h00. Nota para o aumento de consumo nos meses de novembro, dezembro, janeiro e fevereiro. Este aumento é devido ao consumo em espera por parte do inversor, representando uma carga extra que anteriormente não existia.

Tabela 17 - Dados Registados em Horas de Super Vazio– Hipótese 1.1

Hora Legal	Horas de Super Vazio			
	Consumo da Rede Sem UPAC [kWh]	Consumo da Rede Com UPAC [kWh]	Diferença [kWh]	Diferença [%]
mai-19	2742	2742	1	0,018 %
jun-19	2806	2806	0	0,000 %
jul-19	3205	3206	1	0,016 %
ago-19	3247	3248	1	0,023 %
set-19	3010	3010	0	0,000 %
out-19	2999	2999	1	0,025 %
nov-19	2691	2692	1	0,028 %
dez-19	2892	2892	1	0,026 %
jan-20	2650	2650	1	0,028 %
fev-20	2533	2533	1	0,030 %
mar-20	2778	2779	1	0,027 %
abr-20	2347	2347	1	0,032 %
<b>Total</b>	33897	33904	7	<b>0,021 %</b>

Verifica-se que, nos períodos de horas de super vazio (Tabela 17) dado que representa o horário em que a produção fotovoltaica é nula, não se verifica redução de consumo. À semelhança do verificado para os períodos de horas de vazio normal, é registado um muito ligeiro aumento de consumo devido ao consumo em espera por parte do inversor.

Fazendo um balanço geral da Tabela 14, Tabela 15, Tabela 16 e da Tabela 17, consideraram-se os valores energéticos de modo a representar o consumo energético total antes de ter a UPAC instalada e depois de possuir o gerador fotovoltaico a produzir energia, obtendo-se os dados registados na Tabela 18.

Tabela 18 - Balanço Energético da Caracterização do Consumo – Hipótese 1.1

	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Autoconsumo Direto
Consumo s/ UPAC (kWh)	40414	85622	69087	33897	-
Consumo c/ UPAC (kWh)	29504	55862	66993	33904	43205
Variação (kWh)	- 10910	- 29758	- 2094	+ 7	-
Variação (%)	-27%	-35%	-3%	0	-

A partir destes dados apresentados na Tabela 18 foram construídos gráficos círculos com as importâncias relativas apresentados na Figura 44, de modo a realizar uma demonstração graficamente representativa do efeito da UPAC na caracterização do consumo da Fábrica.

Em termos relativos, como pode ser observado Figura 44, o maior impacto energético da UPAC está no consumo da Fábrica nos períodos de ponta de horas cheias. Em relação às horas de ponta, estas representavam 18% do consumo total antes da

instalação da UPAC, após a instalação da UPAC representam 13%, registando uma diminuição de 27%, a qual se apresenta numa redução de 5 pontos percentuais.

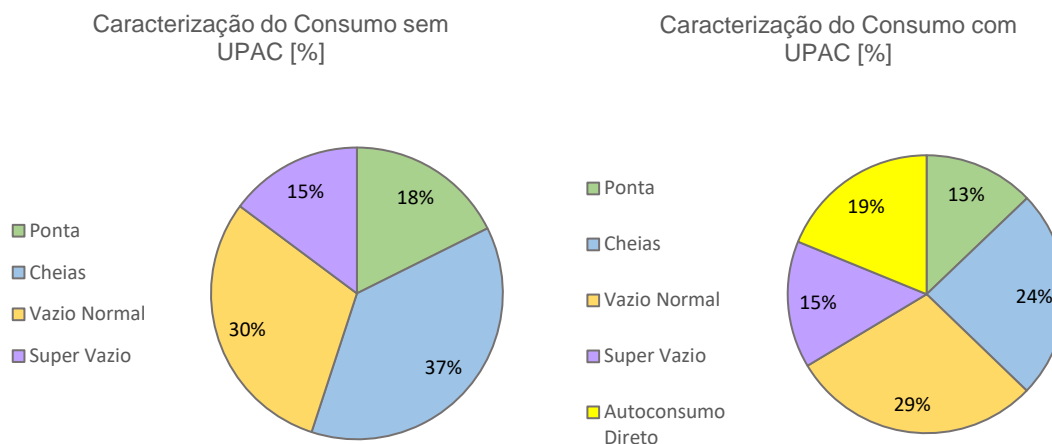


Figura 44 - Comparação das parcelas de Consumo Anual Por Horário – Hipótese 1.1, em %

Em relação aos consumos nos períodos de horas cheias, estes representavam 37% do consumo total e, após a instalação da UPAC, representam 24%, apresentando uma redução de 35% que é apresentada em termos relativos numa diminuição de 13 pontos percentuais. O autoconsumo passa a representar 19% do consumo total da Fábrica.

#### 4.4.1. Análise de Resultados – Cenário 1

Sintetizando, o Cenário 1, por se tratar de um dimensionamento de uma UPAC para um autoconsumidor individual, obtiveram-se resultados bastante positivos em todas as hipóteses do mesmo, conseguindo-se cobrir o consumo total da Fábrica, através do autoconsumo, em 19% na Hipótese 1.1 – 30 kWp, 23% na Hipótese 1.2 – 40 kWp e 26% na Hipótese 1.3 – 50 kWp, reduzindo o seu consumo de energia elétrica proveniente da rede nas horas de ponta entre 27% e 30%, e nas horas cheias entre 35% e 49% (Tabela 19).

Tabela 19 - Resumo de resultados obtidos no Cenário 1

		Hipótese 1.1	Hipótese 1.2	Hipótese 1.3
<b>Autoconsumo</b>		19%	23%	26%
<b>Diferença de Consumo</b>	Horas de Ponta	- 27%	- 28%	- 30%
	Horas cheias	- 35%	- 43%	- 49%

## 4.5. Cenário 2 – UPAC e Adoção de 2 Veículos Elétricos

No segundo cenário, serão dimensionadas UPAC ligadas à RESP com a adição de dois veículos elétricos. Esta solução é plausível, dada a necessidade frequente de renovação da frota da empresa, pelo que foi considerada. Os veículos constituem duas cargas adicionais ao consumo da Fábrica, tendo sido dimensionadas UPAC para as potências instaladas de 30 kWp, apresentada no presente capítulo, e de 40 kWp, 50kWp e 60 kWp apresentadas no Apêndice C, Apêndice D e Apêndice E.

À semelhança do Cenário 1, tendo em conta o perfil de carga da do edifício, e atendendo às necessidades de consumo descritas no ponto 4.3, pretende-se maximizar o consumo da energia produzida, minimizando a existência de excedente através do seu aproveitamento para o carregamento dos veículos elétricos. Na Figura 45 é apresentado o diagrama de fluxo da energia produzida pela UPAC.

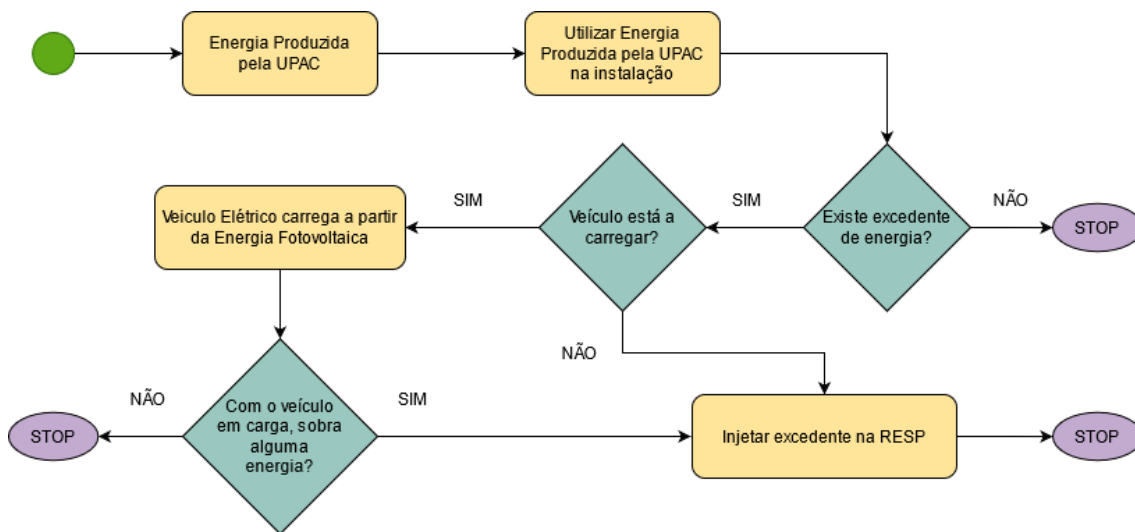


Figura 45 - Diagrama de Fluxo de Aproveitamento da Energia Fotovoltaica com VE

Desta forma, sempre que exista produção de energia fotovoltaica, esta é consumida prioritariamente pela Fábrica. Caso a energia produzida pela UPAC exceda a energia consumida pela Fábrica em cada instante, a energia excedente é disponibilizada para o carregamento dos veículos elétricos caso estes estejam ligados ao carregador. Caso contrário, esta energia excedente será injetada na RESP. Caso o veículo se encontre preparado para carregar, os carregadores aproveitam, mediante a potência máxima de carregamento do veículo elétrico, toda a energia possível proveniente do excedente da Fábrica. É considerada a hipótese do carregador comunicar ao veículo, em cada

instante, a potência máxima que ele pode utilizar, sendo esta uma solução já existente no mercado atualmente.

Dada a área de atividade e ritmo de trabalho da empresa, os veículos estão habitualmente em circulação todos os dias da semana para a distribuição dos bens. Para uma caracterização pormenorizada da sua rota, foram realizados testes com dois modelos de veículos ligeiros de mercadorias elétricos, disponibilizados pelos fabricantes a pedido excecional, de modo a verificar se estes possuíam as características necessárias para a distribuição: autonomia e capacidade de carga.



Figura 46 - Veículos em Teste (VW e-Crafter à esquerda, Nissan e-NV200 à direita)

Posto isto, foi instalado um dispositivo GPS de modo a caracterizar a rota percorrida habitualmente pelos veículos. Verificou-se que a rota realizada por cada veículo corresponde a cerca de 90 quilómetros em ambiente citadino, na cidade de Setúbal. Por se tratar de uma rota maioritariamente em ambiente urbano, a velocidade está limitada a 50 km/h e com paragens e arranques muito frequentes, verificou-se que o veículo apresenta velocidades entre os 20 km/h e os 60 km/h.

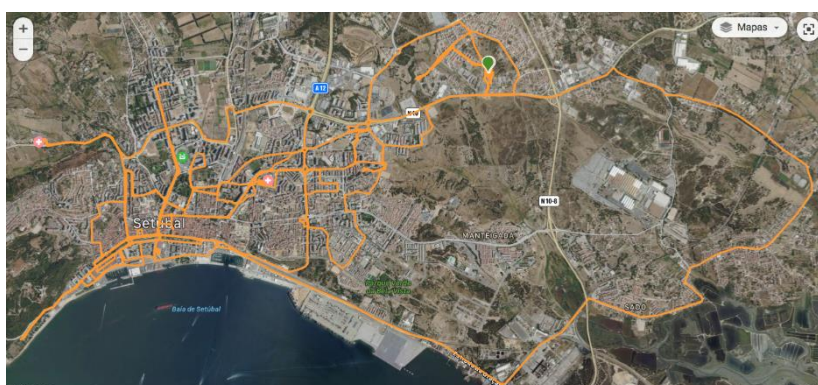


Figura 47 - Mapa de Rota de Distribuição

Realizaram-se testes em julho de 2020 com a Volkswagen e-Crafter tendo percorrido num total 369 quilómetros com um consumo médio de 31,3 kWh/100km. Os resultados

foram obtidos em dois cenários: um cenário de condução lenta e outro de condução mais rápida. Na condução lenta o consumo registado foi de 25 kWh/100km perfazendo uma autonomia de cerca de 143 km. Na condução mais apressada, o consumo registado foi de 34 kWh/100km resultando numa autonomia de cerca de 105 km. Posto isso, os consumos registados neste teste foram relativamente altos, também devido às dimensões do veículo. A empresa considerou que este modelo possui dimensões demasiado grandes para as necessidades de distribuição existentes. No segundo teste, realizado em outubro de 2020 com a Nissan e-NV200, obtiveram-se consumos de 23 kWh/100 km. Devido a este veículo possuir dimensões insuficientes para as principais rotas de distribuição da empresa, o teste realizado não correspondeu a uma rota habitual (normalmente apressada), pelo que assim se justifica uma redução de consumo tão significativa relativamente ao modelo anterior. Com este consumo, a autonomia real do veículo é de cerca 190 km.

Dadas os testes realizados, no presente cenário será utilizada a Nissan E-NV200, uma das utilizadas nos testes, pois possui as características mais adequadas ao distribuidor, sendo estas apresentadas na Tabela 20.

*Tabela 20 - Especificações Nissan E-NV200*

**Especificações Nissan E-NV200**

<b>Capacidade da Bateria</b>	kWh	40
<b>Carregador AC / DC</b>	kW	6,6 / 50
<b>Potência do Motor</b>	kW	80
<b>Consumo</b>	kWh/100km	22
<b>Autonomia NEDC / WLTP</b>	km	280 / 200

O New European Driving Cycle (NEDC) e o Worldwide Harmonised Light Vehicle Test Procedure (WLTP) são ciclos de teste utilizados na medição de emissões e consumos. Ambos se concentram principalmente nas deslocações urbanas e suburbanas para determinar as autonomias dos veículos, porque é esse o tipo de condução que a maioria dos europeus encontra. Os veículos percorrem uma distância de 23 km durante o teste WLTP, em comparação com 11 km para o NEDC. A velocidade média durante o ensaio WLTP é de 47 km/h, comparada com 34 km/h para o ensaio NEDC, e a velocidade máxima para o primeiro é de 131 km/h, comparada com apenas 120 km/h para o segundo. Os carregamentos foram projetados para serem efetuados nos períodos de horas de super vazio, através de carregadores monofásicos para veículos elétricos à potência máxima de 6,6 kW, entre as 02h00 às 06h00 a partir da RESP, e após 10h adiante de modo a tentar aproveitar toda a energia fotovoltaica produzida.

### 4.5.1. Hipótese 2.1 – 30 kWp

À semelhança da Hipótese 1.1, foi dimensionada uma instalação de geração com base nos consumos da Fábrica. Neste caso foram adicionados 2 veículos elétricos de acordo com as descrições de funcionamento apresentadas anteriormente. As características da presente hipótese são apresentadas na Tabela 21.

Tabela 21 - Características da Instalação – Hipótese 2.1

Características da Instalação		
Potência Pico	kWp	30,4
Potência Nominal	kW	22,9
Número Módulos	Un.	78
Área Utilizada	m <sup>2</sup>	145
Inversor	Un.	1 (Anexo III)
Veículo Elétrico	Un.	2
Carregador VE	Un.	2

Foram obtidos os seguintes resultados de simulação mensais apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 – Dados Mensais Exportados – Hipótese 2.1

	Consumo da Rede s/ UPAC [kWh]	Consumo da Rede c/ UPAC [kWh]	Produção Fotovoltaica [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Injeção na rede [kWh]
mai-19	17958	14282	5629	5226	403
jun-19	19435	15342	5812	5643	168
jul-19	21039	16539	6113	6050	64
ago-19	21733	17839	5498	5445	53
set-19	21058	18409	4236	4199	37
out-19	20519	18987	3163	3142	22
nov-19	17975	17490	2232	2212	21
dez-19	20021	20052	1811	1801	10
jan-20	18733	18313	2138	2123	15
fev-20	17691	16905	2441	2413	28
mar-20	17889	15816	3742	3665	77
abr-20	14966	12273	4658	4253	405
Total	229017	202248	47473	46170	1303

Na Figura 48 é possível verificar o impacto que a instalação da UPAC tem na satisfação do consumo da Fábrica, mas também o impacto que a adição da carga extra, ou seja,

os veículos elétricos, tem no aproveitamento da energia fotovoltaica. Como pode ser observado na Figura 48, é apresentada a cobertura do consumo por parte do fornecedor de eletricidade e pela UPAC, comparativamente à cobertura do consumo que o consumidor possuía antes da possibilidade de uma UPAC.

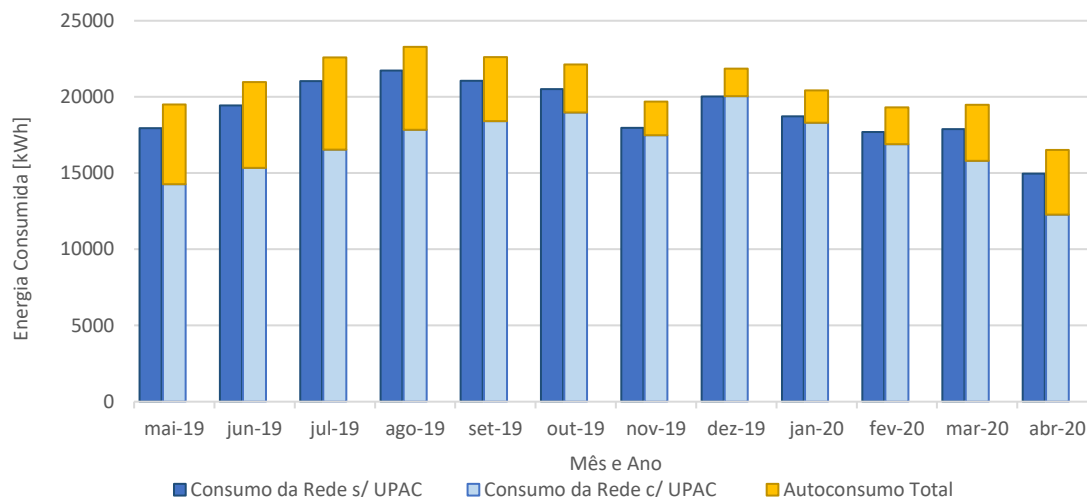


Figura 48 – Cobertura de Consumo – Hipótese 2.1

Analisando o gráfico de barras, presente na Figura 48, é possível notar um aumento de consumo de energia elétrica por parte do sistema como um todo, devido aos consumos de carregamento dos veículos elétricos. No entanto, este aumento de consumo não resulta num aumento de consumo energético proveniente na rede, dado que, ainda com a adição dos VE, foi registada uma diminuição no seu consumo. A maior variação está no aproveitamento da energia fotovoltaica, havendo um aumento do seu consumo por parte dos VE diminuindo assim os valores registados de excedente, observados na Figura 49.

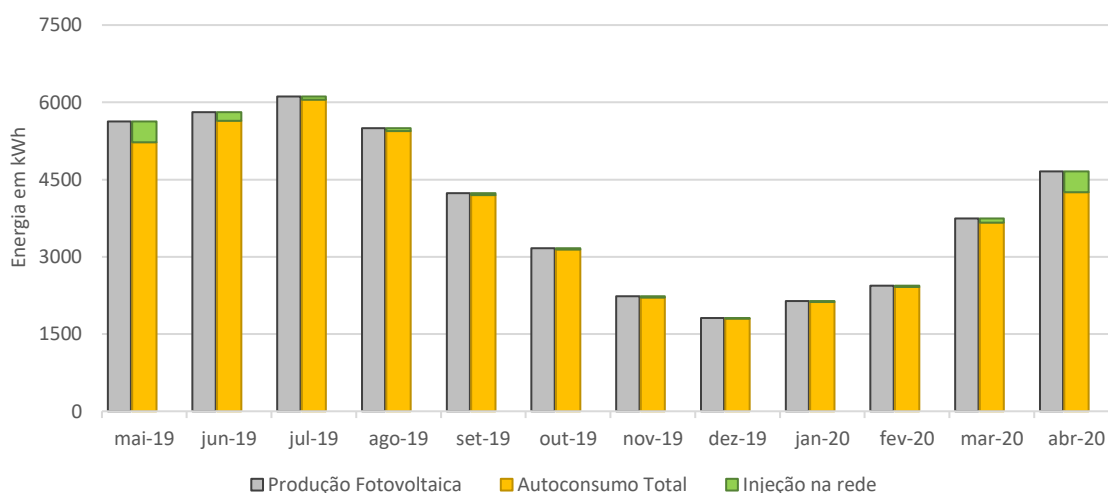


Figura 49 - Aproveitamento da Energia Fotovoltaica – Hipótese 2.1

Pela análise da Figura 49, é notório o elevado aproveitamento do sistema fotovoltaico para autoconsumo. O autoconsumo, numa análise anual, corresponde a 97% da produção total fotovoltaica, sendo os restantes 3% referentes à injeção do excedente na RESP. Dado que, como verificado na Hipótese 1.1. do Cenário 1, a UPAC possuía registos de injeção na rede de 10%, neste cenário essa injeção é mais reduzida chegando quase a ser nula, com 3% - na sua maioria registado no mês atípico.

Dos 97% de geração referentes ao autoconsumo direto, estes são repartidos entre a fábrica e o carregamento dos veículos elétricos.

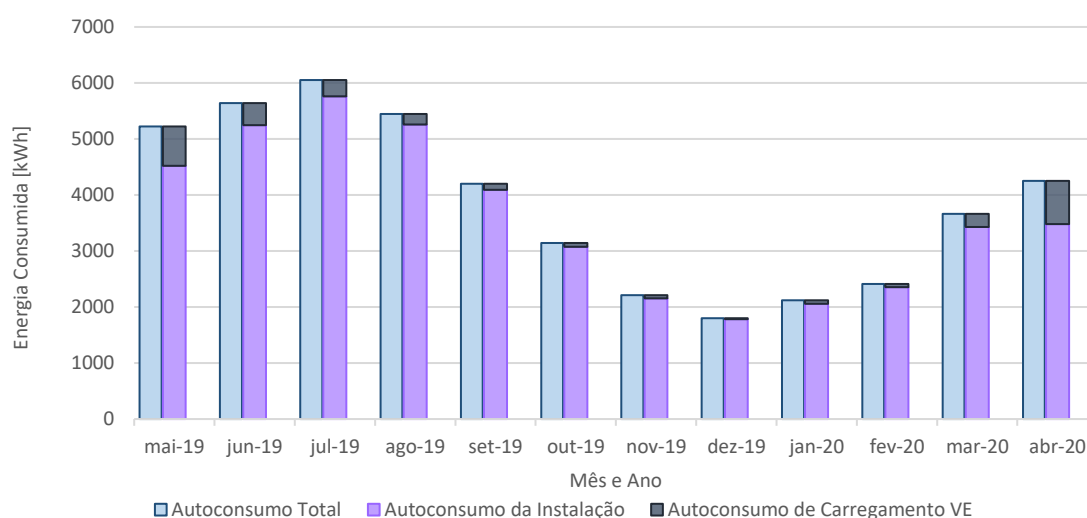


Figura 50 - Caracterização do Autoconsumo Total – Hipótese 2.1

Assim como explícito do diagrama de fluxo de energia presente na Figura 45, é visível, graficamente na Figura 50, a prioridade dada ao autoconsumo para satisfazer os consumos da fábrica, o qual corresponde a 91% geração, com 6% correspondentes ao autoconsumo para o carregamento dos veículos elétricos.

À semelhança do cenário anterior, foi realizada uma análise mais detalhada para cada período horário durante um ano. Foi selecionada uma semana representativa para as diferentes estações do ano, sendo estes: uma semana de maio para a primavera e outono, uma de julho para o verão e uma em janeiro para o inverno.

Numa análise das estações intermédias, foi selecionado o mês de maio para análise por ser um mês em que a produção fotovoltaica já é bastante favorável. Dada a reduzida potência da UPAC, em relação às cargas, tem-se como objetivo analisar comportamento dos consumos atuais da Fábrica (Figura 51).

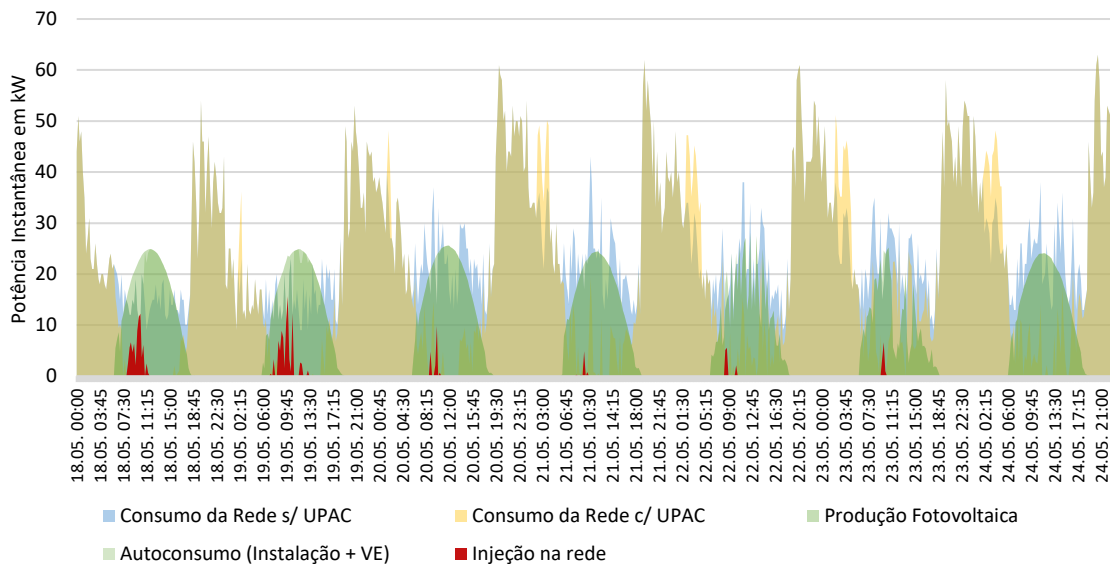


Figura 51 - Consumo e Produção de maio de 2019 – Hipótese 2.1

Na semana típica de maio, presente na Figura 51, é possível observar o aumento do consumo total da Fábrica em alguns períodos durante a madrugada, devido à carga dos veículos elétricos e ao seu comportamento de carregamento, dada a sua impossibilidade de realização, durante o período de geração local, de um carregamento energeticamente suficiente para a realização da rota diária no dia seguinte.

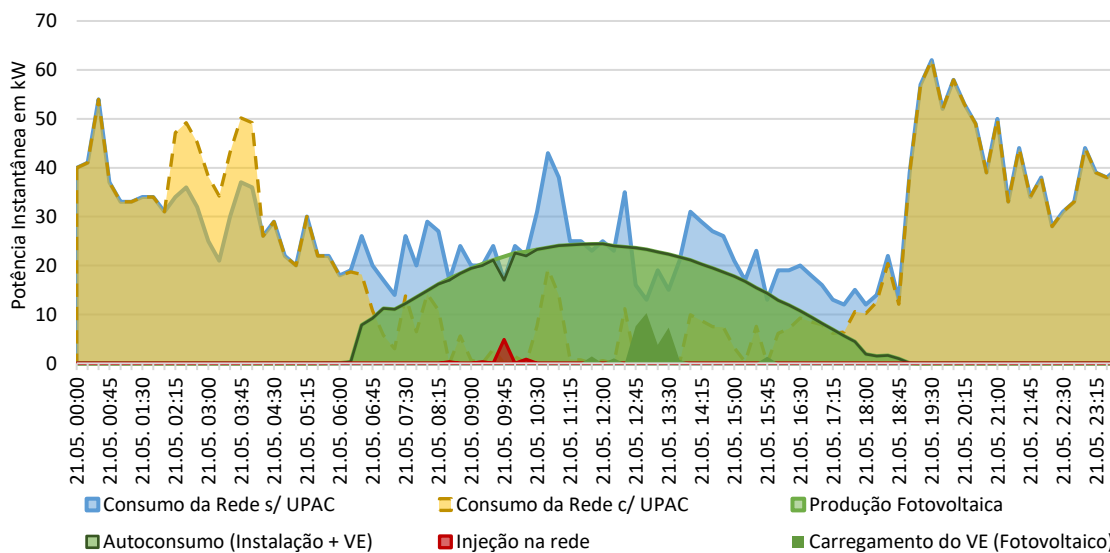


Figura 52 - Consumo e Produção de Eletricidade no dia 18 de maio de 2019 – Hipótese 2.1

Como pode ser observado na Figura 52, de forma mais detalhada, o autoconsumo referente ao carregamento dos veículos foi discriminado de modo a poder-se observar que, na ausência de consumo por parte da Fábrica, a energia produzida pelo sistema fotovoltaico é utilizada para o carregamento dos VE, assim os horários em que ocorrem.

Como descrito na fase introdutória na secção 4.5, os veículos realizam rotas diárias com uma extensão na ordem dos 90 km. De acordo com as características dos veículos considerados, assumindo valores de consumo de 25 kWh por cada 100 km, e que estes se encontram totalmente carregados com os bens alimentares para a distribuição, verifica-se um consumo de cerca de 54% da capacidade da bateria utilizada. Desta forma, a carga máxima foi definida na ordem dos 78%, o que significa que no final da rota, o veículo regressa ao ponto de partida com 24% da capacidade da bateria. Na figura abaixo, é possível observar o comportamento dos carregamentos para uma semana típica das estações intermédias.

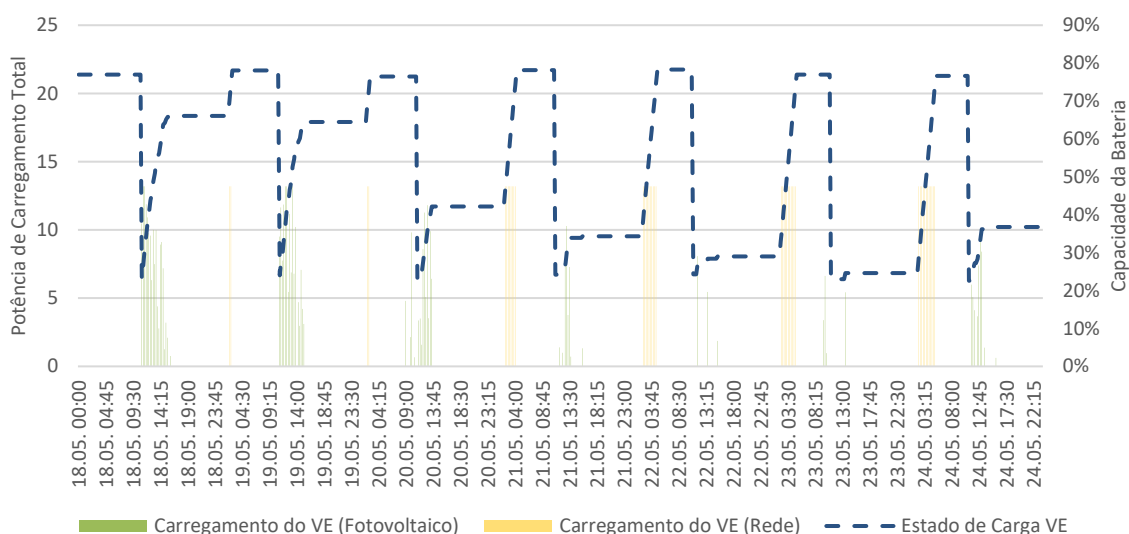


Figura 53 - Caracterização do Carregamento dos VE em maio 2019 – Hipótese 2.1

Em análise à Figura 53, é possível verificar o aproveitamento da energia fotovoltaica em excedente proveniente da Fábrica para o carregamento dos veículos. Ainda que limitada e em períodos inconstantes, nos primeiros dias apresentados na figura é possível observar um bom aproveitamento deste excedente para efetuar o carregamento limitado à potência do mesmo e limitada pelo carregador interno de cada veículo.

Em relação à análise dos resultados obtidos, para o período típico de verão, é possível observar na Figura 54 que, mesmo numa altura em que as condições climáticas para geração de energia são muito favoráveis, a instalação fotovoltaica não possui uma potência de geração suficiente para satisfazer os consumos na Fábrica e, em simultâneo, carregar os veículos elétricos na sua totalidade.

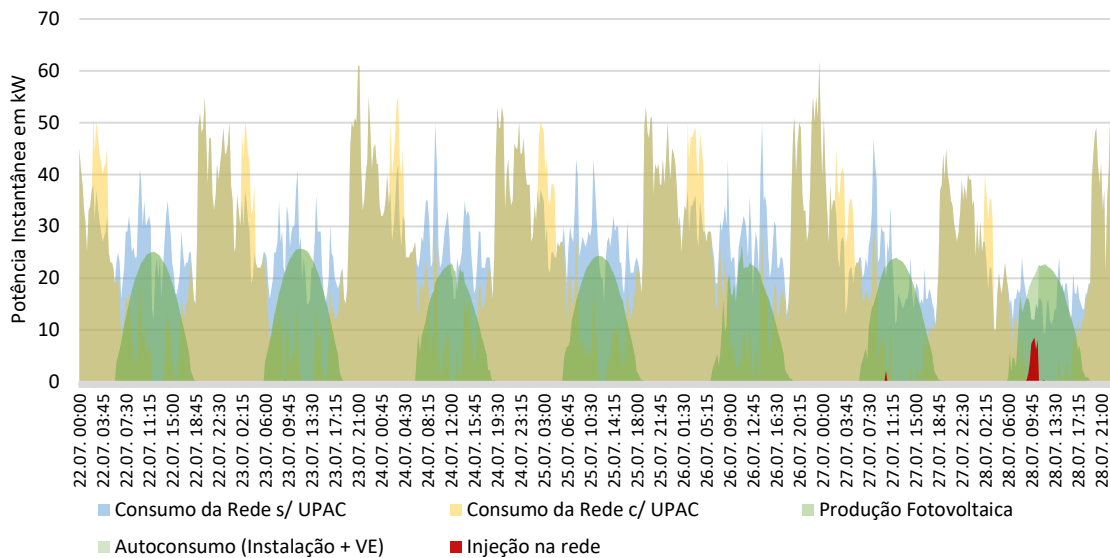


Figura 54 - Consumo e Produção de Eletricidade de 22 a 28 de julho 2019 – Hipótese 2.1

Como pode se analisado na Figura 54, comparativamente ao cenário anterior, os dias úteis da semana típica apresentada passam a não apresentar qualquer período a injeção de energia na rede, sendo toda a energia produzida pela UPAC consumida na Fábrica e no carregamento dos VE. Foi considerado que, os veículos se encontram sempre à carga durante maior parte do período de geração e, desta forma, vão conseguir aproveitar grande parte da energia excedente proveniente da Fábrica.

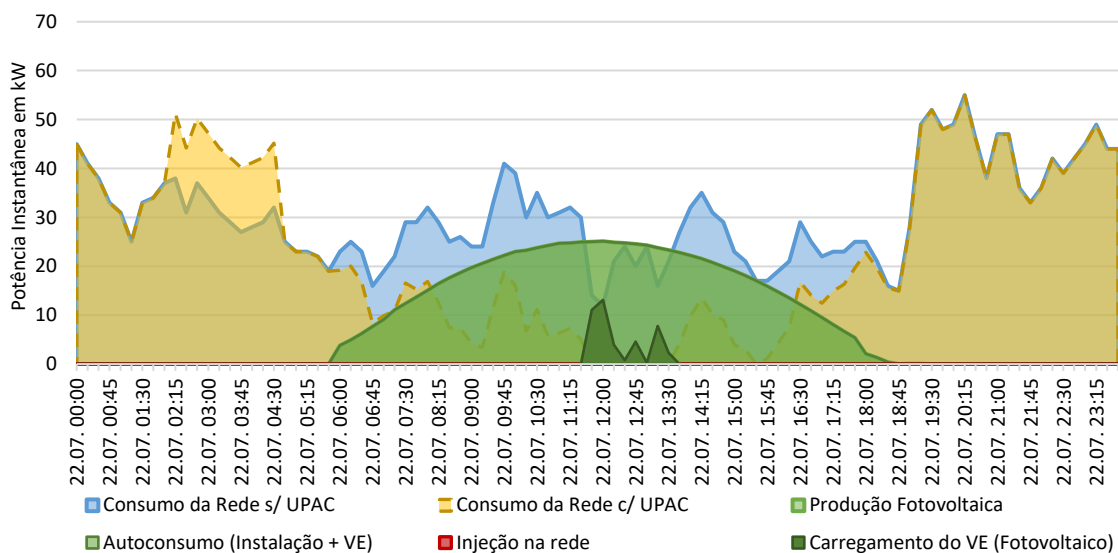


Figura 55 - Caracterização do Consumo e Produção no dia 22 de julho 2019 – Hipótese 2.1

Como pode ser verificado na Figura 55, mesmo tratando-se de um dia de verão em que as condições são favoráveis, a produção fotovoltaica não foi suficiente para cobrir os consumos da Fábrica durante o período de geração. Desta forma, num dia com as

condições e características de instalação semelhantes, os veículos teriam de completar os seus carregamentos durante o período noturno estipulado para tal (Figura 56).

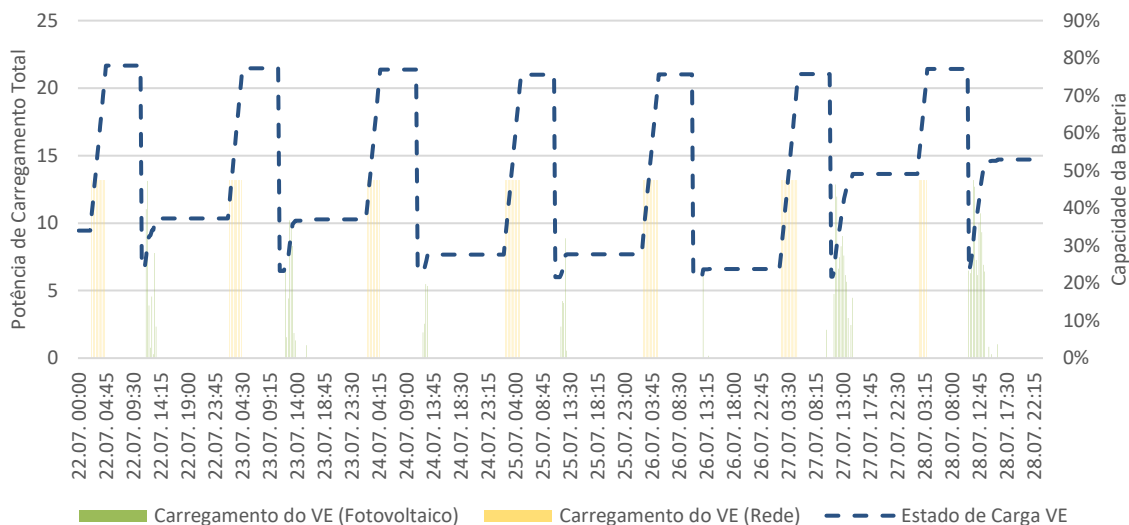


Figura 56 - Caracterização do Carregamento dos VE em julho 2019 – Hipótese 2.1

Como pode ser observado na Figura 56 e, relacionando com a Figura 54, nos dias em que as condições de geração são favoráveis e existe excedente energético não consumido pela Fábrica, os veículos elétricos carregam cerca de 10% da sua capacidade total, sendo os restantes 45%, estipulados para o final da carga, carregados no período de super vazio. Nos dias de fim de semana, dado serem períodos de menor atividade fabril, o carregamento dos veículos tira maior proveito da UPAC.

Numa análise em período de inverno, é apresentada a semana de 20 de janeiro de 2020 a 26 de janeiro de 2020 (Figura 57).

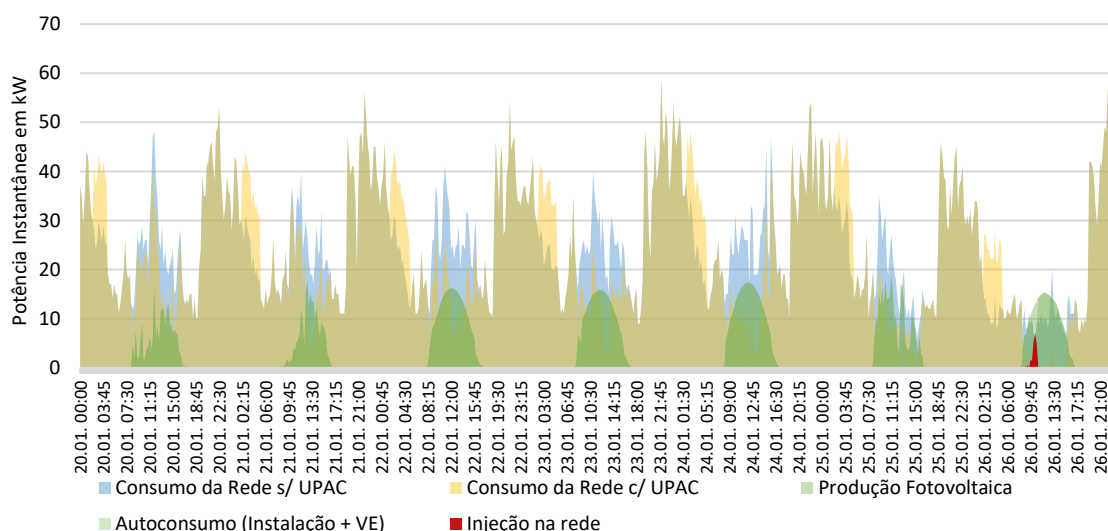


Figura 57 - Consumo e Produção de Eletricidade de 20 a 26 de janeiro 2020 – Hipótese 2.1

Como foi analisado nos gráficos de consumo e produção das estações do ano anteriores, a energia fotovoltaica foi, em grande parte, para consumo na Fábrica, sobrando uma reduzida quota do seu total para aproveitamento para o carregamento dos veículos.

Se esta situação foi verificada em meses em que as condições são favoráveis, era expectável que no mês de inverno em análise fossem apresentados dados de autoconsumo para o carregamento dos VE praticamente nulos. Desta forma, como é visível na Figura 57, a energia fotovoltaica produzida durante a semana típica analisada é, durante os dias úteis e de maior consumo da Fábrica, totalmente utilizada para cobrir os consumos da mesma. Os períodos em que ocorre injeção na rede são registados ao fim de semana, maioritariamente ao domingo.

De forma analisar o impacto que os veículos e a UPAC têm num dia ensolarado de inverno, analisou-se com detalhe o dia 24 de janeiro (Figura 58).

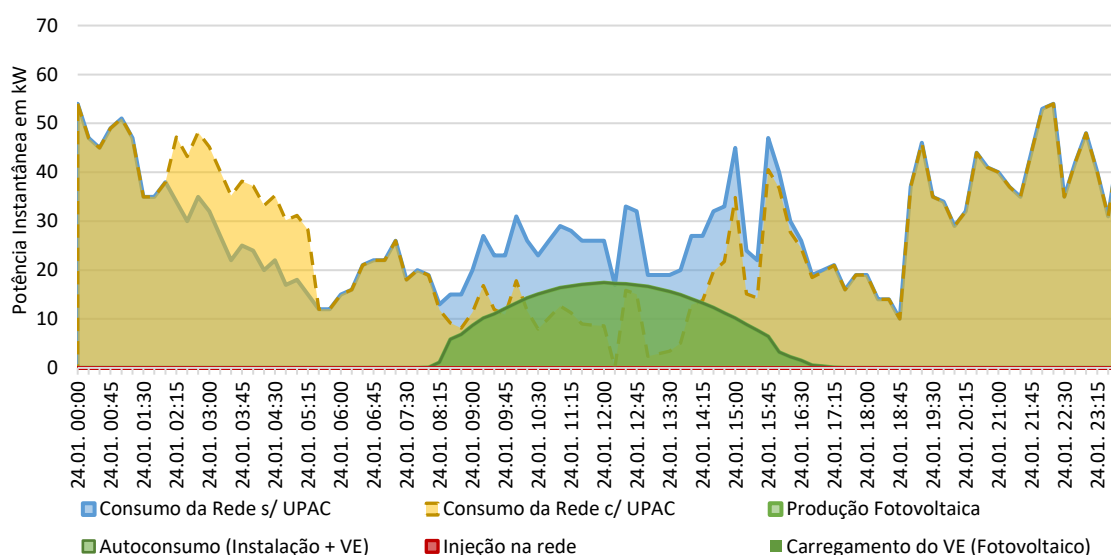


Figura 58 - Consumo e Produção de Eletricidade no dia 24 de janeiro 2020 – Hipótese 2.1

Como verificado, a energia produzida pela UPAC não é suficiente para cobrir o consumo da fábrica. Mesmo tratando-se de um dia em que as condições climáticas estão favoráveis, considerando ser um dia de inverno, o valor de pico de produção nesse dia não chega a ultrapassar a potência instantânea registada pela Fábrica durante o período de geração. Desta forma, não haverá excedente energético e os veículos, nos dias úteis durante maior parte desta estação do ano, terão de recorrer à RESP para efetuar os carregamentos na sua totalidade, salvo poucas exceções (Figura 59).

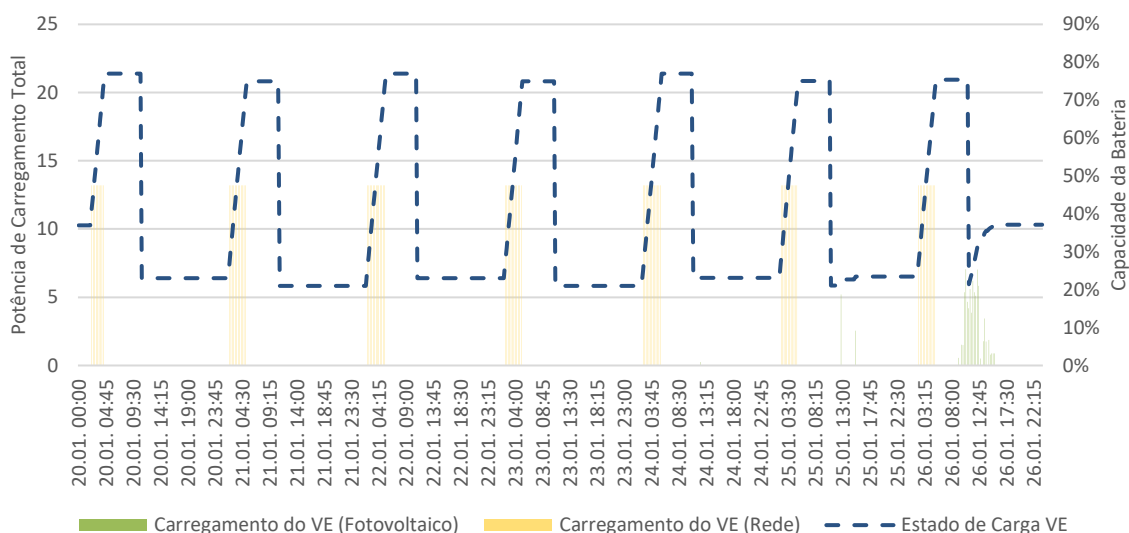


Figura 59 – Caracterização do Carregamento dos VE em janeiro – Hipótese 2.1

Como pode ser observado na Figura 59, as exceções registadas ocorrem ao domingo, sendo o sábado um dia de balanço próximo de zero. No entanto, dada a estação do ano em análise, as condições de irradiação não são as melhores e mesmo que os veículos aproveitem o máximo possível de energia excedente, as potências de carregamento conjuntas não ultrapassam os 7 kW, representando um aumento médio de cerca de 15% da capacidade da bateria.

Apresenta-se a Tabela 23, que regista os dados de consumo em horas de super vazio por serem o único horário que apresenta alterações no consumo, sendo os restantes iguais na Tabela 14, Tabela 15 e Tabela 16 da Hipótese 1.1.

Tabela 23 - Dados de Consumo em Horas de Super Vazio – Hipótese 2.1

Hora Legal	Horas de Super Vazio			
	Consumo da Rede Sem UPAC [kWh]	Consumo da Rede Com UPAC [kWh]	Diferença [kWh]	Diferença [%]
mai-19	2742	3859	+ 1117	+ 40,75%
jun-19	2806	3960	+ 1154	+ 41,13%
jul-19	3205	4405	+ 1200	+ 37,44%
ago-19	3247	4561	+ 1315	+ 40,49%
set-19	3010	4418	+ 1408	+ 46,79%
out-19	2999	4518	+ 1519	+ 50,67%
nov-19	2691	4347	+ 1656	+ 61,55%
dez-19	2892	4696	+ 1805	+ 62,42%
jan-20	2650	4277	+ 1628	+ 61,44%
fev-20	2533	4087	+ 1555	+ 61,40%
mar-20	2778	4108	+ 1330	+ 47,89%
abr-20	2347	3094	+ 747	+ 31,85%
<b>Total</b>	<b>33897</b>	<b>33897</b>	<b>+ 50332</b>	<b>+ 48,49%</b>

É visível que os consumos a partir da RESP nos meses de hora legal de inverno, em que a produção é menor, registam aumentos superiores a 47%, enquanto nos meses de hora legal de verão, como existe maior taxa de aproveitamento da produção fotovoltaica para carregamento dos veículos, os aumentos registados são mais reduzidos – inferiores a 47%.

Na Tabela 24 estão registados os valores energéticos anuais por período horário.

Tabela 24 - Balanço Energético da Caracterização do Consumo – Hipótese 2.1

	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Autoconsumo
Consumo s/ UPAC (kWh)	40414	85622	69087	33897	-
Consumo Total c/ UPAC (kWh)	29504	55861	66992	50332	46170
Consumo da Instalação c/ UPAC	29504	55861	66992	33897	43204
Consumo dos VE c/ UPAC	-	-	-	16435	2966
Variação (kWh)	- 10910	- 29761	- 2095	+ 16435	+ 46170
Variação (%)	- 27%	- 35%	- 3%	+ 48%	+ 100 %

Em termos relativos, como pode ser observado na Figura 60, através da ilustração gráfica dos dados presentes na Tabela 24, as horas de super vazio representavam 15% do consumo total antes da instalação da UPAC, após a instalação e adoção dos 2 VE, estas passam a representar 20% do consumo total, apresentando um aumento de 48% que reflete a energia utilizada para os carregamentos durante este período.

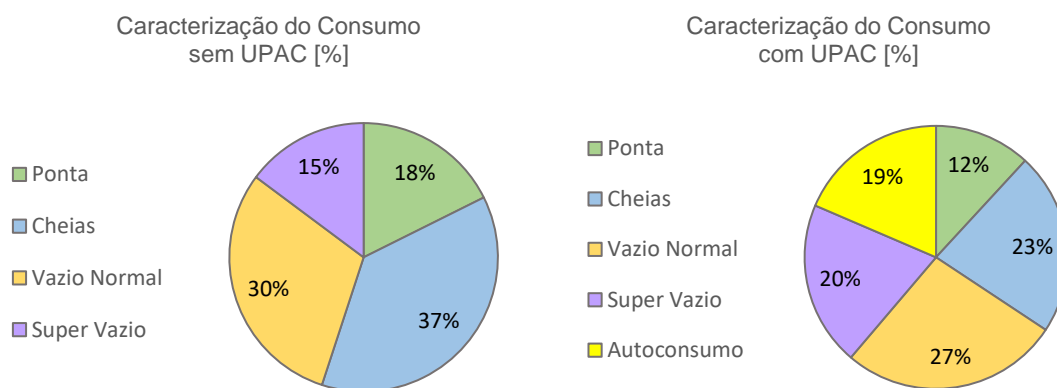


Figura 60 – Comparação das Parcelas de Consumo Anual por Horário – Hipótese 2.1, em %

Como verificado, na Figura 60, a parcela de autoconsumo mantém os 19%, apesar de apresentar um maior registo, porque o consumo em horas de super vazio também aumenta, influenciando todas as restantes parcelas.

## 4.5.2. Análise de Resultados – Cenário 2

O Cenário 2, ao apresentar um sistema de implementação de uma UPAC e adoção de dois veículos elétricos com unicamente carregamentos domésticos, desta forma o consumo de energia elétrica total anual regista um aumento.

As parcelas de autoconsumo aumentam consoante a potência, sendo que na Hipótese 2.1 se mantém nos 19%, mesmo havendo um aumento de autoconsumo em termos unitários, devido ao aumento de consumo em horas de super vazio e destes 19%, os veículos apenas aproveitam 4% para o seu carregamento.

Na Hipótese 2.2 – 40 kWp, apresentada no Apêndice C, a parcela para o autoconsumo sobre o consumo total da Fábrica representa 24%, pois existe um aumento no aproveitamento para o carregamento dos VE, sendo este de 12%, os quais seriam registados como excedente no Cenário anterior.

Na Hipótese 2.3 – 50 kWp, apresentada no Apêndice D, a parcela de autoconsumo representa 28% pois os VE começam a tirar um maior rendimento de cargas a partir da energia fotovoltaica representando 17% do autoconsumo total para esse efeito.

Na Hipótese 2.4 – 60 kWp, apresentada no Apêndice E, o autoconsumo representa 31% do consumo de energia elétrica total por parte da Fábrica, sendo que do autoconsumo total, 19% corresponde ao carregamento dos VE.

Neste cenário, regista-se uma redução no consumo de energia elétrica proveniente da rede nas horas de ponta entre 27% e 35%, e nas horas cheias entre 35% e 56%, sendo as maiores reduções registadas nas instalações de maior potência, mas também onde se registam maiores valores de injeção na rede (Tabela 25).

*Tabela 25 - Resumo de resultados obtidos no Cenário 2*

		Hipótese 2.1	Hipótese 2.2	Hipótese 2.3	Hipótese 2.4
<b>Parcela de Autoconsumo Total</b>		19%	24%	28%	31%
<b>Diferença de Consumo</b>	Horas de Ponta	- 27%	- 28%	- 30%	- 35%
	Horas Cheias	- 35%	- 43%	- 49%	- 56%
	Horas de Super Vazio	+ 48%	+ 33%	+ 22%	+ 15%
<b>Parcela de Carregamento dos VE</b>	RESP	85%	62%	41%	28%
	Autoconsumo	15%	38%	59%	72%

## 4.6. Cenário 3 – UPAC com Armazenamento e Adoção de 2 Veículos Elétricos

Para o presente cenário, foram selecionados intervalos de potência de instalação maiores, uma vez que, integrado um sistema de armazenamento estacionário, poderá ser armazenado o excedente para futura utilização o que, anteriormente, se tratava de energia a ser injetada na rede. Desta forma, foram estudadas e dimensionadas hipóteses para maior armazenamento e utilização desta mesma energia armazenada em períodos de horas de ponta e cheias maioritariamente. O dimensionamento das mesmas realiza-se de acordo com os valores médios diários da produção de energia elétrica excedente proveniente da UPAC com o consumo de energia elétrica proveniente da RESP.

Da mesma forma que no cenário anterior, a UPAC irá fornecer diretamente a sua energia para colmatar as necessidades de consumo da Fábrica sendo de seguida disponibilizada ao carregamento dos VE. Caso ainda exista energia sobranete após satisfeitas as duas cargas, a mesma é direcionada para o sistema de armazenamento estacionário constituído por um banco de baterias (Figura 61).

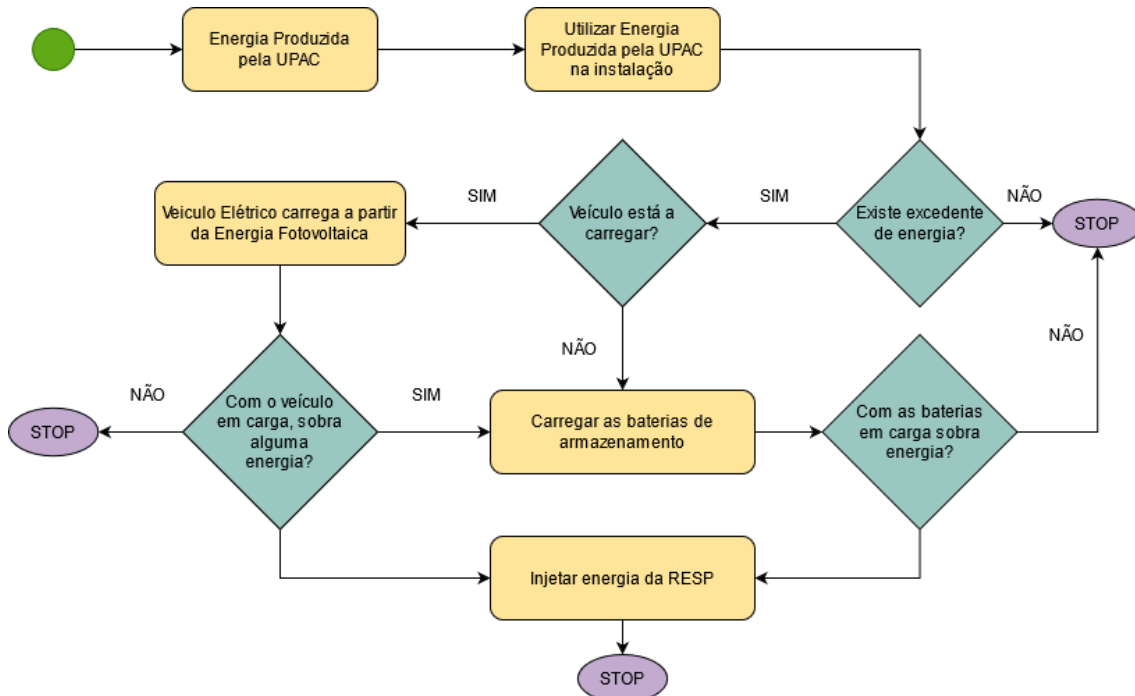


Figura 61 - Fluxo de Aproveitamento da Energia Fotovoltaica com VE e Armazenamento

O carregamento das baterias está limitado pela potência de carga do inversor podendo assim, em momentos de elevada produção fotovoltaica, existir injeção na rede.

### 4.6.1. Hipótese 3.3 – 50 kWp

Na terceira hipótese do presente cenário foi dimensionada uma instalação que, neste caso, estará sobredimensionada de acordo com os possíveis consumos adicionais, com vista ao estudo que o impacto teria no consumo e os benefícios económicos a médio e longo prazo. As características desta hipótese encontram-se na Tabela 26.

Tabela 26 - Características da Instalação – Hipótese 3.3

Características da Instalação		
<b>Potência Pico</b>	kWp	50,7
<b>Potência Nominal</b>	kW	36,4
<b>Número Módulos</b>	Un.	130
<b>Área Utilizada</b>	m <sup>2</sup>	204
<b>Inversor</b>	Un.	4 (Anexo VI)
<b>Veículo Elétrico</b>	Un.	2
<b>Carregador VE</b>	Un.	2
<b>Capacidade de Armazenamento</b>	kWh	52,5

Foram obtidos os seguintes resultados de simulação mensais para a instalação com esta potência, apresentados na Tabela 27.

Tabela 27 - Consumo e Produção de Energia – Hipótese 3.3

	Consumo da Rede s/ UPAC [kWh]	Consumo da Rede c/ UPAC [kWh]	Produção Fotovoltaica [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Utilização da Bateria [kWh]	Injeção na rede [kWh]
mai-19	17958	11210	9639	6945	1408	1118
jun-19	19435	11686	9911	8055	1276	409
jul-19	21039	12564	10487	9055	1034	228
ago-19	21733	14094	9446	8472	751	91
set-19	21058	15358	7279	6750	448	1
out-19	20519	16650	5446	5179	213	0
nov-19	17975	15652	3843	3686	126	0
dez-19	20021	18432	3128	3065	48	0
jan-20	18733	16509	3697	3598	136	0
fev-20	17691	14914	4196	4019	145	0
mar-20	17889	13245	6454	5654	588	101
abr-20	14966	9759	7999	5385	1409	1059
<b>Total</b>	<b>229017</b>	<b>170074</b>	<b>81524</b>	<b>69862</b>	<b>7579</b>	<b>3007</b>

A partir da Tabela 27 é possível verificar um aumento, à partida, no consumo proveniente do armazenamento estacionário comparando com o cenário anterior.

Como pode ser observado na Figura 62, onde é apresentado graficamente a cobertura do consumo por parte do comercializador de eletricidade, pelo gerador fotovoltaico e a partir das baterias de armazenamento estacionário, comparativamente à cobertura do consumo que o consumidor anteriormente.

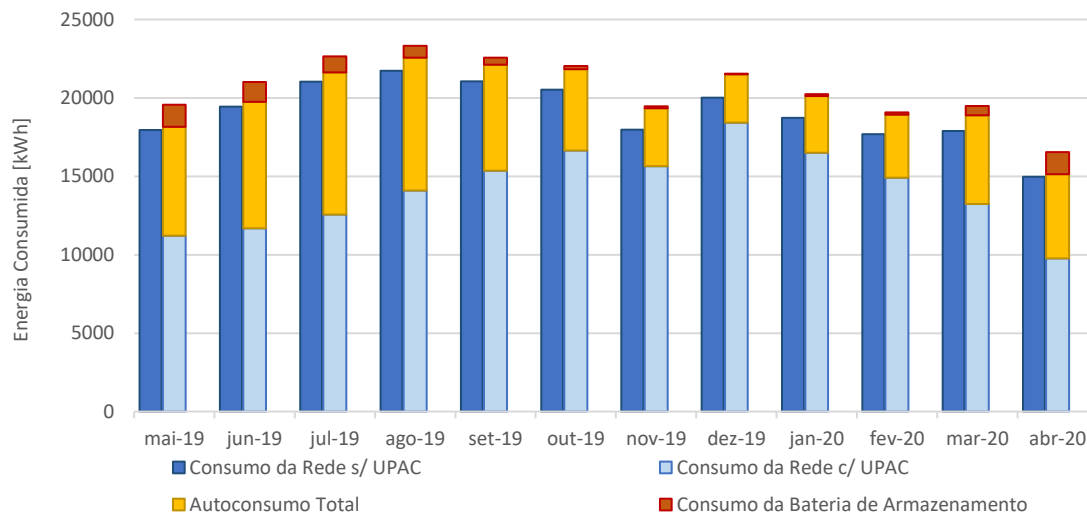


Figura 62 - Cobertura do Consumo – Hipótese 3.3

Como verificado, na Figura 62, o consumo proveniente da rede, após dimensionamento do sistema, representa cerca de 69% do consumo total da Fábrica anualmente, enquanto o autoconsumo total representa 28% e o consumo energético proveniente do sistema de armazenamento representa cerca de 3%. Reduzindo assim o consumo proveniente da rede em 31% anualmente. O consumo proveniente do sistema de armazenamento apresenta, nos meses de verão, valores favoráveis na ordem dos 6%. Em relação ao aproveitamento da produção fotovoltaica, este é apresentado na Figura 63.

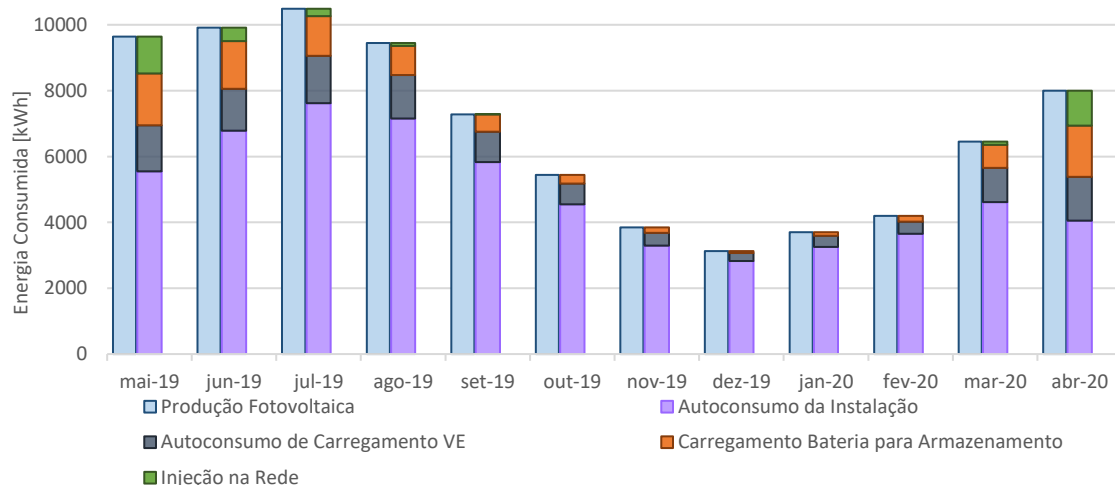


Figura 63 - Aproveitamento da Energia Fotovoltaica – Hipótese 3.3

De acordo com o gráfico observado na Figura 63, o autoconsumo destinado para satisfazer as necessidades da Fábrica representa 73% da produção fotovoltaica total anual. A energia produzida pela UPAC utilizada para o carregamento dos veículos elétricos corresponde a 13%, existindo um aumento de 2 pontos percentuais face à hipótese anterior. O carregamento das baterias de armazenamento correspondem a 11% do aproveitamento fotovoltaico total anual, enquanto a injeção continua a manter registos muito reduzidos, sendo os maiores registados nos meses com de produção fotovoltaica mais favorável – maio, junho e julho. Regista-se um aproveitamento total da energia fotovoltaica, por parte das três soluções de consumo e armazenamento, de agosto a fevereiro, não havendo registo de injeção na rede. Os valores de aproveitamento fotovoltaico para o carregamento do sistema de armazenamento estacionário registam-se num intervalo de valores entre 2%, em dezembro, e 16%, em maio, sendo que que maior parte dos meses apresenta parcelas superiores a 5% do aproveitamento da energia fotovoltaica para este fim.

Neste cenário foi realizada uma análise mais detalhada para o período primavera, de forma a verificar o impacto que o aumento de potência de ligação do gerador fotovoltaico, a adoção dos veículos elétricos e o sistema de armazenamento têm no consumo da Fábrica.

Numa análise primaveril, foi selecionado o mês de maio para análise por ser um mês em que a produção fotovoltaica já é bastante favorável e, dada a elevada potência de instalação, relacionando a adição das cargas e a implementação do sistema de armazenamento, tem-se como objetivo demonstrar o comportamento dos consumos disponibilizados e o efeito que cada variável tem no diagrama de carga (Figura 64).

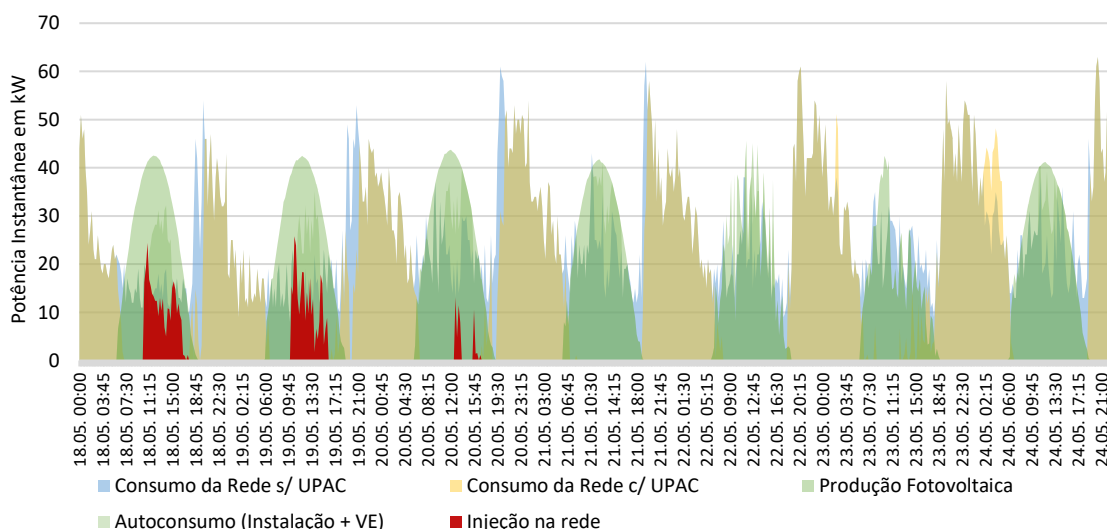


Figura 64 - Consumo e Produção de maio de 2019 – Hipótese 3.3

Na semana típica de maio, presente na Figura 64, é possível observar o aumento do consumo total da Fábrica em certos instantes de madrugada, devido à adição dos veículos elétricos, ao seu comportamento de carregamento e à sua impossibilidade de realização de um carregamento energeticamente suficiente, durante o período de geração, para a realização da rota diária no dia seguinte. No entanto, também é possível verificar a diminuição no consumo da rede em horários em que já não existe produção fotovoltaico, verificando-se então a ação do sistema de armazenamento.

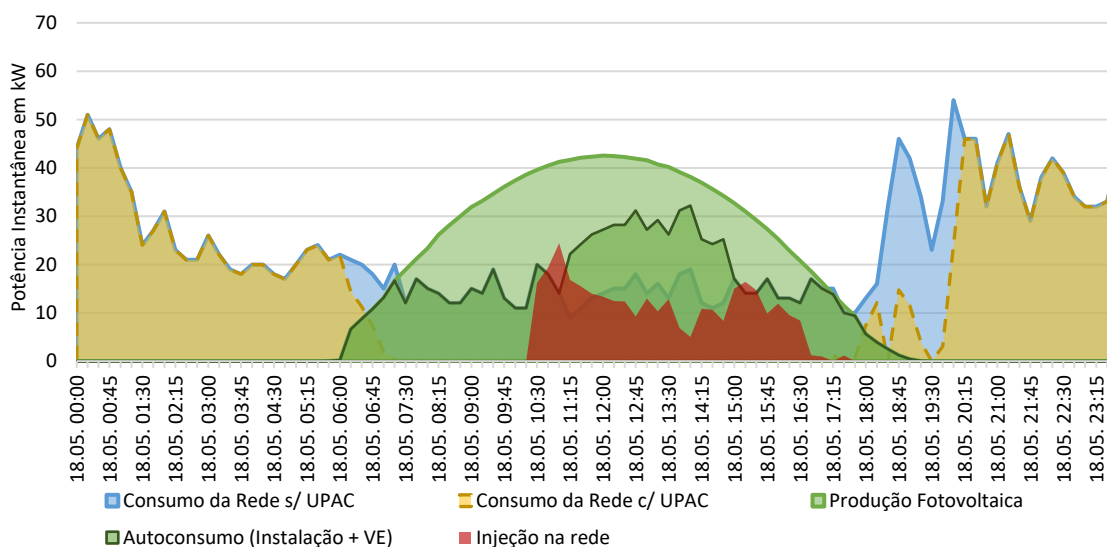


Figura 65 - Consumo e Produção no dia 18 de maio de 2019 – Hipótese 3.3

Como pode ser observado, na Figura 65, de forma mais detalhada, o aproveitamento da energia fotovoltaica para o carregamento do sistema de armazenamento é muito favorável nos dias similares ao apresentado, isto porque, a produção fotovoltaica excede, durante cerca de 80% da sua duração, a potência necessária para colmatar as necessidades energéticas da Fábrica, havendo disponibilidade para carregamento do sistema de armazenamento na sua potência máxima e carregamento dos VE. É possível verificar que, logo que potência disponibilizada pelo gerador fotovoltaico seja inferior à potência necessária pela Fábrica, o sistema de armazenamento é ativo e disponibiliza a sua energia até atingir os 20% mínimos estipulados. Mesmo possuindo energia suficiente para colmatar a energia necessária para a Fábrica, o sistema de armazenamento está limitado pelos inversores na potência que pode ser debitada, sendo necessário cobrir a restante potência através do consumo da rede.

Como descrito na fase introdutória do presente cenário, o sistema de armazenamento está presente no dimensionamento de modo a tirar o máximo proveito da energia de excedente, de forma a evitar elevadas registos de energia de excedente. Desta forma e como explícito anteriormente, este sistema apenas carrega aquando da existência de

energias de excedente após a verificação da cobertura total dos consumos da Fábrica e do carregamento dos VE. Como pode ser observado, na Figura 66, o ciclo de cargas e a caracterização do carregamento do sistema de armazenamento durante a semana em análise do mês de maio.

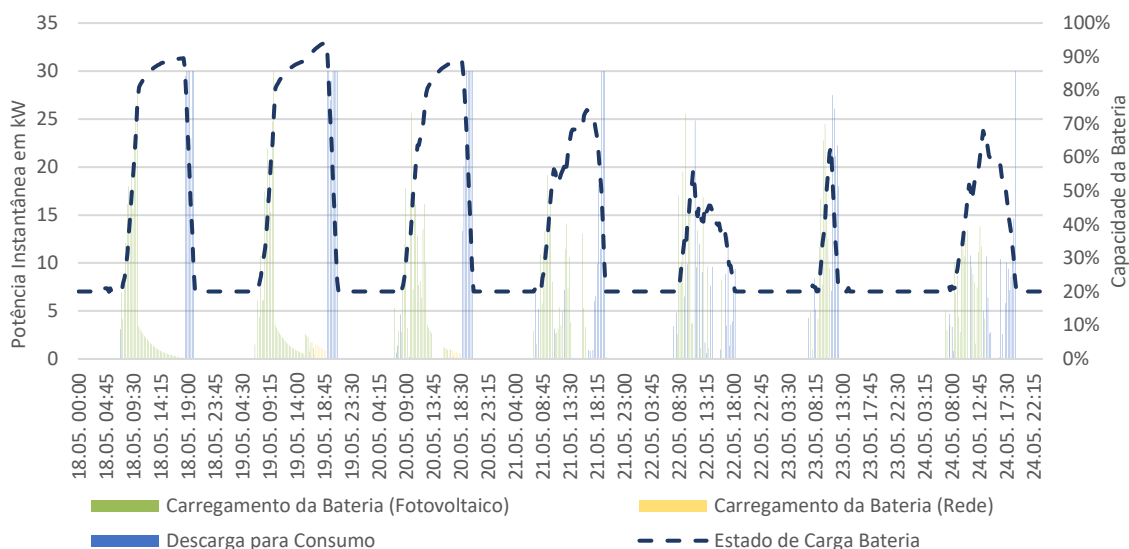


Figura 66 – Caracterização do Carregamento e Utilização das Baterias e Ciclo de Carga – Hipótese 3.3

Após análise da Figura 66 é possível verificar o tempo de duração de carga do sistema de armazenamento necessário para atingir o máximo de 90%, assim como o seu tempo de utilização debitando a sua potência máxima. No dia 18 e 19 de maio de maio, é possível concluir que, dada a elevada produção fotovoltaica e o reduzido consumo da Fábrica, é possível carregar as baterias e só após terminar o horário de produção fotovoltaica utilizar esta energia armazenada. No entanto, nos restantes dias da semana em análise, o carregamento e utilização do sistema de armazenamento não é linear, sendo este mais irregular e incerto, dado o aumento de consumo por parte da Fábrica e da existência de condições climáticas possivelmente não favoráveis. Desta forma, verifica-se uma alternância entre o carregamento e a utilização, destacando o dia 22 de maio, em que nos primeiros instantes de produção fotovoltaica as baterias estão a carregar, os quais são seguidos por instantes de utilização da energia do sistema de armazenamento, repetindo-se o acontecimento e verificando-se assim a incerteza de produção fotovoltaica no dia sendo necessário recorrer ao sistema de armazenamento num horário em que este deveria estar, hipoteticamente, preparado para receber carga.

Em termos analíticos, foram registados os valores energéticos anuais por período, verificados na Tabela 28, caracterizando assim o consumo da Fábrica e das cargas por período sendo possível retirar conclusões através da variação dos mesmos.

Tabela 28 - Balanço Energético do Consumo da Fábrica – Hipótese 3.3

	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Autoconsumo Direto	Utilização da Bateria
Consumo s/ UPAC (kWh)	40414	85622	69087	33897	-	-
Consumo Total c/ UPAC (kWh)	25420	38702	65768	39313	69862	7579
Consumo da Instalação c/ UPAC	25420	38702	65768	31692	69862	7579
Consumo dos VE c/ UPAC	-	-	-	7621	0	-
Varição (kWh)	- 14994	- 46919	- 3319	+ 5416	-	-
Varição (%)	- 37%	- 55%	- 5%	+ 16%	-	-

De acordo com os dados observados, na Tabela 28, é possível verificar uma diminuição no consumo nas horas cheias de 55%, inferior à metade registada antes do dimensionamento. Esta variação traduz-se numa redução de 21 pontos percentuais na representação da parcela cheias no consumo total passando agora a representar 16% do mesmo. A redução de 37% nas horas de ponta apresenta-se também sob a diminuição de 8 pontos percentuais, representando agora 10% do consumo total. É possível verificar que o autoconsumo, para a Fábrica e para o carregamento dos VE, representaria 28% do consumo total (Figura 67).

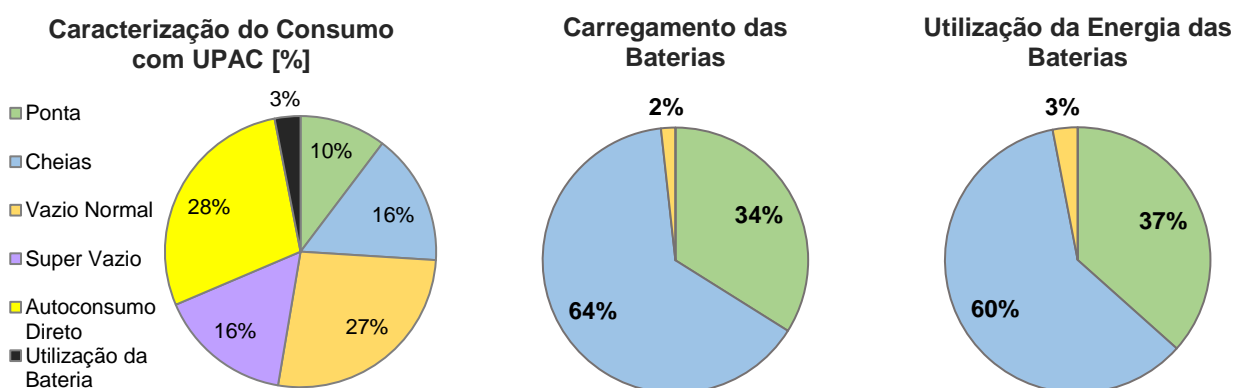


Figura 67 - Consumo Anual e Caracterização Armazenamento por Horário – Hipótese 3.3

Regista-se também um aumento na utilização do sistema de armazenamento para satisfazer parcialmente os consumos da Fábrica, representando 3%, o qual é utilizado na sua maioria, em 60%, no período de horas cheias, em 37% da sua utilização nas horas de ponta e 3% em horário de vazio normal. Sendo o seu carregamento dominado, novamente, pelas horas cheias, 64%.

## 4.6.2. Análise de Resultados – Cenário 3

No Cenário 3, o sistema implementado contempla a adoção de dois VE e uma UPAC com diversas potências e capacidades de armazenamento dimensionadas consoante os registos de injeção na rede verificados no Cenário 2. Os resultados do cenário são apresentados na Tabela 29.

Na Hipótese 3.1, apresentada no Apêndice F, a parcela de autoconsumo a partir da energia armazenada no sistema de armazenamento regista um valor de 0,4%, registando-se uma diminuição de 36% no consumo de horas cheias, apenas mais 1 pp do que nos cenários anteriores. Como já eram verificados registos de injeção na rede mínimos no cenário anterior é normal a reduzida utilização do sistema de armazenamento para esta potência.

Na Hipótese 3.2, apresentada no Apêndice G, o autoconsumo proveniente das baterias de armazenamento corresponde a 1,2% do consumo total da Fábrica permitindo uma redução de 31% nas horas de ponta, mais 3 pp que na hipótese do cenário anterior para a mesma potência, e 45% nas horas cheias, mais 2 pp.

Na Hipótese 3.3 o sistema de armazenamento contribui em 3% para colmatar o consumo elétrico anual da Fábrica o que se traduz numa redução de 37% nas horas de ponta, mais 7 pp que na hipótese do cenário anterior para a mesma potência, e de 55% nas horas cheias, mais 6 pp.

Na Hipótese 3.4, apresentada no Apêndice H, a parcela de autoconsumo a partir da energia armazenada no sistema de armazenamento regista um valor de 6%, registando-se uma diminuição de 45% no consumo de horas de ponta, mais 10 pp que na hipótese do cenário anterior para a mesma potência, e de 61% nas horas cheias, mais 5 pp.

*Tabela 29 - Resumo de resultados obtidos no Cenário 3*

		Hipótese 3.1	Hipótese 3.2	Hipótese 3.3	Hipótese 3.4
<b>Parcela de Autoconsumo</b>		19%	24%	28%	31%
<b>Parcela de Energia Consumida a partir do Sistema de Armazenamento</b>		0,4%	1,2%	3%	6%
<b>Diferença de Consumo</b>	Horas de Ponta	- 26%	- 31%	- 37%	- 45%
	Horas Cheias	- 36%	- 45%	- 55%	- 61%
	Horas de Vazio Normal	- 3%	- 4%	- 5%	- 6%
	Horas de Super Vazio	+ 49%	+ 25%	+ 16%	+ 16%

## 4.7. Cenário 4 – Autoconsumo Coletivo

Como explícito na secção 3.2.6, o Autoconsumo Coletivo, ainda que em fase de crescimento e de legislação reguladora do mesmo em desenvolvimento, poderá ser a opção mais viável devido ao elevado preço das tecnologias de armazenamento estacionário. Desta forma, hipoteticamente, seria criado um autoconsumo coletivo com a fábrica Pão de Mel e três estabelecimentos de restauração e pastelaria (DM – Docinho de Mel). A fábrica e os estabelecimentos são do mesmo proprietário facilitando assim quaisquer acordos e definições de prioridades entre a partilha da energia produzida pela UPAC.

Desta forma, os estabelecimentos constituintes do Autoconsumo Coletivo serão denominados por Fábrica, DM1, DM2 e DM3. Sendo que, todos os dados e estudos do subcapítulo 4.1 são referentes ao estudo na Fábrica podendo ser transpostos para o presente cenário. De forma a dimensionar a instalação procedeu-se à análise individual e coletiva dos consumos de forma que se obtenha o maior aproveitamento possível da UPAC. É possível observar, na Figura 68, que no mês de abril, à semelhança da análise realizada para a fábrica, os estabelecimentos apresentam consumos bastante atípicos provocados pelo início da pandemia de COVID-19.

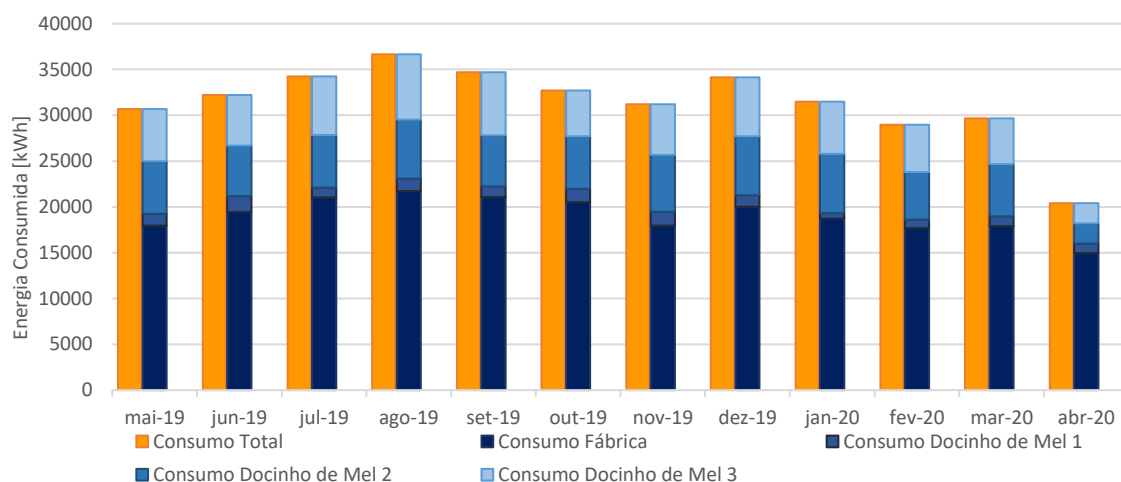


Figura 68 - Consumo Energético Mensal dos Estabelecimentos

Verifica-se pela análise da Figura 68 que a fábrica representa 60% do consumo total, a DM1 representa 4% e a DM2, à semelhança da DM3, representam cada uma 18% do consumo energético total. Como descrito anteriormente, a fábrica possui uma tarifa de acesso em BTE com o ciclo horário diário. Os restantes estabelecimentos possuem uma Tarifa de acesso em BTN, sendo que o DM1 possui um contrato com tarifa simples,

sendo-lhe concedido apenas acesso a energia ativa sob a forma de horas simples. O DM2 e o DM3 possuem, contratualmente, o ciclo diário com a opção tri-horária.

Desta forma, foi estabelecida uma ordem de prioridade para acesso à energia produzida pela UPAC. Sendo que a fábrica será o local de instalação e produção de energia por parte da UPAC, optou-se por considerá-la como o consumidor primordial e prioritário da energia disponibilizada pela UPAC. Como o DM1 apenas possui energia ativa em horário simples, a qual é mais cara do que em horário cheias que cobre maior parte do período de produção fotovoltaica, foi-lhe atribuído a prioridade seguinte (Tabela 30).

Tabela 30 - Horários para Ciclo Diário em BTN por Período de hora legal

Ciclo Diário para BTN em Portugal Continental (28 de março a 31 de outubro)			
Período de hora legal de Inverno		Período de Hora Legal de Verão	
Ponta	08.30/10.30h 18.00/20.30h	Ponta	10.30/13.00h 19.30/21.00h
Cheias	08.00/08.30h 10.30/18.00h 20.30/22.00h	Cheias	08.00/10.30h 13.00/19.30h 21.00/22.00h
Vazio Normal	22.00/08.00h	Vazio Normal	22.00/08.00h

Seguindo-se pelo DM2 e DM3 que, por possuírem condições contratuais iguais e consumos bastantes semelhantes, torna-se insignificativo qual ocupa o penúltimo e último lugar da cadeia pois a poupança será praticamente igual nos diferentes casos.

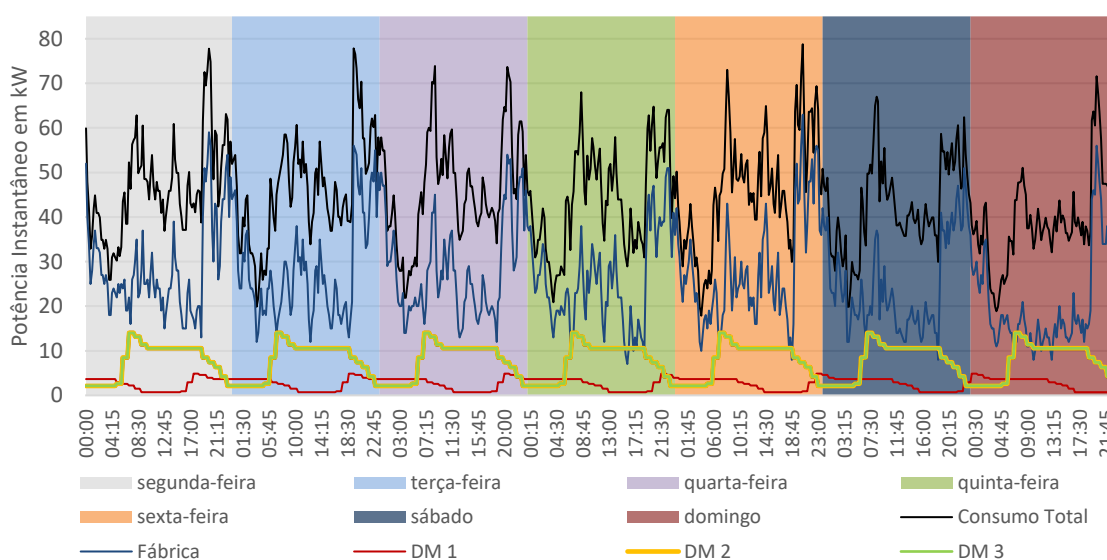


Figura 69 - Diagrama de Carga Total e Individual dos Estabelecimentos - semana de junho 2019

Durante o período de geração foram registados valores de potência entre os intervalos de 40 kW e 60 kW (Figura 69). Desta forma, foram dimensionados UPAC para 40 kWp (Apêndice I), 50 kWp (Apêndice J), 60 kWp e 70 kWp (Apêndice K).

### 4.7.1. Hipótese 4.3 – 60 kWp

A presente hipótese possui, parcialmente, as características referentes ao sistema fotovoltaico descritas na tabela do Apêndice E 1 da hipótese 2.4 (mesma potência de pico). Atendendo aos consumos em causa e a ordem de prioridades para consumo da energia gerada pela UPAC foram obtidos os resultados apresentados na Figura 70.

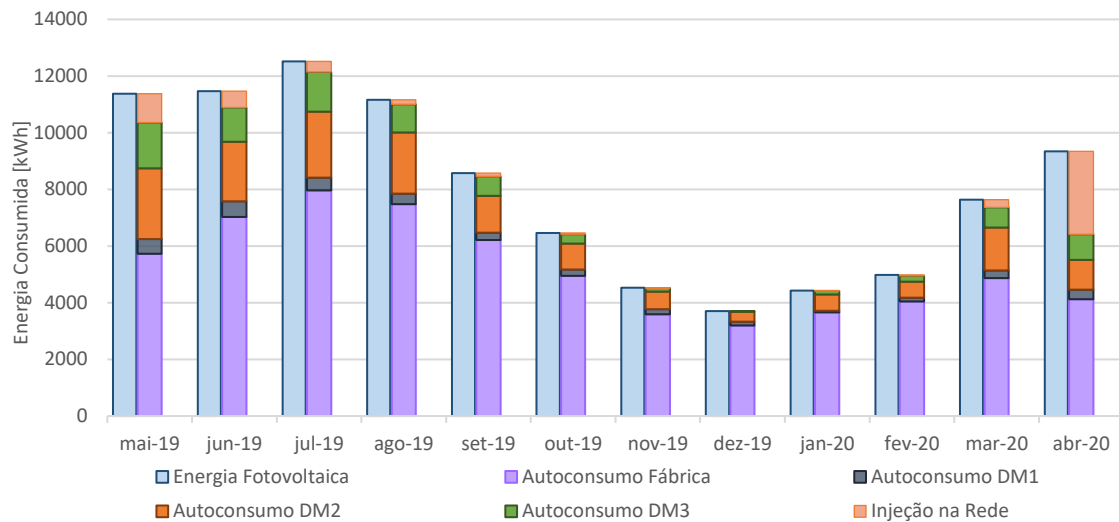


Figura 70 - Aproveitamento da Energia Produzida Mensalmente – Hipótese 4.3

Na presente hipótese, os estabelecimentos DM1, DM2 e DM3, em média, têm acesso a cerca de 37% da energia de excedente durante o período de verão e a cerca de 20% ou inferior durante o inverno.

No período de verão, no mês de junho, o autoconsumo da Fábrica corresponde a 61,2% do aproveitamento da energia produzida pela UPAC. O estabelecimento DM1 consome 4,8%, o DM2 consome e o estabelecimento DM3 consome 10,6%, registando-se assim 5% da energia fotovoltaica produzida como injeção na rede.

No mês de dezembro, o autoconsumo da Fábrica reflete 86,2% do aproveitamento fotovoltaico total, o estabelecimento DM1 consome 3,7%, o estabelecimento DM2 consegue beneficiar 9,4% desta e, o estabelecimento DM3, regista um valor simbólico de 0,6% de autoconsumo, não existindo qualquer registo de excedente a injetar na rede.

A injeção na rede registada para a presente hipótese continua a apresentar-se como aproximadamente nula nos meses de inverno, apenas se registando injeção zero no mês de dezembro. No entanto, nos meses de verão, já se começa a registar valores superiores a 3%. Numa análise anual, é apresentado o aproveitamento fotovoltaico sob a forma relativa graficamente na Figura 71.

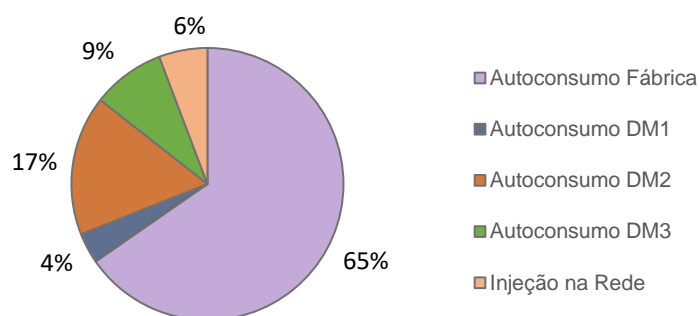


Figura 71 - Aproveitamento Anual da Energia Fotovoltaica em termos relativos – Hipótese 4.3

Como observado na Figura 71, conclui-se então que da produção fotovoltaica anual, 65% é consumida pela Fábrica, 4% pela DM1, 17% pela DM2, 9% pela DM3 e 6% de injeção na rede.

Apresenta-se, na Tabela 31, a caracterização do consumo, por horário, para cada estabelecimento após o dimensionamento dado por “Consumo da Rede” e “Autoconsumo”, sendo que o consumo anterior à instalação da UPAC é dado pelo “Consumo Total”.

Tabela 31 - Análise da Caracterização do Consumo Horária Analítica – Hipótese 4.3

		Fábrica	DM 1	DM 2	DM 3
PONTA	Consumo Total [kWh]	40414	-	15115	14978
	Consumo da Rede [kWh]	26916	-	10323	11677
	Autoconsumo [kWh]	13498	-	4792	3301
CHEIAS	Consumo Total [kWh]	85620	-	36477	36451
	Consumo da Rede [kWh]	43433	-	25430	31444
	Autoconsumo [kWh]	42187	-	11047	5007
VAZIO NORMAL	Consumo Total [kWh]	69087	-	15286	15238
	Consumo da Rede [kWh]	66037	-	15137	15232
	Autoconsumo [kWh]	3050	-	149	5
SUPER VAZIO	Consumo Total [kWh]	33897	-	-	-
	Consumo da Rede [kWh]	33896	-	-	-
	Autoconsumo [kWh]	1	-	-	-
SIMPLES	Consumo Total [kWh]	-	14540	-	-
	Consumo da Rede [kWh]	-	11617	-	-
	Autoconsumo [kWh]	-	2923	-	-

Em análise à Tabela 31, é possível verificar uma diferença de consumo, principalmente, nas horas de ponta e cheias para a Fábrica, DM2 e DM3, e ainda no DM1 no seu horário simples.

Os consumos relativos de cada estabelecimento anteriores e posteriores à instalação da UPAC são apresentados na Figura 72.

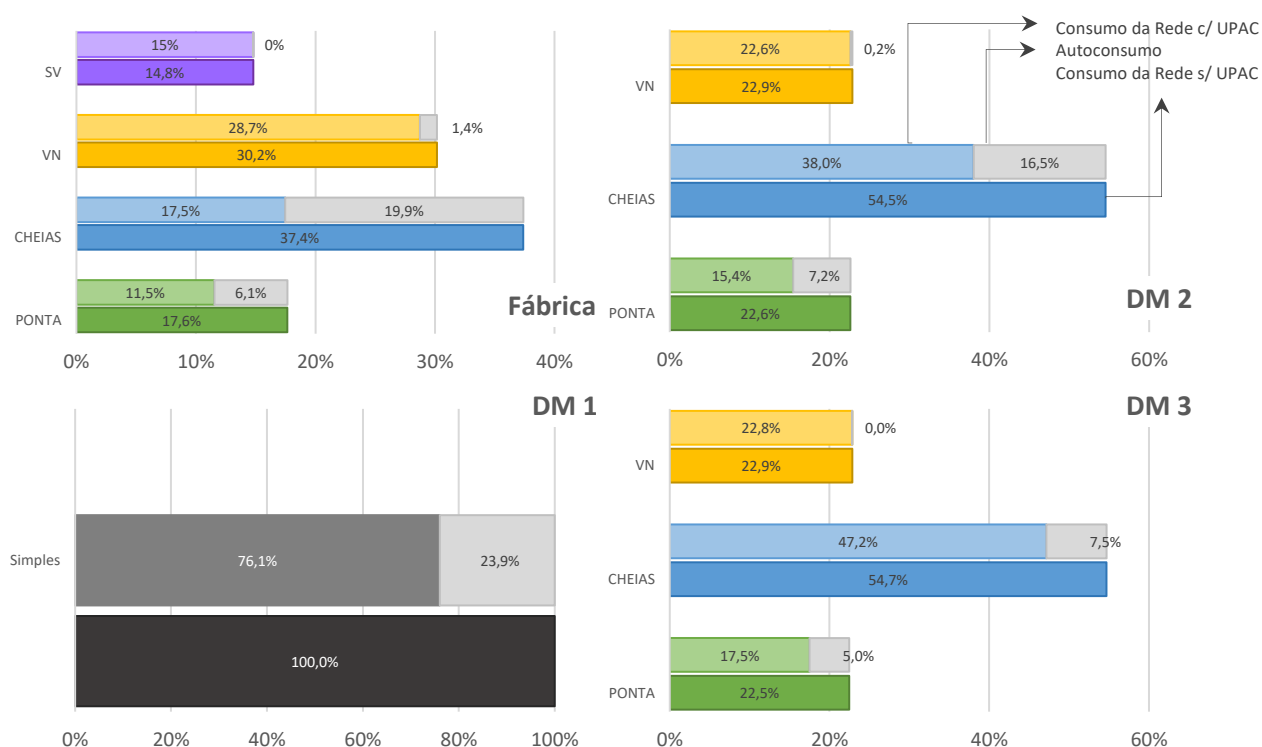


Figura 72 - Comparação Relativa dos Consumos antes e após a instalação da UPAC, dos Estabelecimentos por Horário – Hipótese 4.3

Como observado, na Figura 72, o consumo do estabelecimento DM1 proveniente da rede passa a representar cerca de 76% do seu consumo total, menos 4% do que na hipótese de potência inferior. No entanto e dada a distância física que este estabelecimento tem da fábrica, terá de assumir os encargos relativos ao transporte da energia proveniente da UPAC.

No estabelecimento DM2, o impacto energético da UPAC verificado no consumo da rede do DM2 nos períodos de horas cheias é mais perceptível, sendo que o consumo da rede corresponde cerca de 38% seu consumo total, uma redução de 4 pontos percentuais face à hipótese anterior. Em relação às horas de ponta, após a instalação da UPAC, o consumo da rede é de cerca de 15%, ou seja, cerca de um terço do consumo neste horário é coberto pelo autoconsumo. À semelhança do DM1, o estabelecimento DM2 está sujeito ao pagamento de tarifas de acesso à rede, associadas ao horário de consumo, acordadas entre a EGAC e o operador de rede.

O estabelecimento DM3 apresenta reduções significativas com parcelas de autoconsumo de 7,5% e 5% nas horas cheias e horas de ponta, respetivamente.

## 4.7.2. Simulação em Condições Típicas

Como mencionado anteriormente, os dados disponibilizados e utilizados para a realização do presente estudo compreendem um mês atípico – o mês de abril de 2020 – devido à pandemia de COVID-19, que se traduziu num mês de consumos mais reduzidos na sequência do encerramento dos estabelecimentos e consequentemente quebra de produção e consumo de bens. Sob o ponto de vista do interesse para o consumidor, este fato não inviabiliza, os resultados obtidos nas hipóteses apresentadas, isto porque os menores consumos verificados em abril de 2020 prejudicam a rentabilização da UPAC e o rendimento da mesma. Naturalmente, se um sistema for considerado viável dentro das condições atípicas desfavoráveis, então, este mesmo sistema apresentará resultados mais interessantes para o consumidor. Isto porque existirão menores registos de excedente nas instalações de maior potência e um maior aproveitamento para autoconsumo da energia fotovoltaica de uma forma global.

Como tal, e de forma a sustentar estas afirmações, foi realizado um ensaio em que, na ausência de registos do mês de abril de 2019 na Fábrica, os consumos no mês de abril de 2020 foram considerados iguais aos consumos do mês de março de 2020. Para os restantes estabelecimentos DM1, DM2 e DM3, foram replicados os consumos do mês de abril de 2019. Os resultados obtidos para o consumo de energia elétrica anual são então apresentados na Figura 73.

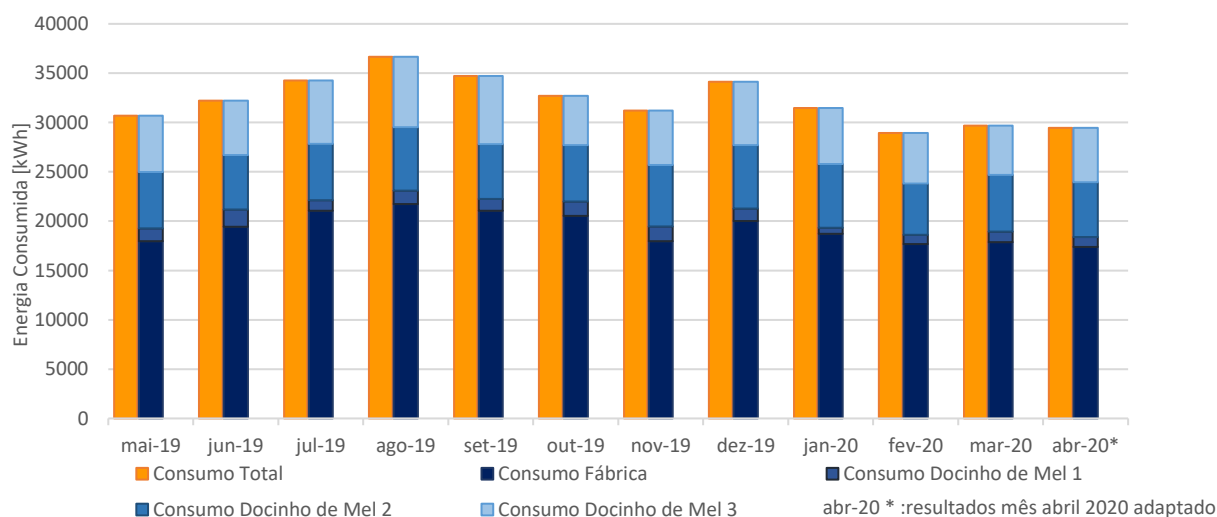


Figura 73 - Consumo Energético Mensal dos Estabelecimentos em Condições Típicas

Com os dados de consumo resultantes foi realizada uma simulação para o mês de abril para a potência dimensionada na hipótese 4.3 – 60 kWp (Figura 74). Esperam-se

resultados mais favoráveis no aproveitamento fotovoltaico, para todos os estabelecimentos, tanto para o mês de abril como para uma análise anual.

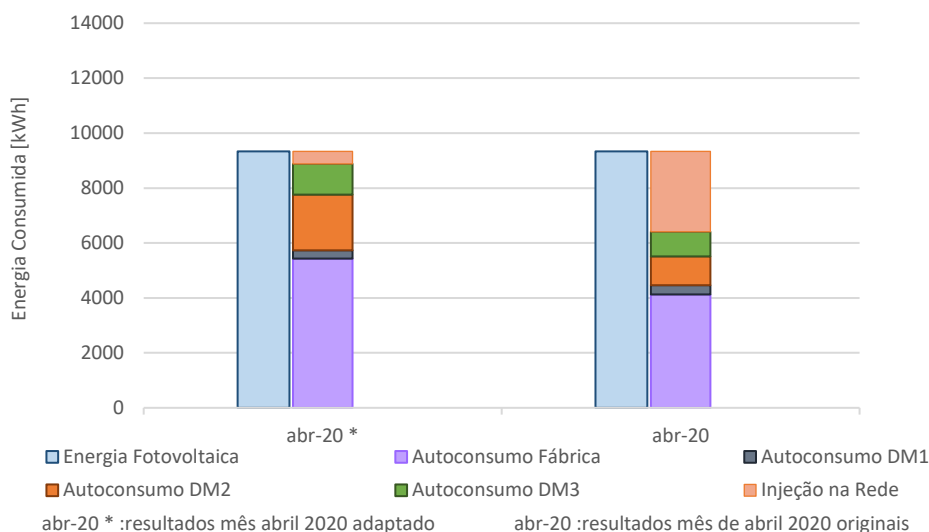


Figura 74 - Aproveitamento da Energia Produzida Mensalmente – Condições Típicas

Na Figura 74, é apresentada uma análise comparativa do aproveitamento da energia fotovoltaica produzida em todos os estabelecimentos para as situações simuladas. Destaca-se a menor quantidade de energia injetada na rede verificada para o caso “abr-20\*”, refletindo-se num maior aproveitamento da energia produzida pela UPAC para autoconsumo. No que diz respeito ao autoconsumo, a Fábrica, que, com os consumos atípicos, representava 44% do aproveitamento da energia fotovoltaica produzida no mês de abril, passaria a representar cerca de 58% com consumos típicos. O estabelecimento DM1 que, anteriormente registava 4%, representaria 3% do aproveitamento total. Analogamente, o estabelecimento DM2, que consumia 11% da energia produzida pela UPAC neste mês, consumiria o dobro, ou seja, 22%, com consumos típicos. O DM3, que representava 10%, representaria 12%. No que diz respeito à de injeção na rede, na análise com consumos atípicos, esta representava 31% da produção fotovoltaica mensal em abril, o que, com consumos considerados típicos, representaria 5%.

Desta forma, com consumos considerados típicos, verifica-se um maior aproveitamento da energia fotovoltaica produzida para autoconsumo. Destaca-se as melhorias do aproveitamento na Fábrica e no DM2, com aumentos de 14 e 11 pontos percentuais respetivamente.

Em termos anuais, a consistência do registo dos consumos adaptados e a melhoria no aproveitamento na energia fotovoltaica produzida no mês de abril, para autoconsumo, teve impacto positivo como pode ser verificado na Figura 75.

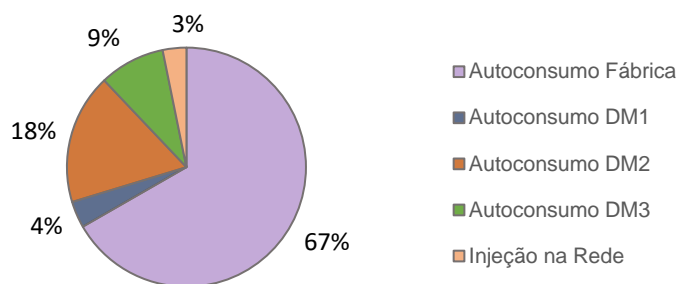


Figura 75 - Aproveitamento Anual da Energia Fotovoltaica em termos relativos – Condições Típicas

Como verificado, na Figura 75, com os consumos considerados típicos, o autoconsumo representou 97% da energia fotovoltaica produzida. Assim, registou-se um aumento de 2 pp face à hipótese 4.3 no autoconsumo da Fábrica, um aumento de 1 pp no autoconsumo do DM2 e ainda uma diminuição de 3 pp na injeção de energia da rede, passando esta a registar metade do valor registado com as condições atípicas, 3%. Na Tabela 32 são apresentadas, em termos relativos, as parcelas correspondentes ao consumo de energia por período horário, nas diferentes instalações.

Tabela 32 - Análise da Caracterização do Consumo Horária Relativa – Condições consideradas típicas

		Fábrica	DM 1	DM 2	DM 3
<b>PONTA</b>	Consumo Total [kWh]	18%	-	23%	22%
	Consumo da Rede [kWh]	12%	-	15%	17%
	Autoconsumo [kWh]	6%	-	7%	5%
<b>CHEIAS</b>	Consumo Total [kWh]	37%	-	55%	55%
	Consumo da Rede [kWh]	17%	-	38%	48%
	Autoconsumo [kWh]	20%	-	17%	7%
<b>VAZIO NORMAL</b>	Consumo Total [kWh]	30%	-	23%	23%
	Consumo da Rede [kWh]	29%	-	23%	23%
	Autoconsumo [kWh]	1%	-	0%	0%
<b>SUPER VAZIO</b>	Consumo Total [kWh]	15%	-	-	-
	Consumo da Rede [kWh]	15%	-	-	-
	Autoconsumo [kWh]	0%	-	-	-
<b>SIMPLES</b>	Consumo Total [kWh]	-	100%	-	-
	Consumo da Rede [kWh]	-	76%	-	-
	Autoconsumo [kWh]	-	24%	-	-

Comparando os valores da tabela acima com os valores da Figura 72 relativos à simulação com dados reais e atípicos de abril de 2020, verifica-se que as diferenças são inferiores a 1%. Assim, numa análise anual, apesar de se considerar haver mais rigor na adoção de valores considerados típicos, o facto de o confinamento ter ocorrido apenas durante um mês, pode considerar-se que a sua influência não é significativa para a análise da importância relativa do autoconsumo.

### 4.7.3. Análise de Resultados – Cenário 4

Após a realização do dimensionamento das diferentes hipóteses de todos os cenários presentes foi possível verificar o impacto que a adoção de cada sistema, das suas diferentes potências, tecnologias, capacidade de armazenamento e métodos de funcionamento dos mesmos tiveram nos consumos de energia elétrica ao longo de um ano. No Cenário 4, por se tratar de um processo de autoconsumo coletivo, verificaram-se registos de aproveitamento fotovoltaico mais favoráveis comparativamente ao Cenário 1, isto porque existe uma maior taxa de utilização da energia fotovoltaica produzida para consumo próprio dentro dos estabelecimentos constituintes do autoconsumo coletivo. Desta forma, na Hipótese 4.1 o autoconsumo total de todos os estabelecimentos corresponde a 99% da produção fotovoltaica total, 97% na Hipótese 4.2 (mais 15 pp face ao Hipótese 1.2), 94% na Hipótese 4.3 (mais 21 pp face ao Hipótese 1.3), e 90% na Hipótese 4.4. Numa visão comparativa, a adoção desta modalidade permite aos utilizadores de tirarem mais rendimento da UPAC dado que é mais favorável a utilização da energia produzida para consumo próprio do que para injeção na rede.

Tabela 33 - Resumo de resultados obtidos no Cenário 4

		Hipótese 4.1	Hipótese 4.2	Hipótese 4.3	Hipótese 4.4	Condições Típicas	
<b>Parcela de Autoconsumo</b>	Fábrica	23%	26%	28%	29%	28%	
	DM1	14%	20%	24%	25%	24%	
	DM2	10%	18%	24%	27%	24%	
	DM3	2%	7%	12%	17%	12%	
<b>Diferença de Consumo</b>	Fábrica	Horas de Ponta	- 28%	- 30%	- 35%	-36%	- 36%
		Horas cheias	- 43%	- 49%	- 56%	- 56%	- 56%
		Horas de Vazio Normal	- 4%	- 4%	- 5%	- 5 %	- 5%
		Horas de Super Vazio	-	-	-	-	-
	DM1	Simplex	- 14%	- 20%	- 24%	- 25%	- 24%
	DM2	Horas de Ponta	- 17%	- 26%	- 32%	- 35%	- 33%
		Horas cheias	- 11%	- 22%	- 30%	- 35%	- 31%
		Horas de Vazio	-	-	- 1%	- 1%	- 1%
	DM3	Horas de Ponta	- 5%	- 14%	- 22%	- 29%	- 23%
		Horas cheias	- 2%	- 7%	- 14%	- 20%	- 14%
		Horas de Vazio	-	-	-	-	-

Desta forma, de acordo com os resultados obtidos, é possível reduzir o consumo nas horas de ponta e cheias em todos os estabelecimentos, com exceção do DM1, permitindo uma redução significativa na faturação.

# Capítulo 5

## 5. UPAC e Adoção de VE - Estudo de Viabilidade Económica

Após o dimensionamento e a apresentação, no Capítulo 4, dos resultados energéticos dos vários cenários abordados, é importante a realização do estudo de viabilidade económica de modo a determinar os vários indicadores financeiros que poderão auxiliar na tomada de uma decisão de investimento.

### 5.1. Análise de Faturação Energética

Com vista à realização de uma análise financeira, foram analisados todos os dados obtidos para verificar a rentabilidade da instalação da UPAC e os impactos esperados na faturação da energia. Para efeitos de demonstração da análise efetuada foram utilizados os dados referentes à Hipótese 1.1.

Calculou-se inicialmente a faturação por período horário, através dos preços disponibilizados pelo consumidor, apresentados na Tabela 34.

*Tabela 34 - Valores de preços para Energia Ativa e para o Termo de Redes de Energia por Horário e total, por período horário*

		Energia Ativa [€/kWh]	Termo de Redes de Energia [€/kWh]	Preço Total [€/kWh]
maio-set	Ponta	0,0746	0,0734	0,1480
	Cheias	0,0725	0,0527	0,1252
	Vazio Normal	0,0681	0,021	0,0891
	Super Vazio	0,0631	0,0193	0,0824
out-abril	Ponta	0,0746	0,0742	0,1488
	Cheias	0,0725	0,0531	0,1256
	Vazio Normal	0,0681	0,0215	0,0896
	Super Vazio	0,0631	0,0192	0,0823

Na análise efetuada foram respeitados os preços em vigor à data em que os consumos foram efetuados, tendo havido uma atualização dos preços em outubro de 2019. Nesta tabela, para além do valor da Energia Ativa aplicado diretamente ao consumo, o valor do Termo de Redes de Energia, que corresponde ao custo para o transporte e

distribuição de eletricidade desde os produtores até à instalação de consumo, será incluído de igual forma. Este valor, à semelhança do da Energia Ativa, é aplicado sobre o valor de consumo registado logo, é possível obter um valor total para este somatório e aplicá-lo aos consumos registados. No entanto, como já se havia feito a recolha e o somatório dos consumos energéticos, em kWh, por período mensalmente, efetuou-se a seguinte equação (20).

$$\text{Faturação Mensal por Horário} = \text{Consumo Total} \times \text{Preço Total} \quad (20)$$

Em que:

*Consumo Total* - Consumo Total Mensal por mês e horário, expresso em kWh

*Preço Total* - Custo Total referente ao mês e horário no instante, expresso em €/kWh

As diferenças dos custos mensais e anuais, discriminando por período horário, são apresentados na Tabela 35.

Para o período horário com os preços mais elevado, período de Horas de Ponta, é possível verificar, na Tabela 35, uma redução significativa na faturação deste período. Em termos mensais, como justificado acima, os meses de verão tiram maior vantagem desta redução pois este horário compreende aproximadamente 3 horas de produção fotovoltaica, enquanto no inverno, este horário compreende apenas 1h30 de produção aproximadamente.

Em relação às Horas Cheias, na Tabela 35, o segundo horário de maior consumo e o de maior faturação, é o que apresenta uma maior redução na faturação após a instalação da UPAC, devido à sua maior interceção com as horas de produção solar.

Em relação à faturação nas Horas de Vazio Normal, observado na Tabela 35, os intervalos deste horário mantém-se constante durante todo o ano, no entanto é possível observar diferenças entre os meses de inverno, nos quais existe um aumento de consumo e consequente faturação, e os de verão, onde existe uma redução de faturação. Esta diferença está relacionada com o intervalo de tempo em que está compreendido o horário, sendo que este possui apenas um intervalo, entre as 06h00 e as 08h00, coincidente com as horas de produção. No entanto, este intervalo apenas é rentável nos meses de verão, enquanto no inverno o aproveitamento neste intervalo de tempo é praticamente nulo.

Tabela 35 – Diferenças mensais dos custos, por período horário – Hipótese 1.1

	Horas de Ponta		Horas cheias		Horas de Vazio Normal		Horas de Super Vazio	
	Diferença [€]	Diferença [%]	Diferença [€]	Diferença [%]	Diferença [€]	Diferença [%]	Diferença [€]	Diferença [%]
<b>mai-19</b>	-168,98	-35	-367,05	-46	-37,33	-7	0,06	0
<b>jun-19</b>	-199,44	-37	-413,65	-47	-41,58	-8	0,00	0
<b>jul-19</b>	-233,37	-39	-464,89	-48	-39,69	-7	0,04	0
<b>ago-19</b>	-229,05	-38	-420,17	-41	-26,10	-5	0,06	0
<b>set-19</b>	-199,31	-33	-318,95	-30	-12,93	-3	0,06	0
<b>out-19</b>	-156,14	-27	-244,06	-25	-6,50	-1	0,06	0
<b>nov-19</b>	-57,28	-13	-218,67	-26	0,02	0	0,06	0
<b>dez-19</b>	0,00	0	-184,11	-19	0,09	0	0,06	0
<b>jan-20</b>	-49,78	-11	-216,66	-24	0,09	0	0,06	0
<b>fev-20</b>	-54,27	-13	-249,21	-30	0,07	0	0,06	0
<b>mar-20</b>	0,00	0	-343,47	-42	-5,51	-1	0,06	0
<b>abr-20</b>	-135,27	-36	-292,95	-45	-17,52	-4	0,06	0
<b>Total</b>	-1.482,89	-25	-3.733,85	-35	-186,89	-3	0,66	0

Em relação à faturação das Horas de Super Vazio, na Tabela 35, existe um insignificante aumento devido ao consumo do inversor, uma nova carga que surge com a instalação da UPAC. Finalizado a análise da faturação das parcelas de Energia Ativa e de Termo de Redes de Energia, procedeu-se à análise do Termo de Redes de Potência. Na tarifa do Termo de Redes de Potência são aplicados os valores fixos presentes na Tabela 36.

Tabela 36 - Tarifa de Termos de Redes de Potência

Termos de Redes de Potência	
<b>Potência Contratada</b>	0,0425 €/kW/dia
<b>Potência Horas de Ponta</b>	0,4556 €/kW/dia

À posterior, o consumidor apresentava um valor de Potência Contratada de 81 kW, no entanto, este valor foi revisto e ajustado passando a apresentar uma Potência Contratada de 86 kW. Infelizmente, dado o perfil de consumo da Fábrica, não é possível reduzir o valor da potência contratada neste cenário, pois os instantes de consumos mais elevados são registados em períodos em que não há produção solar. Ou seja, a potência do gerador fotovoltaico não irá influenciar ou ter qualquer impacto para a redução desta variável na fatura mantendo-se assim constante.

No Cenário 2 e 3, os picos registados devido ao carregamento dos VE não influenciaram a alteração desta. No entanto, ainda dentro do Termo de Redes de Potência, a Potência em Horas de Ponta faturada é reduzida com influência da instalação da UPAC. Este valor de calculado através da equação (21).

$$Potência_{HP} = \frac{Consumo}{Qtd. Horas \times N^{\circ} dias} [kW] \quad (21)$$

Em que:

- Consumo* - Consumo em horas de ponta mensal, expresso em kWh  
*Qtd. Horas* - Número de Horas de Ponta por dia referente ao mês  
*Nº dias* - Número de Dias referente ao mês

Após obtido o valor para a Potência em Horas de Ponta, obtém-se o valor de faturação para cada mês da Potência Horas de Ponta através da equação (22).

$$Faturação_{HP} = Potência_{HP} \times Preço Diário_{PHP} \times N^{\circ} dias [€] \quad (22)$$

Em que:

- Potência<sub>HP</sub>* - Potência Média de Horas de Ponta referente ao mês  
*Preço Diário<sub>PHP</sub>* - Termo fixo de 0,4556 €/(kW.dia)

Foram obtidos então os valores referentes à faturação aplicada antes da instalação da UPAC e após a instalação da UPAC, apresentados na Tabela 37.

Tabela 37 – Dados de Potência em Horas de Ponta e Faturação

	Consumo da Rede Sem UPAC		Consumo da Rede Com UPAC	
	Potência Horas de Ponta [kW]	Faturação Horas de Ponta [€]	Potência Horas de Ponta [kW]	Faturação Horas de Ponta [€]
<b>mai-19</b>	26,21	370,23	17,01	240,19
<b>jun-19</b>	30,71	419,81	19,49	266,33
<b>jul-19</b>	32,30	456,25	19,59	276,66
<b>ago-19</b>	32,72	462,15	20,24	285,89
<b>set-19</b>	32,83	448,78	21,97	300,34
<b>out-19</b>	31,91	450,63	23,16	327,14
<b>nov-19</b>	33,26	454,61	28,98	396,14
<b>dez-19</b>	34,40	485,90	31,13	439,65
<b>jan-20</b>	33,48	472,87	29,88	422,08
<b>fev-20</b>	34,53	440,45	30,18	385,02
<b>mar-20</b>	29,86	421,77	23,29	328,94
<b>abr-20</b>	21,08	288,14	13,58	185,60
<b>Total</b>	-	5.171,61	-	3.853,98
<b>Diferença anual</b>	<b>- 1.317,63</b>			

Como é possível observar na Tabela 37, após a instalação da UPAC, os valores médios de potência em horas de ponta reduziram em média cerca de 7 kW. A redução registada na Potência Horas de Ponta na faturação anual é de 1.317,63 €.

O Imposto sobre Eletricidade, comum a qualquer faturação de eletricidade para qualquer consumidor, é dado pela equação (23).

$$Faturação_{\text{Imposto Eletricidade}} = 0,001 \text{ €/kWh} \times \text{Consumo} \quad (23)$$

Em que:

*Consumo* - Consumo Total de Energia Ativa no mês em análise

Desta forma, o mesmo é aplicado sob a energia ativa consumida e, com a instalação de uma UPAC, este consumo é reduzindo. Aplicando a equação (23), obtiveram-se os resultados registados na Tabela 38.

Tabela 38 - Valores de Energia Ativa Total e Faturação do Imposto sobre Eletricidade

	Total Energia s/ UPAC [kWh]	Total Energia c/ UPAC [kWh]	Imposto sobre Eletricidade	
			s/ UPAC [€]	c/ UPAC [€]
mai-19	17958	13468	17,96	13,47
jun-19	19435	14319	19,44	14,32
jul-19	21039	15307	21,04	15,31
ago-19	21733	16540	21,73	16,54
set-19	21058	17021	21,06	17,02
out-19	20519	17457	20,52	17,46
nov-19	17976	15852	17,98	15,85
dez-19	20021	18253	20,02	18,25
jan-20	18733	16676	18,73	16,68
fev-20	17692	15345	17,69	15,35
mar-20	17889	14484	17,89	14,48
abr-20	14966	11540	14,97	11,54
<b>Total</b>	229017	186262	229,02	186,26
<b>Diferença</b>	<b>- 42755 kWh</b>		<b>- 42,75 €</b>	

A variação dos encargos com o consumo de energia ativa, decorrentes da aplicação da taxa de imposto referida, representa uma redução de 42,75€ na faturação anual.

A soma das diferenças de faturação obtidas, para cada cenário, resulta no valor de poupança anual apresentados na Tabela 39 e na Tabela 40. É possível perceber, desde logo, que as maiores poupanças ocorrem nas hipóteses com elevada potência, nomeadamente a hipótese 1.3, 2.4, 3.3 e 3.4, em que são registadas poupanças

referentes ao primeiro ano de vida da instalação superiores a 9.000,00 €. O mesmo se sucede no Cenário 4, em que a hipótese 4.4 é a que apresenta uma maior poupança.

Tabela 39 – Custos com a faturação anual de energia e poupança no 1º ano nos Cenários 1, 2 e 3

Cenário	Hipótese	Potência	Faturação Anual	Poupança 1º Ano
Antes de UPAC			31.804,30 €	- €
Cenário 1	1.1	30 kWp	25.221,91 €	6.582,39 €
	1.2	40 kWp	23.801,32 €	8.002,98 €
	1.3	50kWp	22.803,92 €	9.000,38 €
Cenário 2	2.1	30kWp	26.592,47 €	5.211,83 €
	2.2	40kWp	26.219,51 €	5.584,79 €
	2.3	50kWp	23.605,81 €	8.198,49 €
	2.4	60kWp	22.361,63 €	9.442,67 €
Cenário 3	3.1	30kWp	26.430,07 €	5.374,23 €
	3.2	40kWp	24.078,79 €	7.725,51 €
	3.3	50kWp	22.077,60 €	9.726,70 €
	3.4	60kWp	20.422,01 €	11.382,29 €

No entanto, estas hipóteses requerem investimentos mais elevados, o que impossibilita retirar conclusões de preferência sob cada hipótese sem se efetuar o estudo de viabilidade económica detalhado.

Tabela 40 - Custos com a faturação anual de energia e poupança no 1º ano no Cenário 4

Hipótese	Estabelecimento	Total	Poupança 1º Ano	Poupança Coletiva
Antes do AC	Fábrica	31.804,30 €	-	-
	DM 1	3.741,20 €	-	
	DM 2	16.383,20 €	-	
	DM 3	16.303,34 €	-	
Hipótese 4.1	Fábrica	23.801,32 €	8.002,98 €	9.899,24 €
	DM 1	3.409,87 €	331,33 €	
	DM 2	15.103,23 €	1.279,97 €	
	DM 3	16.018,38 €	284,96 €	
Hipótese 4.2	Fábrica	22.803,92 €	9.000,38 €	13.251,35 €
	DM 1	3.269,16 €	472,04 €	
	DM 2	14.228,86 €	2.154,34 €	
	DM 3	14.678,75 €	1.624,59 €	
Hipótese 4.3	Fábrica	22.421,80 €	9.382,50 €	15.464,03 €
	DM 1	3.179,02 €	562,18 €	
	DM 2	13.610,83 €	2.772,37 €	
	DM 3	13.556,36 €	2.746,98 €	
Hipótese 4.4	Fábrica	22.254,51 €	9.549,79 €	16.955,20 €
	DM 1	3.143,35 €	597,85 €	
	DM 2	13.260,28 €	3.122,92 €	
	DM 3	12.618,70 €	3.684,64 €	

## 5.2. Análise de Viabilidade Económica

Considerando uma vida útil da UPAC de 25 anos, foi efetuada uma análise dos investimentos considerando, para além das faturações anuais com energia e das poupanças obtidas com o investimento, os custos da instalação, os custos procedimentos administrativos associados ao encargo do consumidor, as despesas associadas à manutenção, a taxa de atualização, a taxa de degradação dos módulos e as previsões da variação da tarifa energética. Na Tabela 41 são apresentados os custos das UPAC, definidos de acordo com os preços praticados por uma empresa do setor, assim como custos associados aos processos administrativos e os custos de manutenção relativos à potência da UPAC, os quais são dados como fixos ao longo do tempo de vida útil do projeto.

Tabela 41 - Custos Associados à Instalação Inicial e Manutenção da UPAC

Investimento Inicial					Custo Anual	
Instalação		Procedimento Administrativo			Total	Instalação
kWp	€/kWp	Apreciação do Pedido de Registo	Apreciação do Pedido de Certificado	Pedido de Inspeção Periódica	€	O&M
30	1100	200,00 €	240,00 €	80,00 €	33.982,00 €	334,62 €
40	1075	200,00 €	240,00 €	80,00 €	43.283,50 €	427,64 €
50	1050	200,00 €	240,00 €	80,00 €	53.020,00 €	525,00 €
60	1025	200,00 €	240,00 €	80,00 €	62.020,00 €	615,00 €
70	1000	200,00 €	240,00 €	80,00 €	70.520,00 €	700,00 €
<b>Baterias de Armazenamento</b>					610 €/kWh	-

A taxa de atualização praticada para este estudo foi estipulada em 2,50%, um valor médio para estudos semelhantes ao presente. A taxa de atualização é comparada à TIR para avaliação económica dos investimentos. Sempre que a TIR for superior à TA considera-se que o projeto é economicamente viável.

De acordo com a ficha técnica do módulo fotovoltaico disponibilizada pelo fabricante considerou-se uma taxa de degradação dos módulos de 0,30% anuais perfazendo um total de degradação nos módulos fotovoltaicos de 7,50% ao fim de 25 anos.

Em relação às tarifas energéticas, foi analisado o seu histórico para o setor industrial tendo-se calculado a sua tendência, prevendo-se um aumento de cerca de 1,2% anual para os próximos 25 anos [80]–[82].

Demonstrando-se a hipótese 1.1 pertencente ao cenário 1, obtiveram-se os seguintes resultados presentes na Tabela 42. Sendo apresentado a produção fotovoltaica produzida por ano, o *cash-flow* externo atualizado que é dado pelo balanço entre a faturação do consumo energético anual sem UPAC, a faturação do consumo energético anual com UPAC, a remuneração da injeção na rede, os custos de O&M. Apresentando por fim o *cash-flow* geral acumulado que representa o somatório do investimento inicial com o CFE Atualizado ao longo dos anos.

Tabela 42 – Resultados do Estudo Financeira para Hipótese 1.1 em 25 anos

Hipótese 1.1								
Ano	Produção Fotovoltaica	Consumo s/ UPAC	Consumo da Rede c/ UPAC	Injeção na Rede	O&M	CFE	CFE Atualizado	CFG Acumulado
	kWh	€	€	€	€	€	€	€
0								-33.982,00
1	47473	31.804,06	25.221,91	170,61	334,62	6.418,14	6.257,69	-27.724,31
2	47331	32.185,71	25.516,70	172,14	334,62	6.506,53	6.181,20	-21.543,11
3	47188	32.571,94	25.840,90	173,68	334,62	6.570,10	6.077,34	-15.465,76
4	47046	32.962,80	26.169,21	175,23	334,62	6.634,21	5.970,79	-9.494,98
5	46903	33.358,36	26.501,67	176,80	334,62	6.698,87	5.861,51	-3.633,47
6	46761	33.758,66	26.838,35	178,38	334,62	6.764,07	5.749,46	2.115,99
7	46618	34.163,76	27.179,29	179,97	334,62	6.829,82	5.634,60	7.750,59
8	46476	34.573,73	27.524,55	181,57	334,62	6.896,13	5.516,91	13.267,50
9	46334	34.988,61	27.874,18	183,19	334,62	6.963,00	5.396,33	18.663,83
10	46191	35.408,48	28.228,23	184,82	334,62	7.030,44	5.272,83	23.936,66
11	46049	35.833,38	28.586,78	186,46	334,62	7.098,44	5.146,37	29.083,03
12	45906	36.263,38	28.949,86	188,11	334,62	7.167,01	5.016,91	34.099,94
13	45764	36.698,54	29.317,54	189,78	334,62	7.236,16	4.884,41	38.984,35
14	45622	37.138,92	29.689,87	191,46	334,62	7.305,89	4.748,83	43.733,18
15	45479	37.584,59	30.066,92	193,15	334,62	7.376,20	4.610,13	48.343,30
16	45337	38.035,60	30.448,74	194,86	334,62	7.447,10	4.468,26	52.811,56
17	45194	38.492,03	30.835,40	196,58	334,62	7.518,59	4.323,19	57.134,75
18	45052	38.953,93	31.226,95	198,31	334,62	7.590,67	4.174,87	61.309,62
19	44909	39.421,38	31.623,46	200,05	334,62	7.663,36	4.023,26	65.332,89
20	44767	39.894,44	32.024,98	201,81	334,62	7.736,65	3.868,32	69.201,21
21	44625	40.373,17	32.431,60	203,58	334,62	7.810,54	3.710,01	72.911,21
22	44482	40.857,65	32.843,35	205,37	334,62	7.885,05	3.548,27	76.459,48
23	44340	41.347,94	33.260,32	207,17	334,62	7.960,17	3.383,07	79.842,56
24	44197	41.844,12	33.682,57	208,98	334,62	8.035,91	3.214,36	83.056,92
25	44055	42.346,25	34.110,16	210,81	334,62	8.112,27	3.042,10	86.099,02

Como pode ser verificado na tabela acima, numa análise a 25 anos, a presente hipótese apresenta um investimento inicial de 33.982,00€, sendo este totalmente amortizado no decorrer do sexto ano de instalação e registando-se um fluxo de caixa geral acumulado

de 86.099,02€, o qual corresponde ao VAL de 25 anos. A TIR obtida foi de 16,20% e o PRI de exatamente 5,6 anos. A nível de custo, o LCOE obtido foi de 0,051 €/kWh de energia produzida pela UPAC nesta hipótese.

Na Tabela 43 são apresentados os valores do VAL, da TIR, do PRI e do LCOE que resultaram das avaliações económicas realizadas para cada uma das hipóteses.

Tabela 43 - Resultados dos Indicadores Financeiros

Cenário	Hipótese	Potência [kWp]	VAL [€]	TIR [%]	PRI [anos]	LCOE [€/kWh]	Viabilidade Económica
<b>Cenário 1</b>	1.1	30 kWp	86.099,02	16,2	5,6	0,051	✓
	1.2	40 kWp	105.912,38	15,7	5,8	0,050	✓
	1.3	50 kWp	121.257,63	14,8	6,1	0,048	✓
<b>Cenário 2</b>	2.1	30 kWp	43.002,56	9,8	8,0	0,051	✓
	2.2	40 kWp	68.618,42	11,5	7,3	0,049	✓
	2.3	50 kWp	87.262,80	11,6	7,3	0,046	✓
	2.4	60 kWp	107.148,00	12,0	7,1	0,045	✓
<b>Cenário 3</b>	3.1	30 kWp	34.817,35	6,3	10,7	0,064	✓
	3.2	40 kWp	60.188,52	7,1	10,3	0,068	✓
	3.3	50 kWp	79.177,50	7,0	10,5	0,069	✓
	3.4	60 kWp	69.105,49	4,3	13,0	0,083	✓
<b>Cenário 4</b>	4.1	40 kWp	134.071,61	19,4	4,8	0,049	✓
	4.2	50 kWp	183.570,78	21,1	4,5	0,048	✓
	4.3	60 kWp	228.289,44	22,3	4,2	0,047	✓
	4.4	70 kWp	246.550,30	21,3	4,4	0,048	✓
	Consumo Típico	60 kWp	236.817,55	23,0	4,1	0,047	✓

A partir dos resultados obtidos apresentados na Tabela 43 é possível verificar que todos as hipóteses se apresentaram economicamente viáveis. Como descrito na secção 3.2.5, sempre que o VAL é superior a 0 significa que existe viabilidade económica do projeto. Com os resultados obtidos foram identificadas as alternativas que permitem recuperar o investimento inicial e a remuneração mínima exigida pelo investidor, a qual é representada pela Taxa de Atualização ou/e ainda gerar um excedente financeiro. Em relação à TIR, seja esta superior à Taxa de Atualização, a qual é de 2,50%, é verificada a viabilidade económica do projeto significando que o projeto consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo do capital. Em caso contrário, se o valor obtido na TIR seja inferior ao valor da Taxa de Atualização, significa que a rentabilidade mínima exigida do projeto não é conseguida, traduzindo-se desta forma como inviável

economicamente. O PRI deverá ser inferior à duração da garantia do sistema e mínima durabilidade do mesmo, os 25 anos, sendo que quanto menor melhor financeiramente.

Desta forma, os resultados obtidos no Cenário 1 apresentam indicadores financeiros bastante favoráveis para a adoção da UPAC em qualquer uma das hipóteses, com resultados bastante semelhantes e positivos no que toca ao PRI e à TIR, apresentando uma maior diferença no fluxo de caixa acumulado ao final dos 25 anos, com a hipótese 1.3 a demonstrar um maior retorno financeiro no fim deste período. Apesar da TIR ser mais elevada na hipótese 1.1, ou seja, o capital investido teve uma maior rentabilidade face aos restantes, não se traduzindo num fluxo de caixa superior.

No Cenário 2 é notável a influência que os VE têm na faturação dos consumos energéticos da Fábrica. No entanto, todas as hipóteses se mostraram economicamente viáveis com VAL superiores a zero e TIR superiores à TA. Desta feita, a hipótese 2.4 foi a que se demonstrou economicamente mais favorável ao apresentar os indicadores financeiros mais vantajosos com um VAL de 107.148,00€, uma TIR de 12% e um PRI de 7,1 anos. Isto deve-se à quota de aproveitamento fotovoltaico crescente dos VE reduzindo o seu consumo e dependência da energia proveniente da RESP. O custo de aquisição dos VE não foi considerado para a presente análise financeira, tendo sido avaliado na secção seguinte.

No Cenário 3, todas as hipóteses demonstraram-se economicamente viáveis ao apresentar VAL positivos, no entanto, mais reduzidos face aos cenários anteriores. Desta forma, as TIR estão compreendidas entre 4,3% e 6,3% significando que este cenário não apresenta um índice de rentabilidade tão elevado como os anteriores. É o único cenário que apresenta períodos de retorno do investimento superiores a 10 anos. Dentro deste cenário, a hipótese mais favorável trata-se da hipótese 3.3 pois, para além de apresentar o VAL mais elevado, a TIR associada é de 7%, ou seja, não se verifica uma grande rentabilidade neste investimento. Comparativamente aos cenários anteriores, por o LCOE neste cenário é, em média, cerca de 0,02€ mais elevado, isto corresponde a um custo de produção de energia mais elevado influenciado pelo preço do sistema de armazenamento.

O cenário 4 apresenta, à semelhança do cenário 1, todas as hipóteses com indicadores financeiros bastante atrativos. A hipótese 4.1, comparativamente à hipótese 1.2, apresenta um VAL 28.159,23€ superior, uma TIR de 19,4% e um PRI de 4,8 anos (aproximadamente menos 1 ano face à hipótese 1.2). A hipótese 4.2 regista ainda diferenças mais favoráveis comparativamente à hipótese 1.3, isto porque o seu VAL é 62.313,15€ superior ao registado no cenário 1. Nesta hipótese, a TIR é 6,3 pp superior

à da hipótese 1.3 refletindo uma rentabilidade notarialmente superior neste cenário para uma instalação de igual potência. A hipótese 4.3 é, entre todas do presente cenário e do estudo, a que apresenta melhores resultados em termos de rentabilidade e período de amortização, com 22,3% e 4,2 anos, respetivamente. A hipótese 4.4 apresenta também indicadores financeiros favoráveis, no entanto, já começam a ser menos vantajosos no que toca à TIR, registando uma diminuição da mesma, e no PRI, registando um ligeiro aumento. Isto deve-se ao aumento de injeção de energia na rede causado por um aproveitamento fotovoltaico para autoconsumo com rendimento mais reduzido pois, a compensação financeira desta energia, comparativamente ao autoconsumo da mesma no mesmo instante, têm impactos bastante distintos na faturação. Comparando a hipótese 4.3, que possui consumos atípicos no mês de abril, com a hipótese de consumos típicos, nos resultados obtidos não se observam grandes diferenças, sendo que o VAL apresenta uma diferença de 8.528,11€ e 0,7% na TIR a favor da hipótese com consumos típicos. Desta forma, a hipótese 4.3 foi a que se indicou mais rentável, isto porque, apesar do seu VAL ser inferior à hipótese de potência superior, existe uma maior capacidade de produzir rentabilidade a partir do investimento realizado nesta instalação. Esta rentabilidade traduz-se num maior aproveitamento desta instalação fotovoltaica nos horários com tarifas mais elevadas, não sendo registado muito desperdício da energia produzida através de injeção na rede.

De um modo geral, é correto comparar o cenário 1 com o cenário 4 e o cenário 2 com o cenário 3, isto porque nestes últimos são introduzidos os veículos elétricos que são tecnologias exteriores à UPAC, os quais requerem um investimento independente, mas que, têm impacto nos consumos e utilização da energia fotovoltaica produzida.

Desta forma e de acordo com os resultados obtidos, o Cenário 4 é o que se apresenta mais rentável no período de duração de 25 anos, o qual, sendo possível, deverá ser a opção a adotar, nomeadamente a hipótese 4.3 – se os consumidores quiserem uma rentabilidade maior e o investimento coberto – ou a hipótese 4.4 – se os consumidores procurarem um maior fluxo de caixa durante este período.

Em relação ao Cenário 2 e ao Cenário 3, caso o consumidor possuir necessidade de renovar a sua frota e quiser investir numa UPAC, o armazenamento de energia excedente não é tão viável dado o seu elevado custo e baixa parcela de utilização anual. Desta forma, a melhor opção a adotar seria a hipótese 2.4 com a aquisição de dois veículos elétricos pois, das demais, é a que apresenta os melhores indicadores financeiros, revelando um bom aproveitamento da produção fotovoltaica quer seja por parte da fábrica, quer por parte dos VE.

### 5.3. Estudo de Adoção para Veículos Elétricos

Nos Cenário 2 e Cenário 3 foram introduzidos veículos elétricos na simulação, obtendo assim todos os dados referentes à faturação energética e consumos dos mesmos incluídos no estudo para implementação da UPAC. No entanto, para estes cenários, não foi considerada a aquisição dos veículos no investimento inicial da instalação da UPAC de cada hipótese, pois tratam-se de investimentos distintos que ao serem analisados em conjunto influenciam os resultados obtidos de forma negativa pois um VE apenas apresenta custos. Não obstante, se a empresa possuir intenções de renovar a frota, a aquisição de veículos elétricos, comparativamente à de veículos de combustão interna com características semelhantes, será mais benéfica em termos financeiros e ambientais [83].

Como descrito no subcapítulo 4.5, o estudo energético e de dimensionamento da UPAC teve em conta a aquisição de dois veículos elétricos com as características descritas na Tabela 20. No presente capítulo foi realizado o estudo financeiro para aquisição de um veículo elétrico, referido anteriormente, comparativamente à aquisição de um veículo de combustão interna.

De acordo com Despacho nº 2535/2021 e como descrito na Tabela 2, em 2021 foram disponibilizados incentivos no valor de 6.000,00€ para a aquisição de veículos ligeiros de mercadorias destinados a pessoas coletivas, sendo este incentivo limitado a duas unidades por pessoa coletiva [58]. Para além do incentivo, dado que se trata de uma pessoa coletiva, ao valor de cada veículo pode ser abatido o seu Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA) no valor de 23% e ainda possui uma poupança em Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Coletivas (IRC) de 21% sob o seu preço de venda ao público sem IVA. Em adição, dado que se trata de veículos totalmente elétricos, estes não estão sujeitos a tributação autónoma de viaturas.

Tabela 44 - Valores de Aquisição de Veículos Ligeiros de Mercadorias semelhantes

Valores de Aquisição Base dos Veículos Semelhantes (Combustão vs Elétrico)						
	Versão	Tipo	PVP s/ IVA	Apoio Fundo Ambiental	Poupança em IRC 21%	Total
Citroën	ë-Jumpy XL	Elétrico	32.012,75 €	6.000,00 €	6.722,68 €	19.890,07 €
	Jumpy XL	Combustão	23.850,75 €	- €	2.504,33 €	21.346,42 €
	Berlingo Van XL	Combustão	18.110,77 €	- €	1.901,63 €	16.209,14 €
Nissan	E-NV200 Furgão Basic	Elétrico	26.000,00 €	6.000,00 €	5.460,00 €	14.540,00 €

Por outro lado, se o veículo for de combustão interna (VCI), este não possui qualquer tipo de incentivo sendo a aquisição totalmente suportada pelo comprador. A única semelhança que estes possuem, no ato de compra, com os veículos elétricos, é a possibilidade de abate do IVA que será devolvido à posterior. No entanto, estes possuem encargos adicionais mediante o seu valor ao final do ano. Os VCI estão sujeitos à tributação autónoma de viaturas no valor de 10% dos gastos associados aos veículos – combustível, seguros, impostos e manutenção [84].

Desta forma, foram calculados os custos anuais referentes ao consumo de combustível, manutenção, impostos e consumo de eletricidade para cada caso, de forma a verificar qual o cenário de aquisição financeiramente mais vantajoso. Tendo sido usados os dados presentes na Tabela 45 e na Tabela 46, como exemplo, para a obtenção de resultados futuros.

*Tabela 45 - Custos anuais associados a um VCI para uma rota diária de 80 km*

<b>Gastos Berlingo Van XL Diesel</b>									
Litro Gasóleo s/ IVA	Consumo L/100km	Custo por 100 km	Rota Média Diária km	Custo Diário Gasóleo	Custo Anual Gasóleo	IUC	Tributação Autónoma	Manutenção Anual	Total
1,12 €	8	8,99 €	80	7,19 €	2.624,33 €	260,00 €	448,43 €	400,00 €	3.732,77 €

*Tabela 46 - Custos anuais associados a um VE totalmente carregado pela RESP, para uma rota diária de 80 km*

<b>Gastos Nissan E-NV200</b>						
Valor por kWh	Consumo Otimista kWh/100km	Custo por 100km	Custo Diário Eletricidade	Custo Anual Eletricidade	Manutenção Anual	Total
0,08 €	22	1,76 €	1,41 €	514,65 €	100,00 €	614,65 €

Os dados de consumo de eletricidade por parte do veículo elétrico diferem de hipótese para hipótese pois, à medida que a potência da UPAC aumenta, o autoconsumo destinado ao carregamento dos veículos elétricos também aumenta, possuindo assim um custo variável anual para carregamento. Os valores mais elevados atribuídos à manutenção dos VCI resultam destes necessitarem de mais intervenções mecânicas comparativamente aos VE, nomeadamente substituição de filtros, óleos e componentes mecânicos inexistentes nos veículos elétricos. Os principais custos de manutenção neste tipo de utilização dos veículos ligeiros de mercadorias utilizados para a distribuição dos bens é correspondente à manutenção do sistema de travagem por apresentar um elevado desgaste devido aos arranques e paragens bastante frequentes,

com elevada carga de transporte. No entanto, este desgaste é menor nos VE devido à utilização da travagem regenerativa reduzindo fortemente esta parcela. Os valores apresentados resultaram de consultas aos fabricantes dos veículos.

Desta forma, foi realizado um estudo financeiro tendo em perspetiva a aquisição de um VE em cada uma das hipóteses comparativamente à aquisição de um VE totalmente carregado a partir da RESP e ainda comparativamente à aquisição de um VCI, sendo que não tem qualquer influência nos consumos energéticos da Fábrica. O estudo foi realizado para um período de 10 anos, tendo em conta a tendência do aumento dos custos associados a combustíveis e eletricidade (Figura 76) [81], [82].

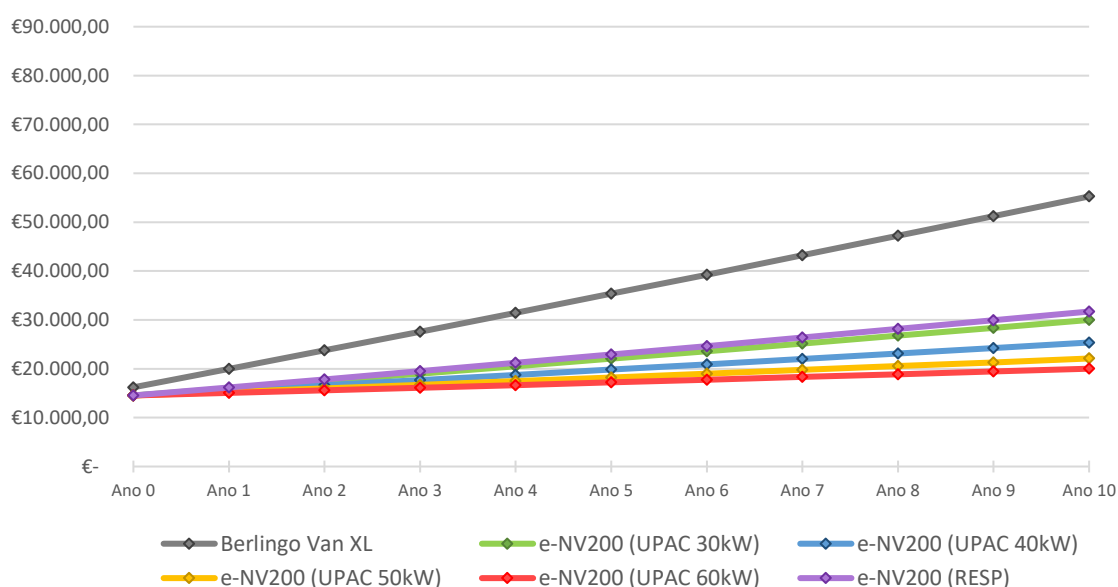


Figura 76 - Evolução temporal dos custos associados à aquisição e utilização dos veículos

Em análise à Figura 76, é possível observar que num período de 10 anos, o VCI apresenta custos totais de cerca 55.000,00€ sendo que, no pior dos casos dos VE (RESP), o custo é ligeiramente superior a 30.000,00€, e no melhor dos casos (UPAC 60kWp), o custo total é cerca da 20.000,00€. Desta forma, foi feito um balanço final comparativo utilizando como base o caso com custo mais elevado, registando-se uma poupança bastante significativa para qualquer uma das hipóteses do VE face ao VCI.

Tabela 47 - Balanço de Custos em 10 anos

	Berlingo Van XL	e-NV200				
		RESP	UPAC 30kWp	UPAC 40kWp	UPAC 50kWp	UPAC 60kWp
<b>Gastos</b>	39.059,72 €	17.177,17 €	15.450,08 €	10.840,82 €	7.569,51 €	5.475,10 €
<b>Poupança em Gastos</b>	-	21.882,54 €	23.609,64 €	28.218,90 €	31.490,20 €	33.584,62 €
<b>Diferença Total</b>	-	-23.551,68 €	-25.278,77 €	-29.888,04 €	-33.159,34 €	-35.253,76 €

# Capítulo 6

## 6. Conclusão

O principal objetivo desta dissertação correspondia à realização de um estudo, para projeção e possível implementação futura, de viabilidade económica para a instalação de uma UPAC e a substituição de parte da frota de distribuição composto por VCI por VE. Como tal, foram realizadas diversas simulações para diferentes aplicações e uma análise cuidada dos impactos energéticos que estes sistemas apresentam nos consumos do estabelecimento e na faturação energética dos mesmos. Foram dimensionados então quatro cenários, que divergem nas tecnologias e sistemas utilizados, com potências compreendidas entre 30 kWp e 70 kWp.

No primeiro cenário analisado, correspondente à Unidade de Produção para Autoconsumo individual, todas as hipóteses tomadas em consideração apresentaram resultados bastante positivos. Destacando-se a 50 kWp por apresentar um VAL superior às restantes, atingindo o valor de 121.257,63€ e um PRI de cerca de 6 anos. Esta solução permitirá uma redução do consumo de energia elétrica proveniente da rede nas horas de ponta em 30%, nas horas cheias em 49% e nas horas de vazio normal em 4%. Este decréscimo acentuado no consumo de energia, no período em que ela é mais cara, conduzem a uma redução na faturação energética anual de 9.000,38€ no primeiro ano.

No Cenário 2, em que foram dimensionadas UPAC de potências entre 30 kWp e 60 kWp e ainda a adoção de dois veículos elétricos, os resultados obtidos foram também positivos. Contudo, a UPAC de 60 kWp foi a que apresentou melhores indicadores financeiros com um VAL de 107.148,00€, mais 64.145,44€ do que o VAL registado na Hipótese 2.1 de 30 kWp, uma TIR de 12% e um PRI de cerca de 7 anos. Com esta aplicação, o autoconsumo passou a representar 31% do consumo energético anual e os registos de energia injetada na rede foram reduzidos. Os veículos elétricos apresentaram parcelas de carregamento a partir do autoconsumo de 72%, reduzindo as parcelas de carregamento a partir da RESP. As poupanças registadas na faturação energética anual representam uma redução de 9.442,67€.

O Cenário 3, que incorpora as UPAC entre 30 kWp e 60 kWp, a adoção de dois veículos elétricos e um sistema de armazenamento estacionário com capacidade variável de 17,5 kWh a 105 kWh, em função da potência da UPAC, foi o cenário que apresentou os

resultados menos favoráveis, apesar de continuarem a ser positivos. Neste cenário, a hipótese que se apresentou mais favorável foi a hipótese 3.3 com UPAC de 50 kWp e um sistema de armazenamento de 52,5 kWh, que conduziu a um VAL de 79.177,50€, uma TIR de 7% e um PRI de cerca de 10 anos e 6 meses, a qual reduzirá o consumo proveniente da RESP em 31%. Isto representa uma poupança na faturação de 9.726,70 € apenas no 1º ano da instalação.

O último cenário estudado, Cenário 4, correspondente à UPAC com a modalidade de Autoconsumo Coletivo. Foram registados os indicadores financeiros mais favoráveis devido à ausência de investimentos extra para aproveitamento da energia de excedente, apenas procedendo ao pagamento das Tarifas de Acesso à Rede referentes ao transporte e entrega da energia proveniente da UPAC para os restantes estabelecimentos. Em termos energéticos, o autoconsumo coletivo apresentou-se como uma solução bastante viável, quer a nível energético quer a nível económico, para o aproveitamento da energia excedente não utilizada pela Fábrica. Dentro deste cenário, destaca-se a hipótese 4.4 com UPAC de 70 kWp devido à presença de um VAL superior às demais, com 246.550,30€.

Comparativamente, o Cenário 4 apresenta-se mais vantajoso do que a implementação do Cenário 1, isto porque, para além de se conseguir reduzir na faturação do estabelecimento principal que é a Fábrica, também é possível reduzir a faturação nos estabelecimentos restantes através do consumo da energia de excedente. Tendo em base o estudo realizado, a hipótese que se apresenta mais favorável para o consumidor é a Hipótese 4.4. Em relação ao Cenário 2 e ao Cenário 3, o primeiro apresenta-se economicamente mais viável, apesar do Cenário 3 apresentar-se como uma melhor solução em termos energéticos com registos de reduções de consumo nos horários de horas de ponta e cheias superiores ao Cenário 2. No entanto, face ao custo elevado das baterias, este cenário é menos favorável do que o Cenário 2. Desta forma, em caso de adoção de veículos elétricos, deve-se optar pela Hipótese 2.4.

A substituição da frota atual, constituída por VCI, por veículos elétricos é uma solução que conduzirá a benefícios económicos a curto prazo, devido aos apoios e benefícios fiscais associados à aquisição dos mesmos e aos seus reduzidos custos em manutenção e consumos comparativamente aos VCI. Desta forma, para além desta possibilidade se apresentar como uma solução economicamente viável é também uma grande medida com vista a sustentabilidade a redução da pegada ecológica.

Como perspetiva futura, seria de grande interesse a realização do estudo do impacto que a aplicação destes cenários, numa escala geral, poderiam vir a ter na RESP local e

ainda a realização de testes com um VE adequado às necessidades da empresa. Destaca-se ainda a importância de realizar estudos para redução dos consumos dos estabelecimentos, aumentando a eficiência energética dos equipamentos e os comportamentos face à utilização de energia elétrica. A eventual redução de consumos permitirá tirar ainda mais partido dos sistemas de geração local. A adoção da modalidade de Autoconsumo Coletivo seria um aspeto a aprofundar com mais detalhe, dados os seus benefícios, quer energéticos, quer económicos. No entanto, este tema encontra-se limitado regulamentarmente dado que ainda se estão a dar os primeiros passos para a sua concretização em Portugal.



# Bibliografia

- [1] “Acordo de Paris sobre alterações climáticas - Consilium.” <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/climate-change/paris-agreement/> (accessed Mar. 29, 2021).
- [2] “Electricity Mix - Our World in Data.” <https://ourworldindata.org/electricity-mix> (accessed May 06, 2021).
- [3] “Renewable energy statistics - Statistics Explained.” [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable\\_energy\\_statistics#Share\\_of\\_renewable\\_energy\\_more\\_than\\_doubled\\_between\\_2004\\_and\\_2019](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics#Share_of_renewable_energy_more_than_doubled_between_2004_and_2019) (accessed Mar. 29, 2021).
- [4] APA, “Plano Nacional Energia E Clima 2021-2030,” *Plano Nac. Energ. E Clima 2021-2030 (Pnec 2030)*, vol. 2030, no. Pnec 2030, pp. 1–200, 2019.
- [5] DL n.º 102/2020, “PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS. Resolução do Conselho de Ministros 59/2001,” *Diário da República - I Série-B*, no. 2, pp. 3179–3182, 2020.
- [6] R. T. Sataloff, M. M. Johns, and K. M. Kost, *PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME ANNUAL REPORT*. 2019.
- [7] Observador, “Portugal tem a eletricidade mais cara da UE em paridade de poder de compra.” <https://observador.pt/2019/05/21/portugal-tem-a-eletricidade-mais-cara-da-ue-em-paridade-de-poder-de-compra/> (accessed Mar. 29, 2021).
- [8] Conselho de Ministros, “Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro,” 2014. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/58428682>.
- [9] Concelho de Ministros, “Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro,” *Diário da República - I Série-B*, no. 2, pp. 45–62, 2019.
- [10] F. M. Camilo, R. Castro, M. E. Almeida, and V. F. Pires, “Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal,” *Sol. Energy*, vol. 150, pp. 353–362, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.04.062.
- [11] A. Ajanovic and R. Haas, “Dissemination of electric vehicles in urban areas: Major factors for success,” *Energy*, vol. 115, pp. 1451–1458, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.05.040.
- [12] D. B. Agusdinata, W. Liu, H. Eakin, and H. Romero, “Socio-environmental impacts

- of lithium mineral extraction: Towards a research agenda,” *Environ. Res. Lett.*, vol. 13, no. 12, 2018, doi: 10.1088/1748-9326/aae9b1.
- [13] and B. P. Richard G. Newell, Daniel Raimi, Seth Villanueva, “Global Energy Outlook 2020: Energy Transition or Energy Addition?,” *Outlook*, vol. 0383, no. January, p. 230, 2011, [Online]. Available: [www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/](http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/).
- [14] “Panorama Energético: Perspectivas para 2040.”
- [15] R. G. Newell, D. Raimi, S. Villanueva, and B. Prest, “Global Energy Outlook 2020: Energy Transition or Energy Addition?,” 2020. Accessed: May 05, 2021. [Online]. Available: [www.rff.org/geo](http://www.rff.org/geo).
- [16] Our World in Data, “Annual CO<sub>2</sub> emissions.” [https://ourworldindata.org/grapher/annual-co2-emissions-per-country?tab=chart&time=1950..latest&country=EU-27~OWID\\_WRL](https://ourworldindata.org/grapher/annual-co2-emissions-per-country?tab=chart&time=1950..latest&country=EU-27~OWID_WRL) (accessed May 05, 2021).
- [17] “Energy mix - Our World in Data.” <https://ourworldindata.org/energy-mix> (accessed May 03, 2021).
- [18] “U.S. energy consumption by source and sector, 2019.”
- [19] “ENERGIA EM PORTUGAL Principais Números.”
- [20] “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) | EU Science Hub.” <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> (accessed Jul. 01, 2021).
- [21] J. W. Grüter, *European Solar Radiation Atlas*, vol. 3, no. 4–5. 1985.
- [22] T. Malkamäki and S. J. Ovaska, “Solar energy and free cooling potential in European data centers,” *Procedia Comput. Sci.*, vol. 10, pp. 1004–1009, 2012, doi: 10.1016/j.procs.2012.06.138.
- [23] “Solar resource maps and GIS data for 200+ countries | Solargis.” <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/europe> (accessed Jul. 01, 2021).
- [24] “Solar resource maps and GIS data for 200+ countries | Solargis.” <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/portugal> (accessed Jul. 06, 2021).
- [25] A. Cavaco, H. Silva, P. Canhoto, S. Neves, J. Neto, and M. C. Pereira, “Annual Average Value of Solar Radiation and its Variability in Portugal,” *Work. Earth Sci. 2016 | Work. em Ciências da Terra 2016*, no. December, p. 5, 2016, [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/311680456>.

- [26] “RNC2050 - Roteiro para a Neutralidade Carbónica.” <https://descarbonizar2050.apambiente.pt/roteiro/energia/> (accessed Jul. 06, 2021).
- [27] “Renewable Energy - Our World in Data.” <https://ourworldindata.org/renewable-energy#solar-energy> (accessed Jul. 06, 2021).
- [28] C. Perpiña Castillo, F. Batista e Silva, and C. Lavallo, “An assessment of the regional potential for solar power generation in EU-28,” *Energy Policy*, vol. 88, no. 2016, pp. 86–99, 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2015.10.004.
- [29] R. Pichs Madruga *et al.*, “Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation,” 2012, Accessed: Jul. 07, 2021. [Online]. Available: [www.cambridge.org](http://www.cambridge.org).
- [30] M. Šúri, T. A. Huld, E. D. Dunlop, and H. A. Ossenbrink, “Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries,” *Sol. Energy*, vol. 81, no. 10, pp. 1295–1305, 2007, doi: 10.1016/j.solener.2006.12.007.
- [31] J. Cano, J. J. John, S. Tatapudi, and G. Tamizhmani, “Effect of tilt angle on soiling of photovoltaic modules,” *2014 IEEE 40th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2014*, no. October 2017, pp. 3174–3176, 2014, doi: 10.1109/PVSC.2014.6925610.
- [32] C. Kalpana, C. S. Babu, and J. S. Kumari, “Design and Implementation of different MPPT Algorithms for PV System,” *Int. J. Sci. Eng. Technol. Res.*, vol. 2, no. October 2013, pp. 1926–1933, 2013, [Online]. Available: <http://www.ijettjournal.org>.
- [33] “Final consumption – Key World Energy Statistics 2020 – Analysis - IEA.” <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020/final-consumption> (accessed Jul. 12, 2021).
- [34] T. C. Martin, “Electrical Apparatus and Supplies.” pp. 153–322.
- [35] G. Handy, “History of Electric Cars,” *Edison Tech Cent.*, no. April, pp. 1–17, 2015, [Online]. Available: <http://edisontechcenter.org/ElectricCars.html>.
- [36] Comissão Europeia, “Livro Branco dos Transportes Roteiro do espaço único europeu dos transportes – Rumo a um sistema de transportes competitivo e económico em recursos,” 2011.
- [37] M. Pinto, L. Reis, T. Neves, E. T. Conference, and G. Scotland, “MOBi. E.-The Portuguese Programme for Electric Mobility,” *Eur. Transp. Conf. 2010*, pp. 1–19,

- 2010, [Online]. Available: <http://abstracts.aetransport.org/paper/index/id/3437/confid/16>.
- [38] T. T. Taefi, J. Kreutzfeldt, T. Held, and A. Fink, "Strategies to increase the profitability of electric vehicles in urban freight transport," *Green Energy Technol.*, vol. 203, pp. 367–388, 2015, doi: 10.1007/978-3-319-13194-8\_20.
- [39] Comissão Europeia, "Diretiva 2014/94/UE," *J. Of. da União Eur.*, vol. 2014, no. Outubro, pp. 1–20, 2014.
- [40] O. do T. e E. Ministério do Ambiente, "Decreto-Lei n.º90/2014 de 11 de Junho," *Diário da República*, vol. 500, pp. 3096–3121, 2014.
- [41] M. Weiss, K. C. Cloos, and E. Helmers, "Energy efficiency trade-offs in small to large electric vehicles," *Environ. Sci. Eur.*, vol. 32, no. 1, 2020, doi: 10.1186/s12302-020-00307-8.
- [42] C. Byrne and P. Pedro, "MOBILIDADE ELÉTRICA COORDENAÇÃO Plataforma para o Crescimento Sustentável AUTORES," p. 66, 2016, [Online]. Available: [https://www.crescimentosustentavel.org/media/Vencer\\_desafio\\_mobilidade\\_eletrica.pdf](https://www.crescimentosustentavel.org/media/Vencer_desafio_mobilidade_eletrica.pdf).
- [43] "Postos de Carregamento Rápido em Portugal - UVE." <https://www.uve.pt/page/postos-carregamento-rapido-portugal/> (accessed Jul. 13, 2021).
- [44] "Charging time summary | Knowledge center." [https://www.mobilityhouse.com/int\\_en/knowledge-center/charging-time-summary](https://www.mobilityhouse.com/int_en/knowledge-center/charging-time-summary) (accessed Jul. 13, 2021).
- [45] República Portuguesa, "Lei n.º 64-A/2008," no. Diário da República, 1.ª série — N.º 252 — 31 de Dezembro de 2008, p. 388, 2008.
- [46] Presidência do Conselho de Ministros, "Resolução do Conselho de Ministros n.º 81/2009, de 7 de Setembro," pp. 6003–6006, 2009.
- [47] Portuguese Republic, "Decreto-Lei n.º 39/2010," *Diário da República*, 2010.
- [48] Assembleia da República, "Lei n.º 3-B/2010, de 28 de abril," *Diário da República*, 1.ª série — N.º 82, no. 66, pp. 1466(66)-1466(384), 2010.
- [49] S. Previdencial and T. I. I. Disciplina, "Lei n.º 55-A/2010 de 31 de Dezembro," *Diário da República n.º 253/2010, 1º Supl. Série I*, no. 2, 2011.
- [50] Assembleia da República, "Lei n.º 64-B/2011, de 30 de dezembro," *Diário da República*, 1.ª série — N.º 250, no. 48, pp. 5538-(48)-5538-(244), 2011.

- [51] Portuguese Government, “Diário da República, 1.ª série — N.º 148 — 1 de agosto de 2012 Decreto Lei nº170/2012,” p. 4021, 2012.
- [52] Assembleia da República, “Lei n.º 82-D/2014,” vol. 1.ª série, no. 252, p. 19, 2014.
- [53] Assembleia da República, “Lei n.º 42/2016 de 28 de dezembro,” *Diário da República*, vol. I, no. 248, pp. 4875–5107, 2016, [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/a/105630354>.
- [54] Ambiente, “Decreto\_42-A2016,” no. 3, pp. 2730-(3)-2730-(11), 2016, [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/a/75150138>.
- [55] M. Da and E. E. Ciência, “Despacho n.º 1612-B/2017,” *Diário da República*, vol. 2, no. 2, p. 2013, 2017.
- [56] M. do Ambiente, “Diário da República, 2.ª série — N.º 33 — 15 de fevereiro de 2018,” pp. 5167–5169, 2018.
- [57] A. Maria, M. Monteiro, D. E. Gomes, P. Manuel, and D. De Jesus, “PLANEAMENTO E INFRAESTRUTURAS Gabinete do Ministro Gabinete do Ministro,” vol. 2018, pp. 2018–2019, 2019.
- [58] D. República, “AMBIENTE E AÇÃO CLIMÁTICA Gabinete do Ministro,” *Despacho Gov. Port.*, pp. 183–187, 2020.
- [59] “Buy Ingeteam, GoodWe, Sungrow, SMA on grids solar power system in Dubai, UAE.” <https://powernsun.com/blog/on-grid-solar-system.html> (accessed Jul. 14, 2021).
- [60] “Affordable Solar Rooftop: Bangalore | On Grid Solar | Off grid Solar.” <https://www.lavanha.in/solar-wind-energy-hybrid-system/solar-roof-top/> (accessed Jul. 14, 2021).
- [61] R. Gaspar and P. P. Coelho, “Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de fevereiro do Ministério da Economia e do Emprego,” 2013, [Online]. Available: <http://data.dre.pt/eli/dec-lei/25/2013/02/19/p/dre/pt/html>.
- [62] F. Pinto, “Regime Jurídico das Unidades de Produção ( UP ) Distribuída,” pp. 1–28, 2015.
- [63] M. do A. O. do T. e da Energia, “Portaria n.º 14/2015,” *Diário da República*, pp. 524–531, 2015, [Online]. Available: [http://www.apisolar.pt/images/stories/Legislacao/Portaria\\_n.14\\_2015.pdf](http://www.apisolar.pt/images/stories/Legislacao/Portaria_n.14_2015.pdf).
- [64] EU, “Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable

- sources,” *Off. J. Eur. Union*, vol. 2001, pp. 82–209, 2018.
- [65] “ENSE | O novo Regime do Autoconsumo de Energia Renovável - ENSE.” <https://www.ense-epe.pt/news/o-novo-regime-do-autoconsumo-de-energia-renovavel/> (accessed Jul. 14, 2021).
- [66] Ministério do Ambiente, “Portaria n.º16/2020,” *Diário da República*, pp. 6–7, 2020.
- [67] “Mínimo, médio e máximo preço da cassação do mercado diário | OMIE.” <https://www.omie.es/pt/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual> (accessed Jul. 17, 2021).
- [68] J. Costa and F. Ferreira, “O Sistema Elétrico Português E As Recentes Alterações Ao Seu Regime Jurídico,” *Actual. Jurídica Uría Menéndez*, vol. 34, pp. 130–135, 2013, [Online]. Available: <https://www.uria.com/documentos/publicaciones/3812/documento/port01.pdf?id=4592>.
- [69] “Documenting a Decade of Cost Declines for PV Systems | News | NREL.” <https://www.nrel.gov/news/program/2021/documenting-a-decade-of-cost-declines-for-pv-systems.html> (accessed Aug. 27, 2021).
- [70] A. Gallo, “A Refresher on Net Present Value. Harvard Business Review,” *Harv. Bus. Rev.*, vol. 19, pp. 1–6, 2014.
- [71] E. S. Silva and M. Queirós, *Gestão Financeira - Análise de Investimentos*. 2011.
- [72] “Levelized Cost of Energy (LCOE).”
- [73] ERSE, “Regulamento n.º 266/2020,” *Regulam. 266/2020*, 2020.
- [74] P. Oliveira, P. Costa, and J. Esteves, “autoconsumo coletivo - primeiros passos para a sua concretização.”
- [75] “Rechargeable Batteries: Lead-acid vs. Lithium-ion vs. NiMH | Global Lighting Forum.” <https://www.shine.lighting/threads/181/> (accessed Sep. 08, 2021).
- [76] I. S. Freitas Gomes, Y. Perez, and E. Suomalainen, “Coupling small batteries and PV generation: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 126, no. March, p. 109835, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109835.
- [77] R. Mubarak, E. W. Luiz, and G. Seckmeyer, “Why PV modules should preferably no longer be oriented to the south in the near future,” *Energies*, vol. 12, no. 23, 2019, doi: 10.3390/en12234528.
- [78] “PV\*SOL - Help.” <https://help.valentin-software.com/pvsol/en/> (accessed Jun. 10,

- 2021).
- [79] D. De and S. Fotovoltaicos, “DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.”
- [80] “Preços de eletricidade e gás natural.”  
<https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/precos-de-energia/precos-de-eletricidade-e-gas-natural/> (accessed Sep. 13, 2021).
- [81] “Eurostat - Data Explorer.”  
[https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_pc\\_205\\_c&lang=en](https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205_c&lang=en) (accessed Aug. 23, 2021).
- [82] Portuguese Renewable Energy Association (APREN);Pöyry, “Portuguese Market Outlook up to 2040 - POYRY: A report to APREN,” 2018.
- [83] John W. Brennan and T. E. Barder, “Battery Electric Vehicles vs . Internal Combustion Engine Vehicles : A United States-Based Comprehensive Assessment,” *Arthur D. Little*, p. 48, 2016, [Online]. Available: [http://www.adlittle.de/sites/default/files/viewpoints/ADL\\_BEVs\\_vs\\_ICEVs\\_FINAL\\_November\\_292016.pdf](http://www.adlittle.de/sites/default/files/viewpoints/ADL_BEVs_vs_ICEVs_FINAL_November_292016.pdf).
- [84] “Orçamento do Estado para 2021.”

# Apêndices

## Apêndice A – Hipótese 1.2 – 40 kWp

Na segunda hipótese do Cenário 1, foi efetuada uma instalação sobredimensionada visando ao estudo do impacto que teria no consumo e os benefícios económicos durante o tempo de vida útil do projeto. As características deste cenário encontram-se no Apêndice A 1

*Apêndice A 1 - Características da Instalação – Hipótese 1.2*

Características da Instalação		
<b>Potência Pico</b>	kWp	40
<b>Potência Nominal</b>	kW	30,2
<b>Número Módulos</b>	Un.	102
<b>Área Utilizada</b>	m <sup>2</sup>	188
<b>Inversor</b>	Un.	1 (Anexo IV)

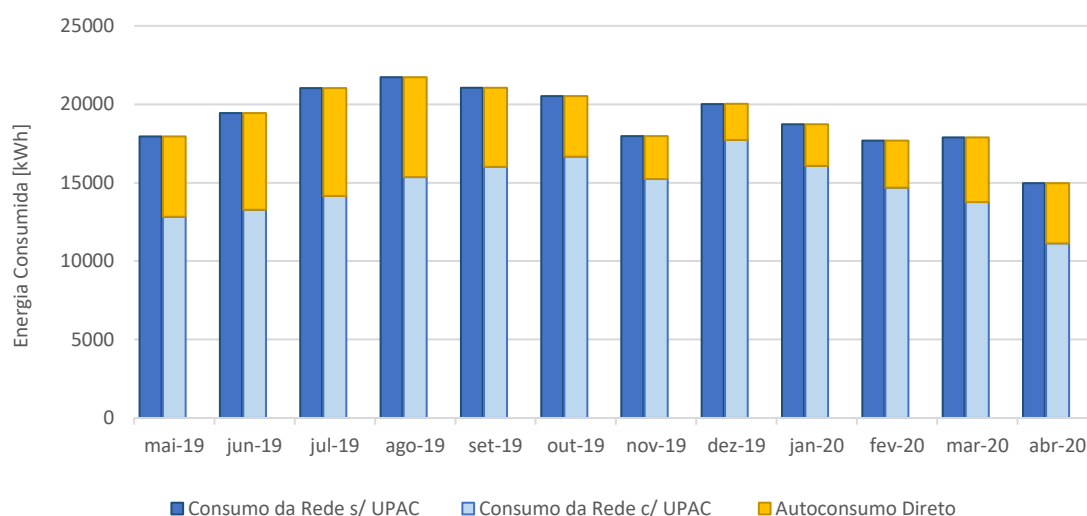
Foram obtidos os seguintes resultados de simulações mensais para a instalação a referida potência, apresentados no Apêndice A 2.

*Apêndice A 2 - Dados Mensais Exportados – Hipótese 1.2*

	<b>Consumo da Rede s/ UPAC [kWh]</b>	<b>Consumo da Rede c/ UPAC [kWh]</b>	<b>Produção Fotovoltaica [kWh]</b>	<b>Autoconsumo Direto [kWh]</b>	<b>Injeção na rede [kWh]</b>
<b>mai-19</b>	17958	12821	7489	5138	2352
<b>jun-19</b>	19435	13273	7690	6163	1527
<b>jul-19</b>	21039	14148	8156	6893	1263
<b>ago-19</b>	21733	15352	7334	6382	952
<b>set-19</b>	21058	16001	5654	5058	596
<b>out-19</b>	20519	16660	4234	3861	374
<b>nov-19</b>	17975	15234	2991	2743	248
<b>dez-19</b>	20021	17718	2437	2305	132
<b>jan-20</b>	18733	16070	2872	2663	209
<b>fev-20</b>	17691	14676	3264	3016	248
<b>mar-20</b>	17889	13775	5014	4115	899
<b>abr-20</b>	14966	11136	6206	3831	2375
<b>Total</b>	229017	176860	63341	52166	11174

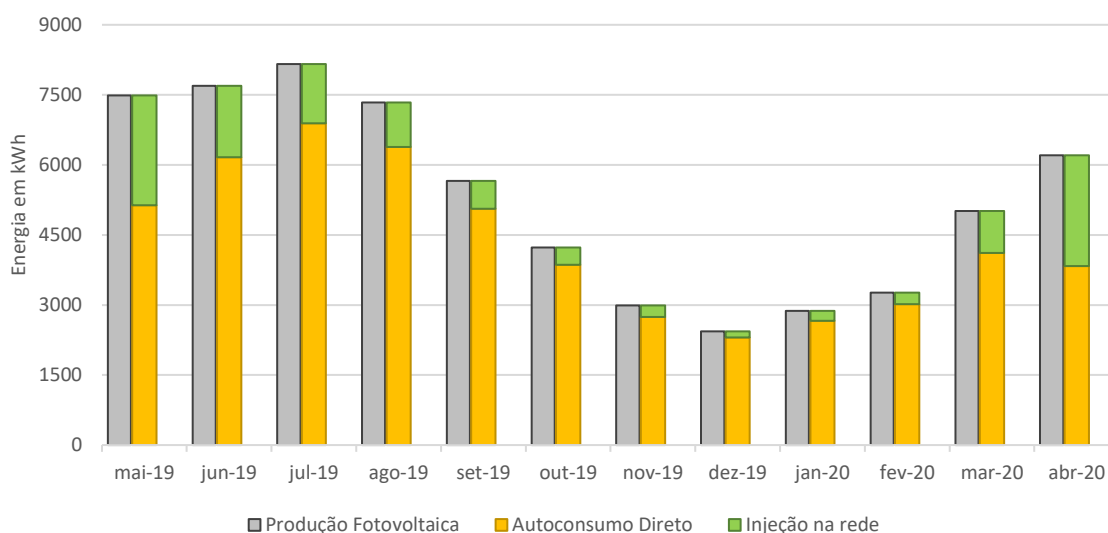
Com base nos resultados obtidos, é possível demonstrar graficamente o impacto que a instalação da UPAC tem no consumo da Fábrica. Como pode ser observado no

Apêndice A 3, é apresentada a satisfação do consumo por parte do fornecedor de eletricidade e pela UPAC, comparativamente ao consumo antes da possibilidade de uma UPAC.



Apêndice A 3 - Gráfico de Cobertura de Consumo – Hipótese 1.2

Nos meses de verão os registos de autoconsumos representam mais de 30% do consumo total, enquanto no inverno o mínimo registado é de 12%, em dezembro. Em termos anuais, 23% do consumo é satisfeito através do autoconsumo, continuando a Fábrica a consumir 77% de energia proveniente da rede. Em relação à produção fotovoltaica, verifica-se um maior consumo da energia produzida pela UPAC mas também um aumento de energia de excedente injetada na RESP (Apêndice A 4).



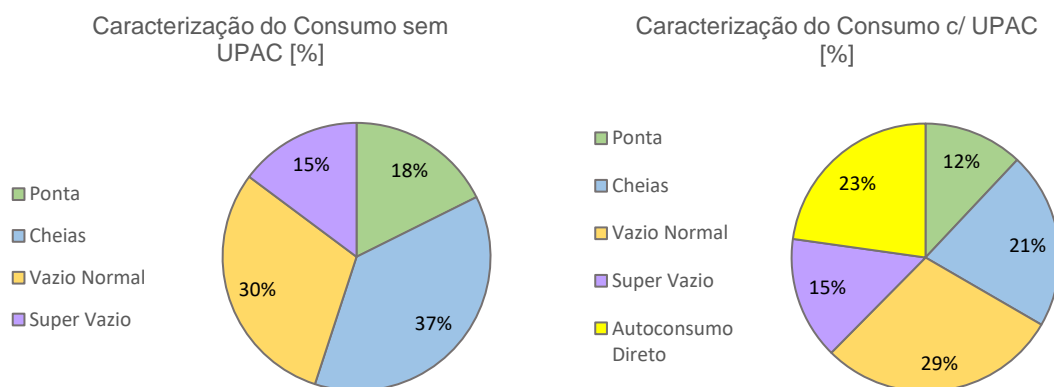
Apêndice A 4 - Aproveitamento da Energia Fotovoltaica – Hipótese 1.2

Como esperado, para sistemas sobredimensionados, são registados valores mais elevados de energia de excedente comparativamente à opção de 30 kWp, sendo que 18% da produção fotovoltaica corresponde a injeção na rede. Em termos analíticos, foram registados os valores energéticos anuais por período horário, caracterizando assim o consumo da Fábrica. Os resultados obtidos estão presentes no Apêndice A 5.

Apêndice A 5 - Caracterização do Consumo da Fábrica após UPAC – Hipótese 1.2

	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Autoconsumo Direto
Consumo da Instalação s/ UPAC (kWh)	40414	85622	69087	33897	-
Consumo da Instalação c/ UPAC (kWh)	29067	48914	66540	33905	52166
Variação (kWh)	- 11347	-36707	- 2547	+ 8	-
Variação (%)	- 28%	- 43%	- 4%	0%	-

Em termos relativos, como pode ser observado no Apêndice A 6, o maior impacto energético da UPAC está no consumo da Fábrica nos períodos de horas cheias. Em relação às horas de ponta, estas representavam 18% do consumo total antes da instalação da UPAC e após a instalação da UPAC representam 12%, registando uma diminuição de 28%. Como pode ser observado na Apêndice A 6, procedeu-se à construção gráfica para demonstração dos resultados.



Apêndice A 6 - Caracterização do Consumo – Hipótese 1.2, em %

Em relação aos consumos nos períodos de horas cheias, estes representavam 37% do consumo total e, após a instalação da UPAC, representam 21%, apresentando uma redução de 43% que é apresentada em termos relativos numa diminuição de 16 pontos percentuais. O autoconsumo cobre assim 23% do consumo anual da Fábrica, reduzindo assim o consumo de energia elétrica proveniente da RESP em quase um quarto.

## Apêndice B – Hipótese 1.3 – 50 kWp

Na terceira hipótese do primeiro cenário, foi dimensionada uma instalação para uma potência ainda superior, 50 kWp, com vista o estudo que o impacto teria no consumo e os benefícios económicos a longo prazo. As características deste cenário encontram-se no Apêndice B 1.

*Apêndice B 1 - Características da Instalação – Hipótese 1.3*

Características da Instalação		
<b>Potência Pico</b>	kWp	50,7
<b>Potência Nominal</b>	kW	36,4
<b>Número Módulos</b>	Un.	130
<b>Área Utilizada</b>	m2	204
<b>Inversor</b>	Un.	2 (Anexo V)

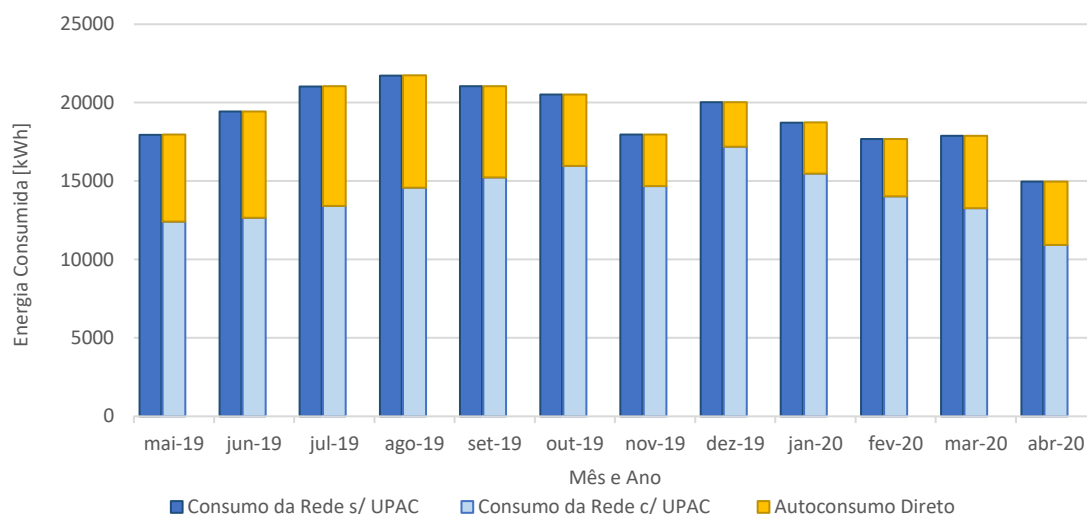
Os resultados de simulações mensais obtidos para esta instalação são apresentados no Apêndice B 2.

*Apêndice B 2 - Dados Mensais Exportados – Hipótese 1.3*

	Consumo da Rede s/ UPAC [kWh]	Consumo da Rede c/ UPAC [kWh]	Produção Fotovoltaica [kWh]	Autoconsumo Direto [kWh]	Injeção na rede [kWh]
mai-19	17958	12414	9630	5546	4084
jun-19	19435	12656	9908	6781	3127
jul-19	21039	13421	10485	7620	2865
ago-19	21733	14586	9435	7148	2287
set-19	21058	15226	7274	5834	1440
out-19	20519	15976	5444	4545	899
nov-19	17975	14680	3850	3297	553
dez-19	20021	17194	3132	2829	303
jan-20	18733	15478	3698	3256	442
fev-20	17691	14038	4196	3654	542
mar-20	17889	13275	6447	4615	1832
abr-20	14966	10919	7988	4049	3939
<b>Total</b>	<b>229017</b>	<b>169860</b>	<b>81487</b>	<b>59174</b>	<b>22313</b>

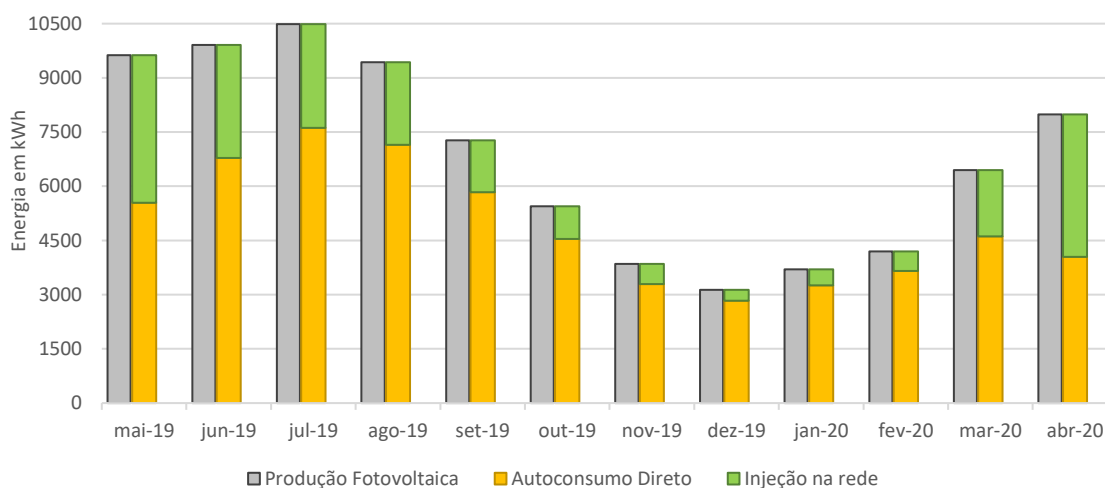
Da análise dos resultados, é possível demonstrar graficamente o impacto energético da UPAC nos consumos da fábrica. No Apêndice B 3 são apresentados os consumos mensais antes, antes e após a instalação da UPAC, assim como a proveniência da energia eléctrica: RESP ou UPAC. Desta forma, o autoconsumo nos meses de verão

chega a ultrapassar os 35%, sendo que o valor mais baixo é registado em dezembro com uma quota de 14% de autoconsumo referente ao consumo total.



Apêndice B 3 - Gráfico de Cobertura de Consumo – Hipótese 1.3

Numa análise anual, o autoconsumo passa a corresponder a 26% do consumo anual sendo os restantes 74% provenientes da RESP. Em relação ao aproveitamento da energia fotovoltaica produzida pela UPAC, nos meses de melhores condições de produção, verifica-se que um aproveitamento de cerca 75% para autoconsumo, sendo os valores de injeção na rede cada vez mais elevados (Apêndice B 4).



Apêndice B 4 - Aproveitamento da Energia Fotovoltaica – Hipótese 1.3

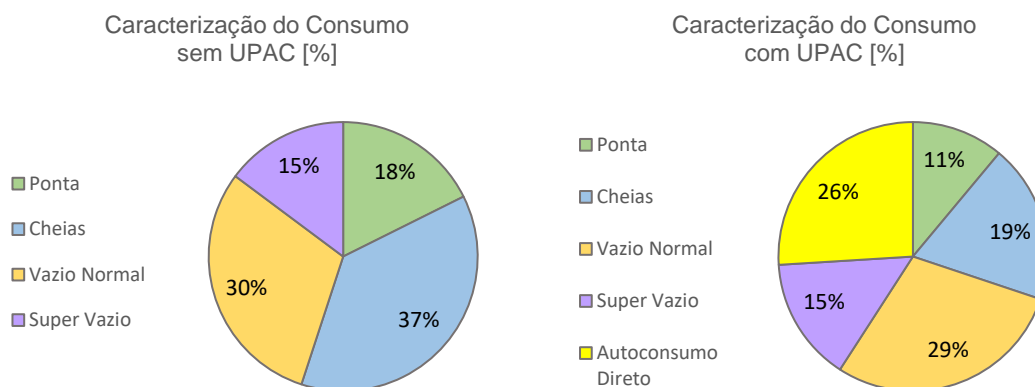
Nos meses de inverno, o autoconsumo atinge o seu pico em dezembro com uma quota de 90%. Numa análise anual, 27% da energia produzida é injetada na RESP sendo os restantes 73% destinados para autoconsumo.

No Apêndice B 5 são apresentados os valores energéticos anuais por período horário.

Apêndice B 5 - Balanço Energético da Caracterização do Consumo da Instalação – Hipótese 1.3

	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Autoconsumo Direto
Consumo s/ UPAC (kWh)	40414	85622	69087	33897	-
Consumo c/ UPAC (kWh)	28205	43436	66043	33905	59174
Variação (kWh)	-12209	-42185	-3044	8	-
Variação (%)	-30%	-49%	-4%	0%	-

Em termos relativos, como pode ser observado na Apêndice B 6, o maior impacto energético da UPAC está no consumo da Fábrica nos períodos de horas cheias. Em relação às horas de ponta, estas representavam 18% do consumo total antes da instalação da UPAC, após a instalação da UPAC representam 11%, registando uma diminuição de 30%, a qual se apresenta numa redução de 6 pontos percentuais face ao primeiro caso. Como pode ser observado na Apêndice B 6, procedeu-se à construção gráfica para demonstração dos resultados, onde podem ser verificadas as variações para os restantes períodos horários.



Apêndice B 6 - Caracterização do Consumo Energético – Hipótese 1.3, em %

Conclui-se então que o autoconsumo é responsável por satisfazer mais do que um quinto, 26%, do consumo da fábrica durante o ano na presente hipótese. Mais 3 pp face à hipótese com a potência de 40 kWp do Cenário 1.

## Apêndice C – Hipótese 2.2 – 40 kWp

Na segunda hipótese do Cenário 2 foi efetuada uma instalação que, neste caso, estará dimensionada de acordo com os possíveis consumos adicionais, com vista o estudo que o impacto teria no consumo da Fábrica. As características desta hipótese são apresentadas no Apêndice C 1.

*Apêndice C 1 - Características da Instalação – Hipótese 2.2*

Características da Instalação		
<b>Potência Pico</b>	kWp	40
<b>Potência Nominal</b>	kW	30,2
<b>Número Módulos</b>	Un.	102
<b>Área Utilizada</b>	m <sup>2</sup>	188
<b>Inversor</b>	Un.	1 (Anexo III)
<b>Veículo Elétrico</b>	Un.	2
<b>Carregador VE</b>	Un.	2

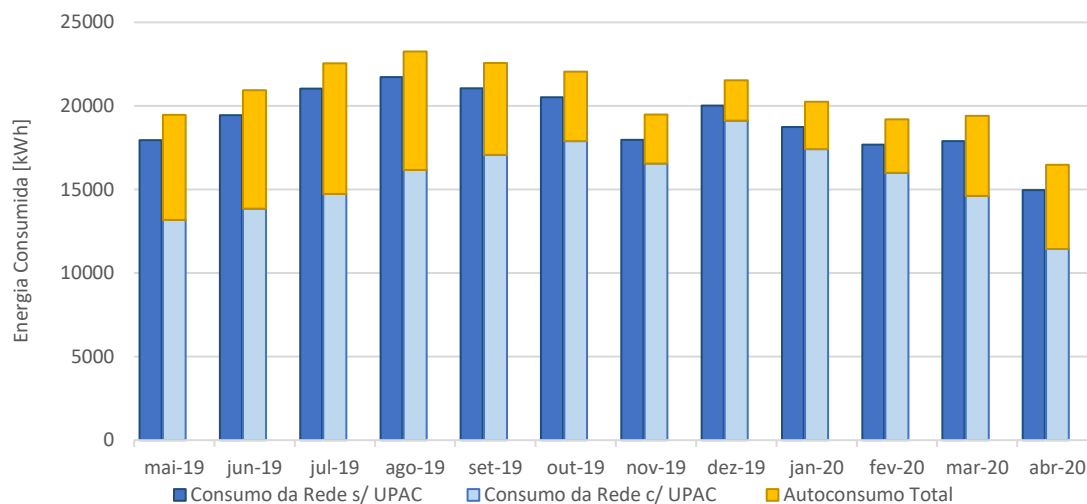
Foram obtidos os seguintes resultados de simulação mensais para a instalação da presente hipótese, incluindo os consumos dos VE, apresentados no Apêndice C 2.

*Apêndice C 2 - Consumo e Produção de Energia – Hipótese 2.2*

	<b>Consumo da Rede s/ UPAC [kWh]</b>	<b>Consumo da Rede c/ UPAC [kWh]</b>	<b>Produção Fotovoltaica [kWh]</b>	<b>Autoconsumo Total [kWh]</b>	<b>Injeção na rede [kWh]</b>
mai-19	17958	13188	7489	6283	1207
jun-19	19435	13849	7690	7096	594
jul-19	21039	14725	8156	7824	332
ago-19	21733	16168	7334	7095	239
set-19	21058	17070	5654	5498	157
out-19	20519	17894	4234	4155	79
nov-19	17975	16549	2991	2937	54
dez-19	20021	19126	2437	2408	29
jan-20	18733	17410	2872	2833	39
fev-20	17691	15999	3264	3202	62
mar-20	17889	14627	5014	4772	242
abr-20	14966	11438	6206	5038	1168
<b>Total</b>	<b>229020</b>	<b>188043</b>	<b>63341</b>	<b>59140</b>	<b>4201</b>

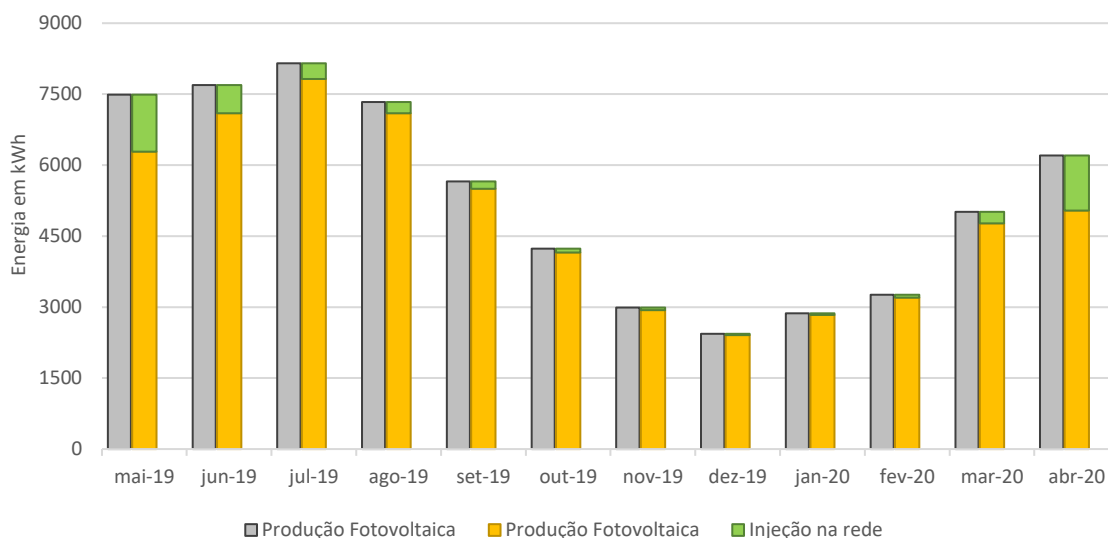
Através dos resultados obtidos através da simulação, presentes na tabela acima, é possível demonstrar graficamente o impacto que a instalação da UPAC, com a potência em causa, e a adoção dos veículos elétricos têm no consumo da Fábrica.

Como pode ser observado na Apêndice C 3, a cobertura do consumo da Fábrica é cada vez mais satisfeito pela UPAC devido ao aproveitamento maior da energia produzida para o carregamento dos VE.



Apêndice C 3 - Cobertura e Impacto no Consumo – Hipótese 2.2

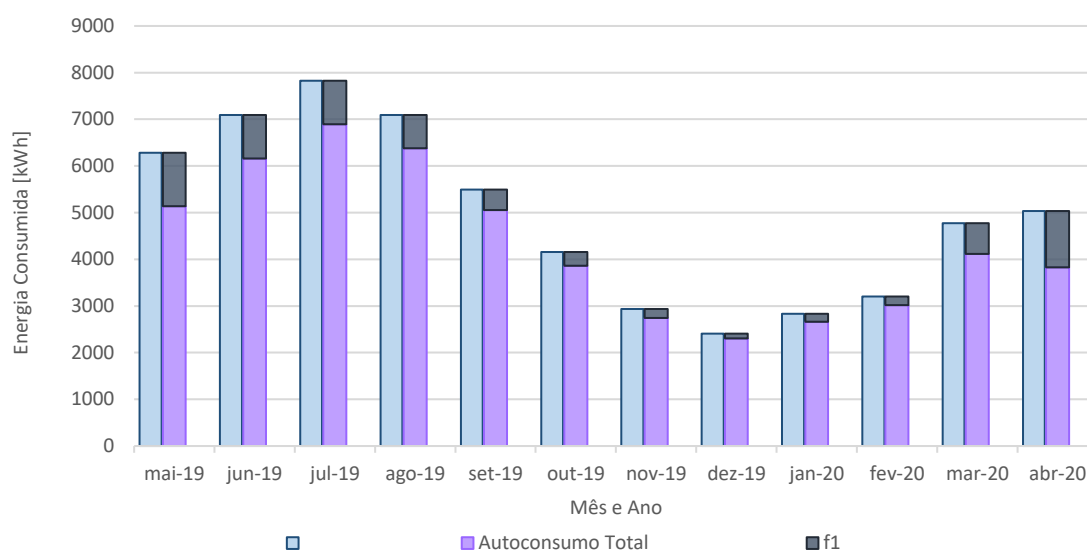
O aumento do impacto que a UPAC tem na Fábrica é proporcional ao aumento da potência do gerador fotovoltaico, ocorrendo mesmo assim, um decréscimo da cobertura do consumo final, contando já com as cargas adicionais, do consumo energético proveniente da RESP. Este aumento é proporcional até a instalação estar sobredimensionada, o que irá resultar numa cobertura de consumo minimamente melhor, mas, por outro lado, num elevado registo de injeção na rede. No entanto, a presente hipótese não se encontra sobredimensionada, como pode ser verificado na Apêndice C 4.



Apêndice C 4 - Aproveitamento da Produção Fotovoltaica – Hipótese 2.2

Comparativamente aos dados registados na hipótese de potência inferior, os valores de excedente, nos meses entre junho de 2019 a março de 2020, representam quotas inferiores a 5% relativamente à produção fotovoltaica do respetivo mês. Ou seja, no período em análise, o autoconsumo total representa 93% do valor total da produção fotovoltaica. Este resultado poderia ser mais favorável, no entanto, dada a grande redução de consumos registados no mês de abril de 2020, o aumento da potência de instalação irá aumentar o excedente no respetivo mês assim como nos meses de produção mais favorável.

Em relação à caracterização do autoconsumo total registado, como pode ser observado no Apêndice C 5, para a presente potência de instalação já se pode verificar um maior aproveitamento da produção fotovoltaica para o carregamento dos veículos elétricos.



Apêndice C 5 - Caracterização do Autoconsumo Total – Hipótese 2.2

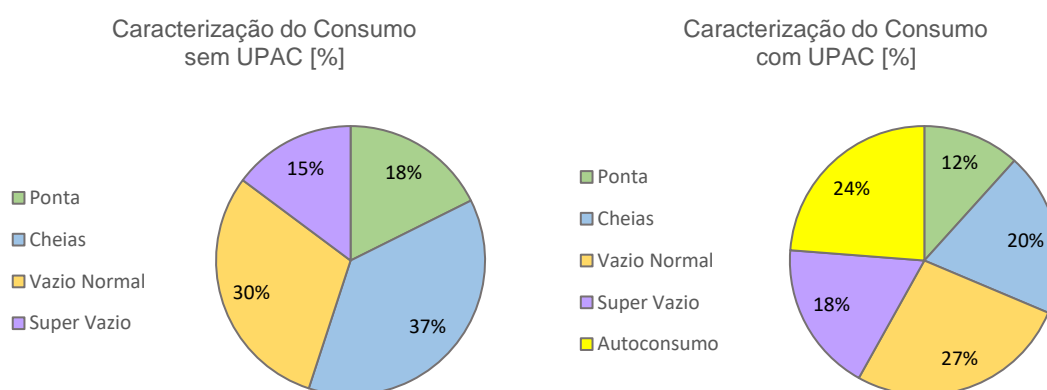
Numa análise detalhada da caracterização do autoconsumo total, no mês de menor produção e, como consequência, de menor autoconsumo fotovoltaico (dezembro), existe um aproveitamento de 4% para o carregamento dos veículos elétricos, sendo esta a menor quota registada durante o período em análise para este efeito. Em condições normais, o mês de maio apresenta o maior registo de aproveitamento do autoconsumo para o carregamento dos VE, representando este 18% do autoconsumo total do mesmo mês. Numa vista geral, o autoconsumo destinado à cobertura dos consumos da Fábrica representa 88% do autoconsumo total, os restantes 12% representam a quota utilizada para o carregamento dos VE.

No Apêndice C 6 são apresentados os valores energéticos anuais por período horário, caracterizando assim o consumo da Fábrica e das cargas por período horário sendo, a partir do quais é possível retirar conclusões.

Apêndice C 6 - Balanço Energético do Consumo da Fábrica – Hipótese 2.2

	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Autoconsumo
Consumo s/ UPAC (kWh)	40414	85622	69087	33897	-
Consumo Total c/ UPAC (kWh)	29067	48914	66540	45090	59140
Consumo da Instalação c/ UPAC	-	-	66540	33897	52166
Consumo dos VE c/ UPAC	-	-	-	11193	6974
Varição (kWh)	- 11347	- 36707	- 2547	+ 11193	-
Varição (%)	- 28%	- 43%	- 4%	+ 33%	-

Numa representação relativa dos valores registados na tabela acima é possível verificar, no Apêndice C 7, que, dado o aumento do registo de autoconsumo, quer seja para a Fábrica, quer seja para o carregamento dos veículos elétricos, este passa a representar 24% do consumo total. Mesmo havendo um registo de aumento de 33% no consumo nas horas de super vazio, este aumento é relativamente inferior ao aumento registado na Hipótese 2.1, pois existe um maior aproveitamento da energia fotovoltaica para o carregamento dos VE havendo menor dependência consumo de energia elétrica proveniente RESP para esse efeito durante o período estipulado, traduzindo-se num aumento de consumo de 3 pontos percentuais durante o período de super vazio.



Apêndice C 7 - Comparação das Parcelas de Consumo Anual por Horário – Hipótese 2.2

À semelhança da hipótese com a mesma potência, do Cenário 1, as variações são iguais dos consumos nos períodos horários cheias e ponta, no entanto, e com base na adição dos VE, o autoconsumo regista um aumento de 1 pp, passando a representar 24% do consumo total da fábrica, e o período de super vazio um aumento de 3 pp.

## Apêndice D – Hipótese 2.3 – 50 kWp

Na terceira hipótese do Cenário 2 foi dimensionada uma UPAC que, neste caso, estará sobredimensionada de acordo com os possíveis consumos adicionais. Neste cenário espera-se que exista maiores registos de injeção na rede, mas também maiores registos de autoconsumo. As características desta hipótese encontram-se no Apêndice D 1.

*Apêndice D 1 - Características da Instalação – Hipótese 2.3*

Características da Instalação		
<b>Potência Pico</b>	kWp	50,7
<b>Potência Nominal</b>	kW	36,4
<b>Número Módulos</b>	Un.	130
<b>Área Utilizada</b>	m <sup>2</sup>	204
<b>Inversor</b>	Un.	2 (Anexo V)
<b>Veículo Elétrico</b>	Un.	2
<b>Carregador VE</b>	Un.	2

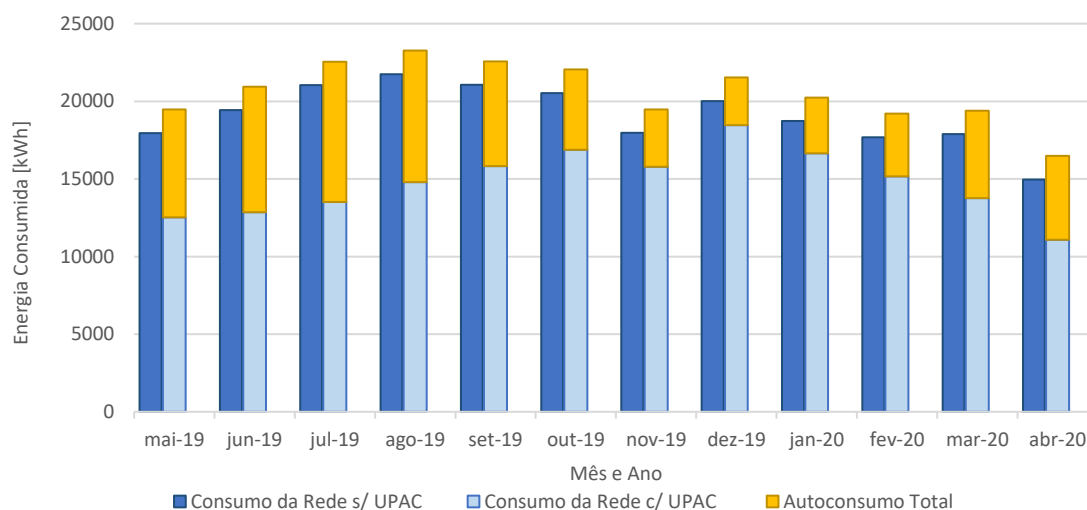
Foram obtidos os seguintes resultados de simulação mensais para a instalação da presente hipótese, incluindo os consumos dos VE, apresentados no Apêndice D 2.

*Apêndice D 2 - Consumo e Produção de Energia – Hipótese 2.3*

	Consumo da Rede s/ UPAC [kWh]	Consumo da Rede c/ UPAC [kWh]	Produção Fotovoltaica [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Injeção na rede [kWh]
mai-19	17958	12533	9630	6938	2692
jun-19	19435	12857	9908	8088	1820
jul-19	21039	13507	10485	9042	1443
ago-19	21733	14794	9435	8469	966
set-19	21058	15829	7274	6739	535
out-19	20519	16877	5444	5172	272
nov-19	17975	15793	3850	3692	158
dez-19	20021	18466	3132	3068	64
jan-20	18733	16646	3698	3597	101
fev-20	17691	15172	4196	4029	167
mar-20	17889	13757	6447	5643	805
abr-20	14966	11085	7988	5391	2597
<b>Total</b>	<b>229018</b>	<b>177318</b>	<b>81487</b>	<b>69867</b>	<b>11620</b>

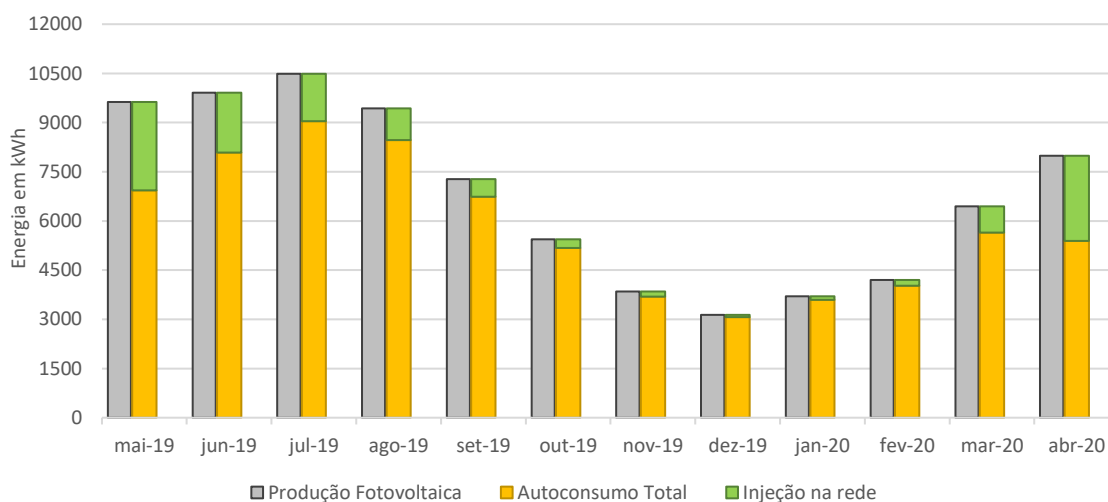
Através dos resultados obtidos através da simulação, presentes na tabela acima, é possível demonstrar graficamente o impacto que a instalação da UPAC, com a potência em causa, e a adoção dos veículos elétricos têm no consumo da Fábrica.

Como pode ser observado na Apêndice D 3, o consumo total é cada vez mais coberto pela unidade de produção para autoconsumo.



Apêndice D 3 - Cobertura do Consumo – Hipótese 2.3

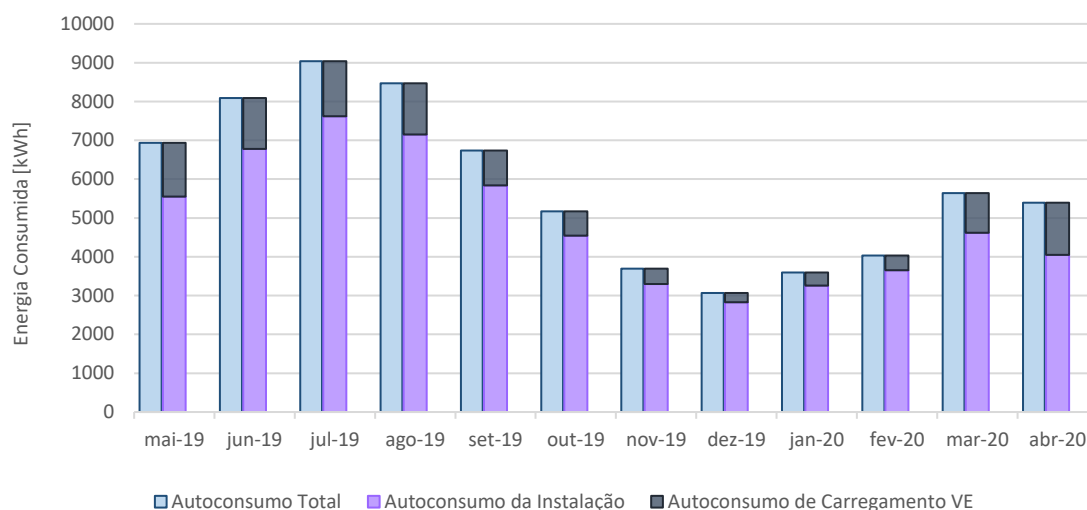
Analisando o gráfico de barras da Apêndice D 3, é possível verificar um aumento no consumo geral da Fábrica, no entanto, enquanto este, anteriormente seria 100% satisfeito pela rede, após a instalação da UPAC e mesmo com a adoção das duas cargas de consumo adicionais, o consumo da rede representa 72% do consumo total anualmente, sendo os restantes 28% referentes ao autoconsumo. Em termos de aproveitamento da energia produzida pela UPAC, o autoconsumo total representa, anualmente, 86% da mesma enquanto a injeção na rede representa 14% (Apêndice D 4).



Apêndice D 4 - Aproveitamento da Energia Fotovoltaica – Hipótese 2.3

Numa análise mensal é possível verificar, no Apêndice D 4, um aproveitamento da energia fotovoltaica superior entre agosto e março, nos quais são registadas parcelas maiores a 90%. Nos restantes meses, dado que a produção é muito favorável e a UPAC está sobredimensionada, a energia produzida excede as necessidades do consumidor registando-se quotas maiores de injeção na rede, superiores a 20%.

Em relação à caracterização do autoconsumo, verificado no Apêndice D 5, à medida que a potência do gerador fotovoltaico aumenta, é esperado um aumento do autoconsumo destinado para o carregamento dos veículos elétricos. Desta forma, a energia fotovoltaica utilizada para o carregamento dos VE representa 17% do autoconsumo total, variando entre 10% (dezembro) e 29% (abril), sendo os restantes 83% do autoconsumo total representados pelo autoconsumo da Fábrica.



Apêndice D 5 - Caracterização do Autoconsumo Total – Hipótese 2.3

Dos 17% referentes ao autoconsumo destinado aos veículos elétricos é importante salientar que, nos meses de maior rendimento fotovoltaico, ou seja, entre abril e agosto, o carregamento total dos veículos elétricos é efetuado, na sua maioria, através da energia proveniente da UPAC, sendo esta parcela superior a 86% durante este período. Nos restantes meses do ano, o mês de dezembro é o que representa uma menor quota de carregamento proveniente da UPAC representando 16% do carregamento total durante o mês em questão. Isto implica um aumento de consumo de energia da RESP durante o horário de faturação de super vazio nos meses de menor produção.

Desta forma, a adoção dos veículos elétricos pode ser considerada como uma medida de armazenamento parcial da energia excedente resultando numa redução de registos de injeção na rede.

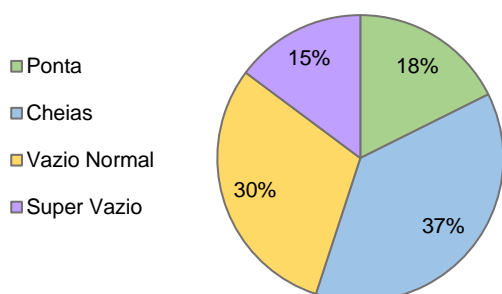
Em termos analíticos, apresentam-se os valores energéticos anuais por período e as suas respetivas variações, no Apêndice D 6, a partir dos quais serão retiradas conclusões.

Apêndice D 6 - Balanço Energético do Consumo da Fábrica – Hipótese 2.3

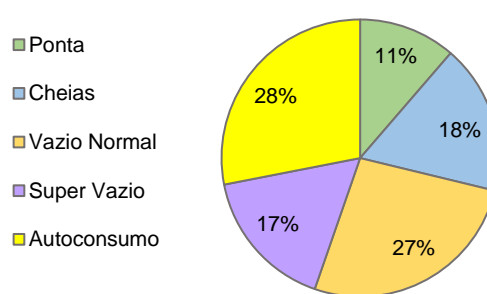
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Autoconsumo
Consumo s/ UPAC (kWh)	40414	85622	69087	33897	-
Consumo Total c/ UPAC (kWh)	28205	43436	66043	41369	69867
Consumo da Instalação c/ UPAC	28205	43436	66043	33905	59174
Consumo dos VE c/ UPAC	-	-	-	7464	10693
Varição (kWh)	- 12209	- 42186	- 3044	+ 7472	-
Varição (%)	- 30%	- 49%	- 4%	+ 22%	-

Numa representação relativa dos valores registados no Apêndice D 6 é possível verificar, no Apêndice D 7, que, dado o aumento do registo de autoconsumo, quer seja para a Fábrica, quer seja para o carregamento dos veículos elétricos, este representa 28% do consumo total, perfazendo mais do que um quarto do consumo total. Mesmo sendo registado um aumento de 22% no consumo nas horas de super vazio, este aumento é 11 pontos percentuais inferior ao aumento registado na Hipótese 2.2, pois existe uma maior cota de autoconsumo para o carregamento dos VE resultando na redução de consumo de energia elétrica proveniente RESP para esse efeito durante o período estipulado, traduzindo-se num aumento de consumo de 2 pontos percentuais durante o período de super vazio.

Caracterização do Consumo sem UPAC [%]



Caracterização do Consumo com UPAC [%]



Apêndice D 7 - Comparação das Parcelas de Consumo Anual por Horário – Hipótese 2.3

## Apêndice E – Hipótese 2.4 – 60 kWp

Na última hipótese do Cenário 2 foi dimensionada uma UPAC que, neste caso, estará sobredimensionada de acordo com os possíveis consumos adicionais e os consumos já existentes na Fábrica. Neste cenário espera-se que existam ainda maiores registos de injeção na rede, no entanto um aumento relativamente baixo no autoconsumo. As características desta hipótese encontram-se no Apêndice E 1.

*Apêndice E 1 - Características da Instalação – Hipótese 2.4*

Características da Instalação		
<b>Potência Pico</b>	kWp	60,4
<b>Potência Nominal</b>	kW	45,8
<b>Número Módulos</b>	Un.	155
<b>Área Utilizada</b>	m <sup>2</sup>	235
<b>Inversor</b>	Un.	2 (Anexo III e Anexo V)
<b>Veículo Elétrico</b>	Un.	2
<b>Carregador VE</b>	Un.	2

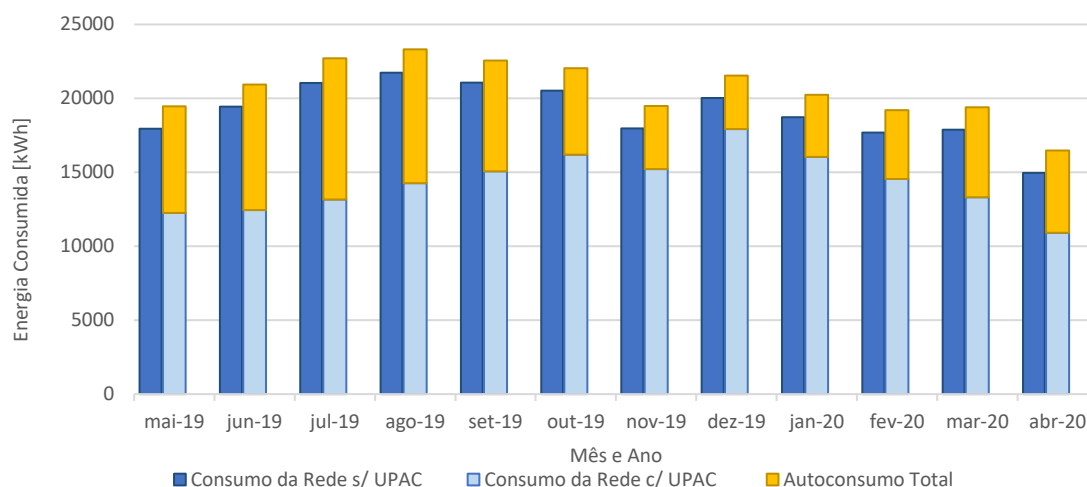
Foram obtidos os seguintes resultados de simulação mensais para a instalação da presente hipótese, incluindo os consumos dos VE, apresentados no Apêndice E 2.

*Apêndice E 2 - Consumo e Produção de Energia – Hipótese 2.4*

	Consumo da Rede s/ UPAC [kWh]	Consumo da Rede c/ UPAC [kWh]	Produção Fotovoltaica [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Injeção na rede [kWh]
mai-19	17958	12245	11493	7226	4267
jun-19	19435	12444	11829	8501	3328
jul-19	21039	13165	12538	9540	2998
ago-19	21733	14262	11281	9052	2228
set-19	21058	15070	8675	7498	1177
out-19	20519	16193	6474	5856	618
nov-19	17975	15227	4576	4258	318
dez-19	20021	17932	3725	3602	123
jan-20	18733	16034	4412	4209	203
fev-20	17691	14542	5002	4659	343
mar-20	17889	13318	7695	6081	1614
abr-20	14966	10908	9533	5568	3965
<b>Total</b>	<b>229018</b>	<b>171346</b>	<b>97231</b>	<b>76048</b>	<b>21182</b>

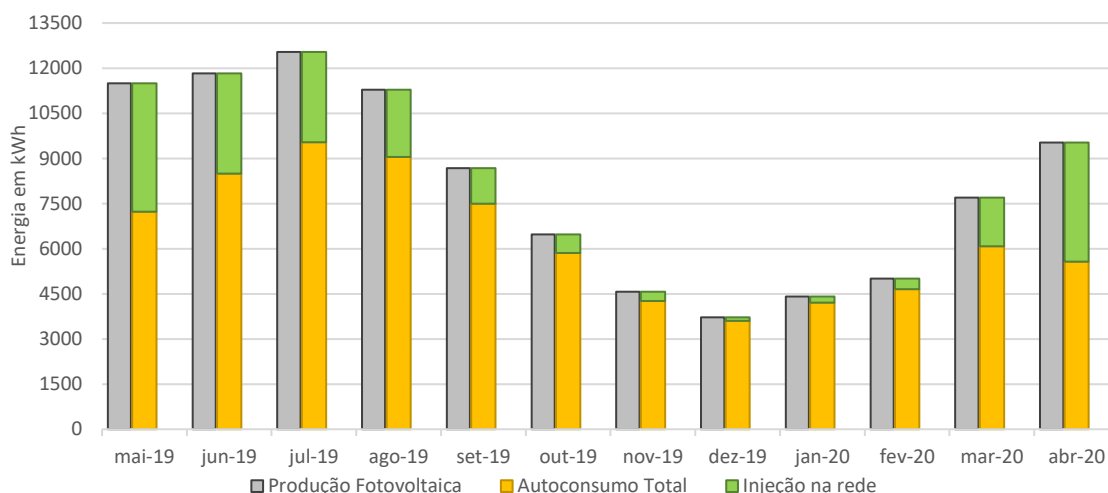
Através dos resultados obtidos através da simulação, presentes na tabela acima, é possível demonstrar graficamente o impacto que a instalação da UPAC de 60 kWp e a

adoção dos veículos elétricos têm no consumo da Fábrica. No Apêndice E 3 é apresentada a cobertura do consumo da fábrica mensalmente.



Apêndice E 3 - Cobertura do Consumo – Hipótese 2.4

De acordo com os dados obtidos, observados na Apêndice E 3, o consumo da rede representa 69% do consumo total anual, menos 3 pontos percentuais comparativamente à hipótese 2.3. sendo os restantes 31% referentes ao autoconsumo. No mês de julho, o autoconsumo cobre 42% das necessidades do consumidor sendo o mínimo registado no mês de dezembro no qual é registada uma quota de 17% de autoconsumo total. O aproveitamento da energia produzida pela UPAC é representada no Apêndice E 4.

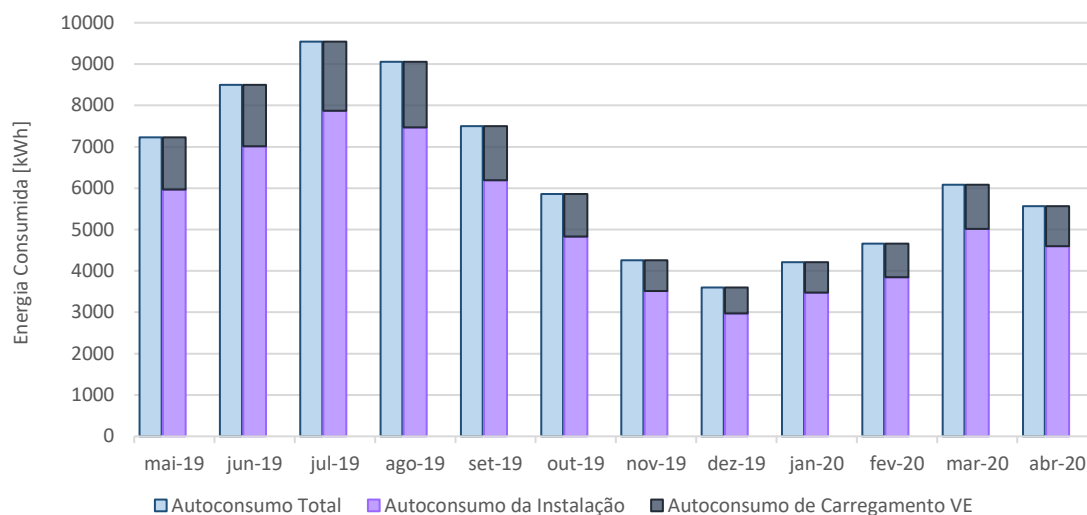


Apêndice E 4 - Aproveitamento da Energia Fotovoltaica – Hipótese 2.4

O autoconsumo total representa, anualmente, 78% da produção fotovoltaica total enquanto a injeção na rede regista um aumento de 4 pontos percentuais comparativamente à hipótese anterior passando representar 22%, no entanto, são

registadas parcelas de injeção na rede superiores a 25% nos meses favoráveis à produção fotovoltaica.

Em relação à caracterização do autoconsumo, anualmente, a energia fotovoltaica utilizada para o carregamento dos VE representa 19% do autoconsumo total, sendo os restantes 81% do autoconsumo total representados pelo autoconsumo da Fábrica (Apêndice E 5).



Apêndice E 5 - Caracterização do Autoconsumo Total – Hipótese 2.4

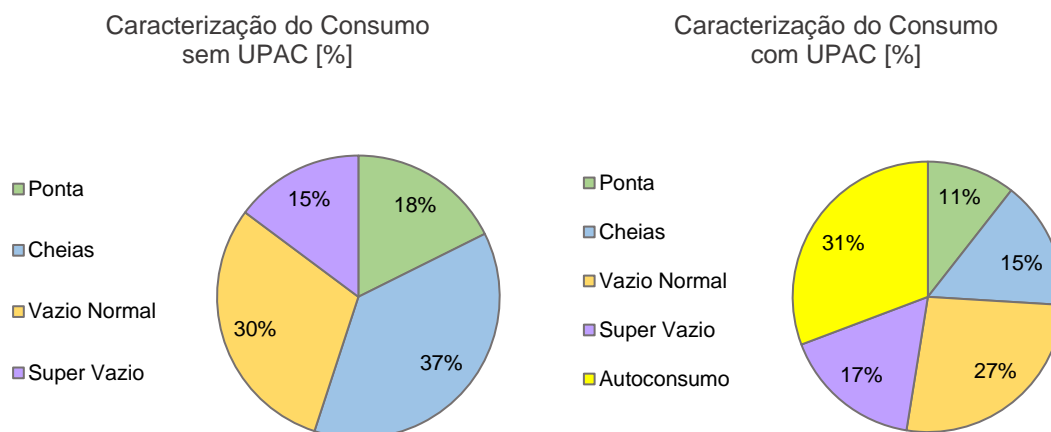
Dos 19% referentes ao autoconsumo destinado aos veículos elétricos, foram obtidos, unicamente nesta simulação, meses em que o autoconsumo para o carregamento dos VE colmatou a sua necessidade energética na totalidade, nomeadamente em julho e agosto, sendo que em junho fica muito próximo dessa totalidade registando 98%. O maior aumento regista-se nos meses de reduzida produção fotovoltaica pois o autoconsumo destinado ao carregamento passa a registar valores mínimos de 42% (dezembro), mais 26 pontos percentuais do que na hipótese anterior. Este aumento reduz significativamente o consumo em horas de super vazio verificado nas hipóteses anteriores.

Em termos analíticos, foram registados os valores energéticos anuais por período, verificados na Apêndice E 6, caracterizando assim o consumo da Fábrica e das cargas por período sendo possível retirar conclusões a partir dos mesmos.

Apêndice E 6 - Balanço Energético do Consumo da Fábrica – Hipótese 2.4

	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Autoconsumo
Consumo s/ UPAC (kWh)	40414	85622	69087	33897	-
Consumo Total c/ UPAC (kWh)	26164	38067	65741	38995	76048
Consumo da Instalação c/ UPAC	28205	43436	66043	33905	62764
Consumo dos VE c/ UPAC	-	-	-	5090	13284
Variação (kWh)	- 14250	- 47555	- 3346	+ 5098	-
Variação (%)	- 35%	- 56%	- 5%	+ 15%	-

Numa representação relativa dos valores registados na Apêndice E 6 é possível verificar, na Apêndice E 7, que, dado o aumento do registo de autoconsumo, quer seja para a Fábrica, quer seja para o carregamento dos veículos elétricos, este passa a representar 31% do consumo total, muito próximo de corresponder a um terço do consumo total anual. Dado o aumento de autoconsumo, este reflete a grande redução de consumo nas horas cheias e ponta, que agora representam 15% e 11% respetivamente, sendo que a primeira apresenta uma redução de mais de metade, 56%. Mesmo registando-se um aumento de 15% no consumo nas horas de super vazio, este apenas representa um aumento no consumo anual de 2 pontos percentuais durante este período de faturação.



Apêndice E 7 - Comparação das Parcelas de Consumo Anual por Horário – Hipótese 2.4

Esta redução significativa no consumo da rede nas horas de ponta e horas cheias irá ser refletido na análise financeira realizada no capítulo seguinte, dado que se trata dos horários com tarifas mais altas e mais impactados pela instalação da UPAC.

## Apêndice F – Hipótese 3.1 – 30 kWp

Na Hipótese 3.1, foi realizado um dimensionamento de acordo com os consumos energéticos da Fábrica. Este dimensionamento retrata a primeira simulação com a inserção de um sistema de armazenamento estacionário e a adoção de 2 veículos elétricos (Apêndice F 1).

*Apêndice F 1 - Características da Instalação – Hipótese 3.1*

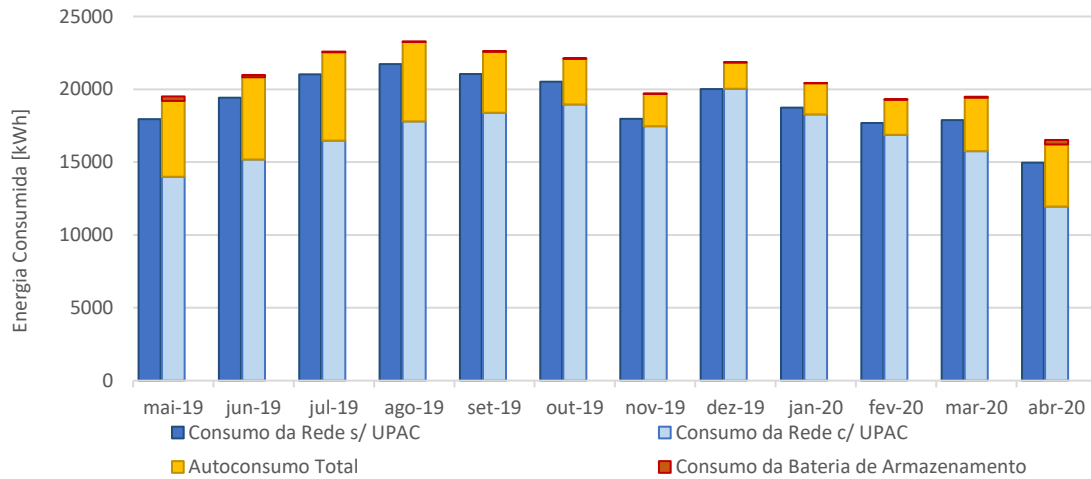
Características da Instalação		
<b>Potência Pico</b>	kWp	30,8
<b>Potência Nominal</b>	kW	22,9
<b>Número Módulos</b>	Un.	79
<b>Área Utilizada</b>	m <sup>2</sup>	145
<b>Inversor</b>	Un.	2 (Anexo VI)
<b>Veículo Elétrico</b>	Un.	2
<b>Carregador VE</b>	Un.	2
<b>Capacidade de Armazenamento</b>	kWh	17,5

Foram obtidos os seguintes resultados de simulação mensais para a instalação com esta potência, apresentados no Apêndice F 2.

*Apêndice F 2 - Consumo e Produção de Energia – Hipótese 3.1*

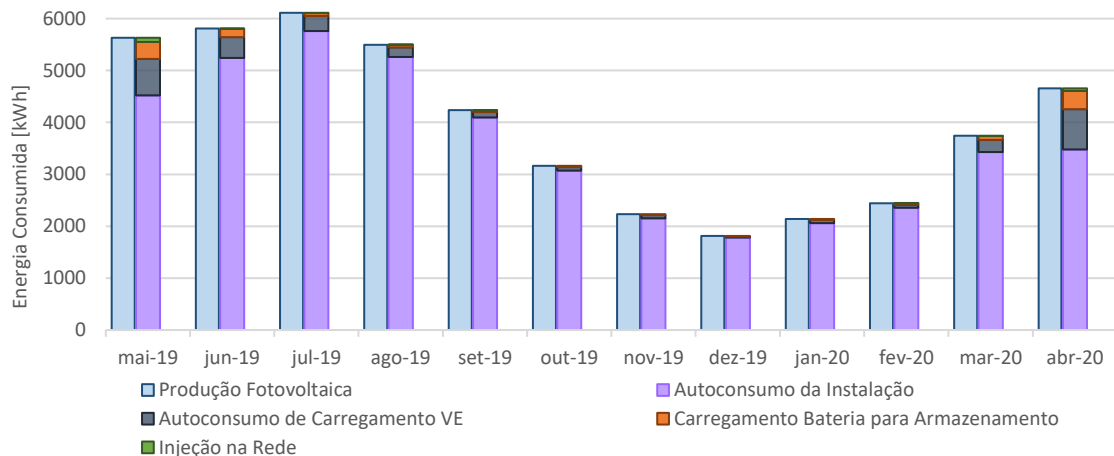
	Consumo da Rede s/ UPAC [kWh]	Consumo da Rede c/ UPAC [kWh]	Produção Fotovoltaica [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Utilização da Bateria [kWh]	Injeção na rede [kWh]
mai-19	17958	13986	5629	5226	297	78
jun-19	19435	15193	5812	5643	149	7
jul-19	21039	16489	6113	6050	50	7
ago-19	21733	17794	5498	5445	44	2
set-19	21058	18381	4236	4199	28	4
out-19	20519	18970	3163	3142	19	0
nov-19	17975	17475	2232	2212	17	0
dez-19	20021	20047	1811	1801	7	0
jan-20	18733	18282	2138	2123	32	0
fev-20	17691	16884	2441	2413	22	2
mar-20	17889	15754	3742	3665	62	8
abr-20	14966	11955	4658	4253	319	51
<b>Total</b>	<b>229020</b>	<b>201211</b>	<b>47473</b>	<b>46170</b>	<b>1047</b>	<b>144</b>

Através destes resultados é possível demonstrar graficamente o impacto que a instalação da UPAC tem no consumo da Fábrica, mas também o impacto que a adição da carga extra e ainda a influência do sistema de armazenamento no aproveitamento fotovoltaico. Como pode ser observado no Apêndice F 3, é apresentada a cobertura do consumo por parte do comercializador de eletricidade, pelo gerador fotovoltaico e a partir das baterias de armazenamento estacionário, comparativamente aos consumos e a sua cobertura anteriormente.



Apêndice F 3 - Cobertura do Consumo com UPAC – Hipótese 3.1

De acordo com os dados obtidos, observados no Apêndice F 3, o consumo da rede representa 81% do consumo total anualmente, enquanto, o autoconsumo corresponde a 18,6% e os restantes 0,4% refletem utilização das baterias de armazenamento – um valor muito baixo devido à escassez de excedente. Os resultados mais favoráveis na utilização do armazenamento par satisfazer os consumos da Fábrica apresentam-se nos meses de maio e junho com parcelas 1,5% e 0,7% respetivamente.



Apêndice F 4 - Aproveitamento da Energia Fotovoltaica – Hipótese 3.1

Em relação ao aproveitamento fotovoltaico neste dimensionamento, o autoconsumo destinado para satisfazer as necessidades da Fábrica representa 91% da produção fotovoltaica total anual. Seguindo-se a parcela para o carregamento dos veículos elétricos, a qual representa 6%, e o carregamento das baterias de armazenamento, a partir do gerador fotovoltaico, com aproximadamente 3%. Neste caso, a injeção na rede representa valores muito baixos face à produção fotovoltaica, traduzindo-se num valor relativo de aproximadamente zero. Numa análise mensal e desprezando os resultados obtidos no mês de abril por serem considerados atípicos, o mês de maio, junho e março são os que apresentam os maiores valores de aproveitamento fotovoltaico para o carregamento das baterias, sendo estes 6%, 3% e 2% respetivamente. Nos restantes meses, apenas 1% da energia produzida pela UPAC é destinada para armazenamento. Nota ainda para o registo de injeção zero nos meses de inverno, sendo todo o excedente armazenado nas baterias estacionárias.

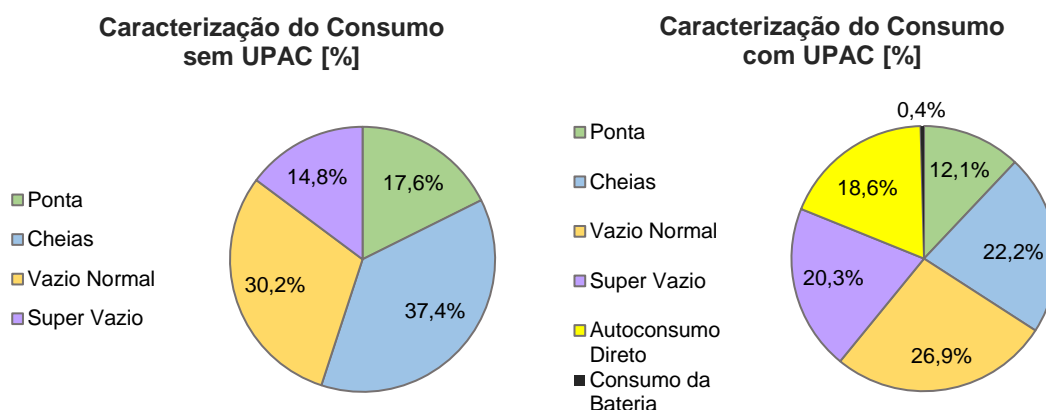
Em termos analíticos, foram registados os valores energéticos anuais por período horário, verificados na Apêndice F 5, caracterizando assim o consumo da Fábrica e das cargas por período sendo possível retirar conclusões a partir dos mesmos.

Apêndice F 5 - Balanço Energético do Consumo da Fábrica – Hipótese 3.1

	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Autoconsumo Direto	Utilização da Bateria
Consumo s/ UPAC (kWh)	40414	85622	69087	33897	-	-
Consumo Total c/ UPAC (kWh)	30084	55199	66932	50512	46170	1047
Consumo da Instalação c/ UPAC	30084	55199	66932	34077	46170	1047
Consumo dos VE c/ UPAC	-	-	-	16435	-	-
Varição (kWh)	- 10329	- 30423	- 2155	+ 16615	-	-
Varição (%)	- 26%	- 36%	-3%	+ 49%	-	-

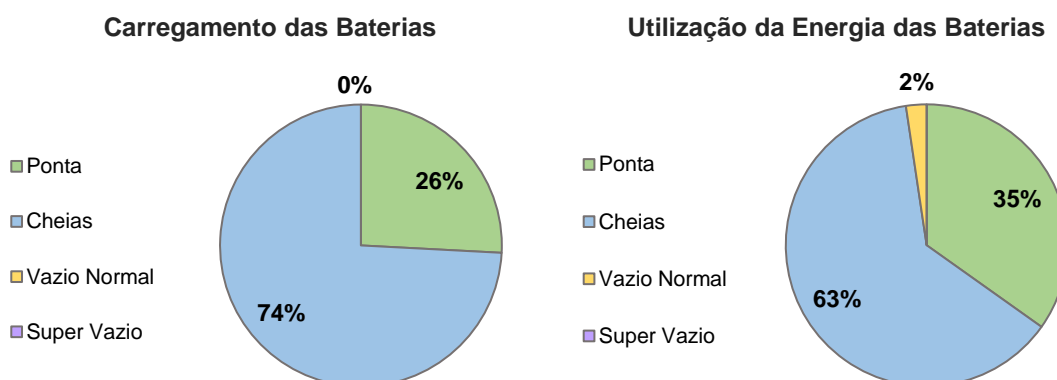
De acordo com os dados observados na Apêndice F 5, é possível verificar uma diminuição no consumo nas horas cheias comparativamente com a hipótese o cenário 2, ou seja, é verificado o efeito do consumo energético da Fábrica proveniente das baterias de armazenamento. É verificado também um ligeiro aumento no consumo em horas de super vazio, comparativamente ao aumento registado no cenário anterior, devido à necessidade de manter o armazenamento entre os intervalos aceitáveis de capacidade para não acentuar a degradação das baterias, ou seja, superior ou igual a 20%. Também a eletrónica associada ao inversor híbrido e mesmo ao *Battery Management System* (BMS), caso se opte por um sistema de armazenamento composto por baterias de iões de lítio, podem ser considerados aspetos a ter em conta como consumos adicionais em qualquer dos horários regulados pelas tarifas energéticas.

Numa representação relativa dos valores registados, na Apêndice F 5, é possível verificar que o autoconsumo, para a Fábrica e para o carregamento dos VE, representaria 18,6% do consumo total. Regista-se também um aumento no consumo das horas de super vazio pois a UPAC não tem capacidade para fornecer energia suficiente para colmatar os consumos da Fábrica e o carregamento dos VE em simultâneo, o qual é de 49% traduzindo-se num acréscimo de 5,5 pontos percentuais (Apêndice F 6).



Apêndice F 6 - Parcelas de Consumo Anual por Horário – Hipótese 3.1

Como verificado na Apêndice F 6, o sistema de armazenamento passa a colmatar 0,4% do consumo total, o qual é utilizado na sua maioria, em 63%, no período de horas cheias, seguindo-se por 35% da sua utilização nas horas de ponta. O carregamento das mesmas, através do gerador fotovoltaico, é realizado nos períodos de horário de produção fotovoltaica, sendo este dominado pelo período de horas cheias, correspondendo a 74% do seu carregamento total, e 26% em horas de ponta (Apêndice F 7).



Apêndice F 7 - Caracterização Armazenamento Estacionário Anual por Horário – Hipótese 3.1

## Apêndice G – Hipótese 3.2 – 40 kWp

Na segunda hipótese do Cenário 3 foi dimensionada uma instalação que, neste caso, estará dimensionada de acordo com os possíveis consumos adicionais, com vista o estudo que o impacto teria no consumo e os benefícios económicos a médio e longo prazo. As características desta hipótese encontram-se na Apêndice G 1.

*Apêndice G 1 - Características da Instalação – Hipótese 3.2*

Características da Instalação		
<b>Potência Pico</b>	kWp	40
<b>Potência Nominal</b>	kW	30,2
<b>Número Módulos</b>	Un.	102
<b>Área Utilizada</b>	m <sup>2</sup>	188
<b>Inversor</b>	Un.	3 (Anexo VI)
<b>Veículo Elétrico</b>	Un.	2
<b>Carregador VE</b>	Un.	2
<b>Capacidade de Armazenamento</b>	kWh	35

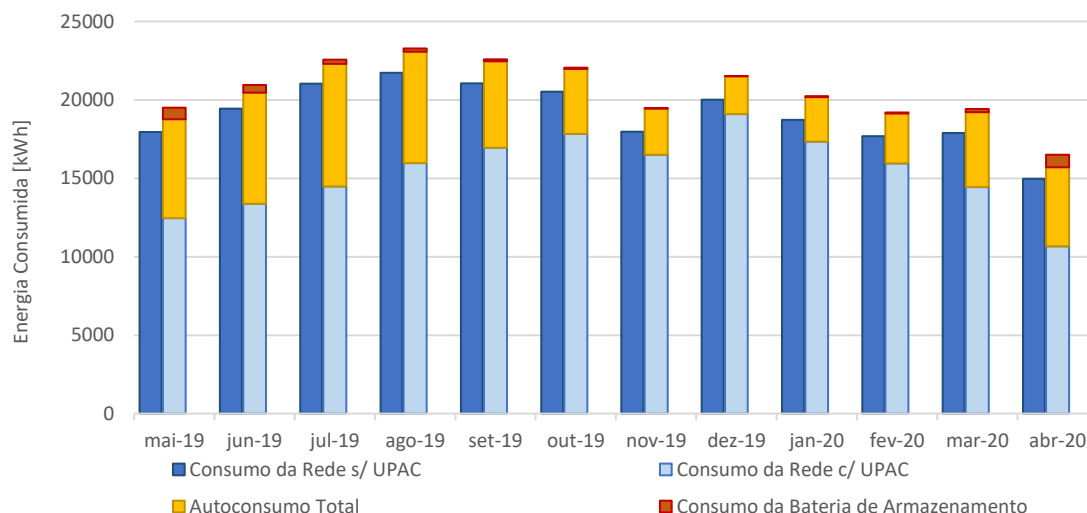
Foram obtidos os seguintes resultados de simulação mensais para a instalação com esta potência, apresentados na Apêndice G 2.

*Apêndice G 2 - Consumo e Produção de Energia – Hipótese 3.2*

	Consumo da Rede s/ UPAC [kWh]	Consumo da Rede c/ UPAC [kWh]	Produção Fotovoltaica [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Utilização da Bateria [kWh]	Injeção na rede [kWh]
mai-19	17958	12468	7500	6291	744	391
jun-19	19435	13384	7692	7086	480	65
jul-19	21039	14477	8158	7828	258	31
ago-19	21733	15972	7342	7106	202	0
set-19	21058	16946	5660	5512	125	0
out-19	20519	17827	4237	4156	67	0
nov-19	17975	16504	2985	2930	45	0
dez-19	20021	19104	2433	2406	22	0
jan-20	18733	17338	2871	2832	72	0
fev-20	17691	15945	3265	3200	54	0
mar-20	17889	14440	5022	4787	199	12
abr-20	14966	10662	6219	5037	804	292
<b>Total</b>	<b>229017</b>	<b>185068</b>	<b>63384</b>	<b>59170</b>	<b>3072</b>	<b>792</b>

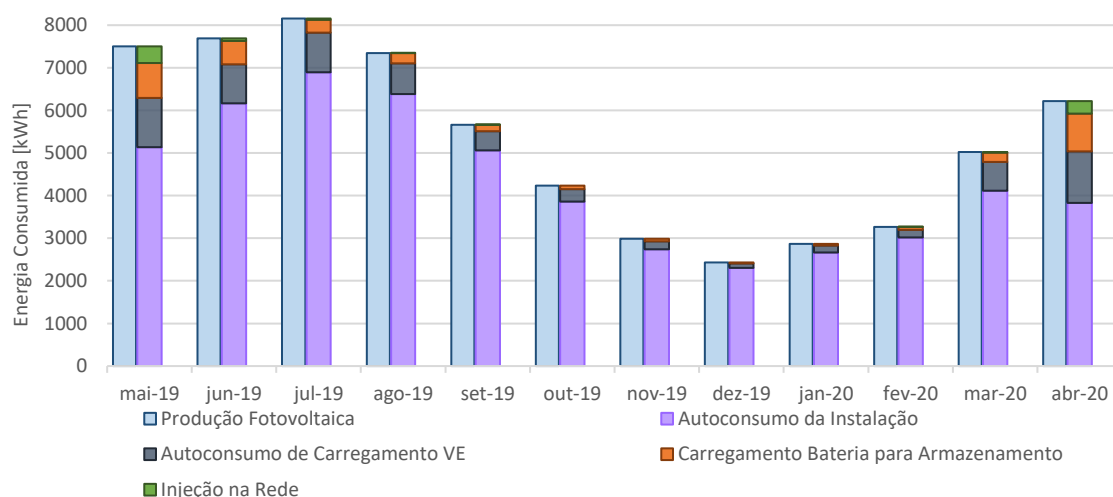
A partir da Apêndice G 2 é possível verificar um aumento, à partida, no consumo proveniente do armazenamento estacionário comparando com o cenário anterior.

Como pode ser observado na Apêndice G 3, é apresentada a cobertura do consumo por parte do comercializador de eletricidade, pelo gerador fotovoltaico e a partir das baterias de armazenamento estacionário, comparativamente à cobertura do consumo que o consumidor anteriormente.



Apêndice G 3 - Cobertura do Consumo com UPAC – Hipótese 3.2

De acordo com os resultados obtidos, o consumo proveniente da rede, após dimensionamento do sistema, representa cerca de 75% do consumo total da Fábrica anualmente, enquanto o autoconsumo total representa 24% e o consumo energético proveniente do sistema de armazenamento representa cerca de 1%. Numa análise mensal, o consumo proveniente do sistema de armazenamento apresenta quotas compreendidas entre 0,4%, registada em dezembro, e 5,1%, registada em maio. Em relação ao aproveitamento da produção fotovoltaica, este é apresentado na Apêndice G 4.



Apêndice G 4 - Aproveitamento da Energia Fotovoltaica – Hipótese 3.2

Na presente hipótese, de acordo com o gráfico observado na Apêndice G 4, o autoconsumo destinado para satisfazer as necessidades da Fábrica representa 82% da produção fotovoltaica total anual. A energia produzida pela UPAC utilizada para o carregamento dos veículos elétricos corresponde a 11%, existindo um aumento de 5 pontos percentuais face à hipótese anterior. O carregamento das baterias de armazenamento correspondem a 5% do aproveitamento fotovoltaico total anual, enquanto a injeção continua a manter registos quase nulos. No entanto já são registados alguns valores injeção de energia na rede, ainda que muito próximos de 1%, nos meses de elevada produção fotovoltaica, nomeadamente em maio, junho e julho. Desta forma, confirma-se um aproveitamento total da energia fotovoltaica de agosto a fevereiro, nos quais não se regista qualquer injeção na rede. À semelhança da hipótese anterior é possível verificar um aproveitamento menor do sistema de armazenamento nos meses de inverno, nos quais os valores de carregamento a partir da fotovoltaico rondam 1%, enquanto nos restantes meses já são registados valores superiores a 2%, atingindo 11% em maio.

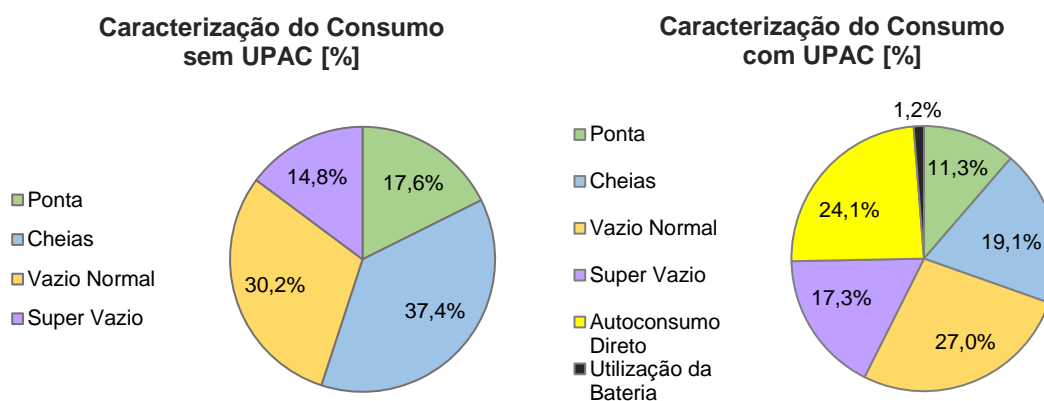
Em termos analíticos, foram registados os valores energéticos anuais por período, verificados na Apêndice G 5, caracterizando assim o consumo da Fábrica e das cargas por período sendo possível retirar conclusões a partir dos mesmos.

*Apêndice G 5 - Balanço Energético do Consumo da Fábrica – Hipótese 3.2*

	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Autoconsumo Direto	Utilização da Bateria
Consumo s/ UPAC (kWh)	40414	85622	69087	33897	-	-
Consumo Total c/ UPAC (kWh)	27878	46885	66393	42470	59170	3072
Consumo da Instalação c/ UPAC	27878	46885	66393	31277	59170	3072
Consumo dos VE c/ UPAC	-	-	-	11193	0	-
Varição (kWh)	- 12535	- 38737	- 2694	+ 8573	-	-
Varição (%)	- 31%	- 45%	- 4%	+ 25%	-	-

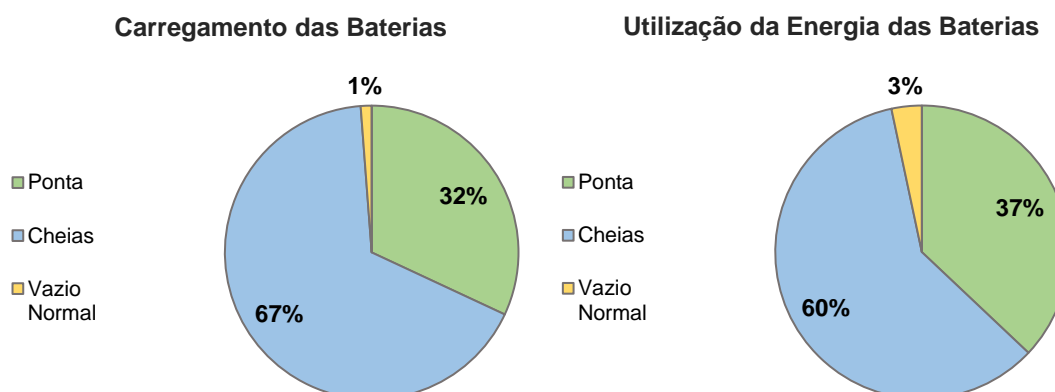
De acordo com os dados observados na Apêndice G 5, é possível verificar uma diminuição no consumo nas horas cheias de cerca de 9 pontos percentuais comparativamente com o cenário anterior, registando uma diminuição de 45%, desta forma é verificado o efeito do aumento da potência de instalação e do consumo energético da Fábrica proveniente das baterias de armazenamento. O aumento verificado nas horas de super vazio é significativamente menor do que o verificado na hipótese anterior, traduzindo-se num aumento de 25%, quase metade do registado anteriormente. Regista-se também uma diminuição no consumo em horas de ponta, aquele que é considerado o mais importante dado ser o horário com a tarifa mais

elevada, sendo esta de 31%. As variações registadas na Apêndice G 5 , em termos relativos passam a representar outros valores no consumo total anual do consumidor pois são adicionadas duas novas fontes de fornecimento de energia. É possível verificar que o autoconsumo, para a Fábrica e para o carregamento dos VE, representaria 24,1% do consumo total. O consumo de horas cheias, de ponta e de vazio normal ao apresentaram diminuições nos consumos passam a figurar 19,1%, 11,3% e 27% respetivamente (Apêndice G 6).



Apêndice G 6 - Parcelas de Consumo Anual por Horário – Hipótese 3.2

Como verificado na Apêndice G 6, regista-se também que a utilização do sistema de armazenamento para satisfazer totalmente ou parcialmente os consumos da Fábrica representa 1,2%, o triplo do registo da hipótese anterior, o qual é utilizado na sua maioria, em 60%, no período de horas cheias, seguindo-se por 37% da sua utilização nas horas de ponta e 3% em horário de vazio normal. O carregamento das mesmas é realizado, na sua maioria, no período de horas cheias, correspondendo a 67% do seu carregamento total, 32% em horas de ponta e 1% em horário de vazio normal (Apêndice G 7).



Apêndice G 7 - Caracterização Armazenamento Estacionário Anual por Horário – Hipótese 3.2

## Apêndice H – Hipótese 3.4 – 60 kWp

Na quarta e última hipótese do presente cenário foi dimensionada uma UPAC que, neste caso, estará sobredimensionada de acordo com os possíveis consumos adicionais e os consumos já existentes na Fábrica, apresentará maior capacidade de armazenamento da energia de excedente esperando-se melhores resultados de aproveitamento fotovoltaico e de reduzida injeção na rede. As características do dimensionamento encontram-se na Apêndice H 1.

*Apêndice H 1 - Características da Instalação – Hipótese 3.4*

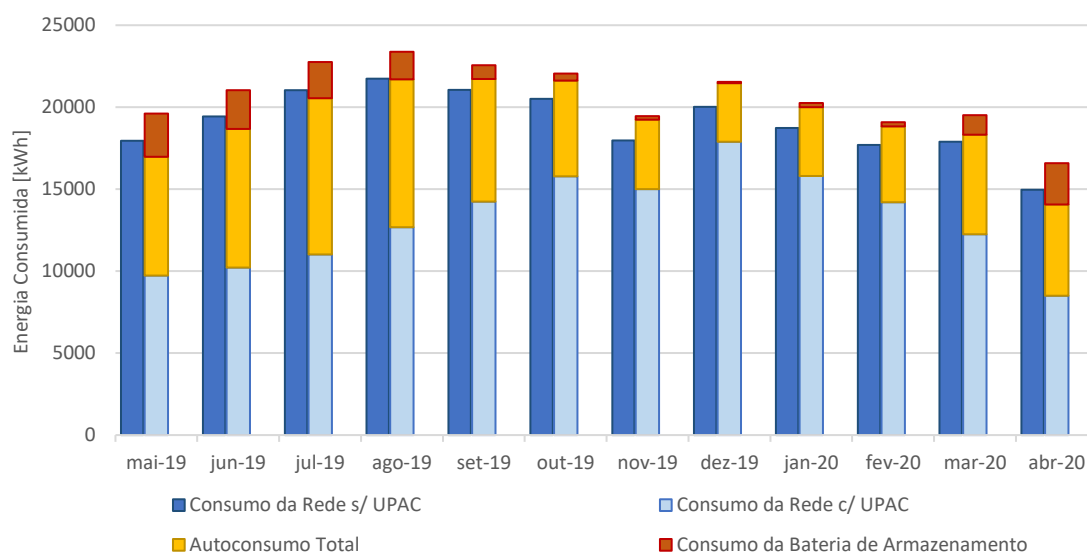
Características da Instalação		
<b>Potência Pico</b>	kWp	60,4
<b>Potência Nominal</b>	kW	45,8
<b>Número Módulos</b>	Un.	155
<b>Área Utilizada</b>	m <sup>2</sup>	235
<b>Inversor</b>	Un.	5 (Anexo VI)
<b>Veículo Elétrico</b>	Un.	2
<b>Carregador VE</b>	Un.	2
<b>Capacidade de Armazenamento</b>	kWh	105

Foram obtidos os seguintes resultados de simulação mensais para a instalação com esta potência, apresentados na Apêndice H 2.

*Apêndice H 2 - Consumo e Produção de Energia – Hipótese 3.3*

	Consumo da Rede s/ UPAC [kWh]	Consumo da Rede c/ UPAC [kWh]	Produção Fotovoltaica [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Utilização da Bateria [kWh]	Injeção na rede [kWh]
mai-19	17958	9735	11385	7234	2651	1044
jun-19	19435	10228	11705	8449	2370	365
jul-19	21039	11014	12405	9534	2205	209
ago-19	21733	12672	11176	9038	1662	63
set-19	21058	14242	8599	7471	853	0
out-19	20519	15786	6427	5839	433	0
nov-19	17975	15002	4540	4236	222	0
dez-19	20021	17885	3702	3579	85	0
jan-20	18733	15809	4383	4197	241	0
fev-20	17691	14203	4968	4627	251	0
mar-20	17889	12250	7637	6077	1182	54
abr-20	14966	8499	9453	5559	2529	846
<b>Total</b>	<b>229017</b>	<b>157323</b>	<b>96379</b>	<b>75839</b>	<b>14684</b>	<b>2582</b>

Partindo dos dados obtidos, na Apêndice H 2, é possível verificar um aumento, no consumo proveniente do armazenamento estacionário comparando com o cenário anterior. Como pode ser observado na Apêndice H 3, onde é apresentado graficamente a cobertura do consumo por parte do comercializador de eletricidade, pelo gerador fotovoltaico e a partir das baterias de armazenamento estacionário, comparativamente à cobertura do consumo que o consumidor anteriormente.

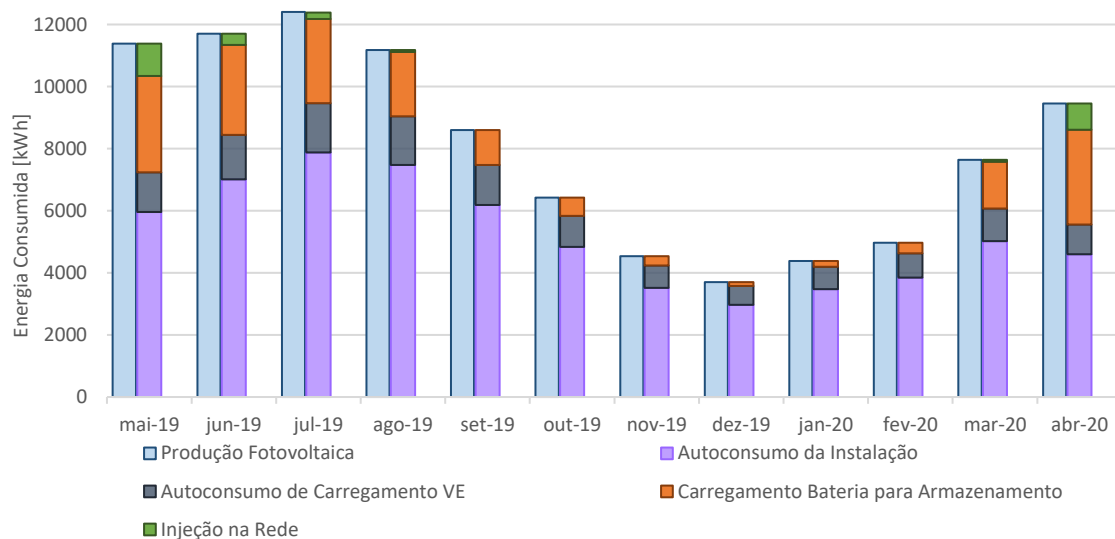


Apêndice H 3 - Cobertura do Consumo com UPAC – Hipótese 3.4

De acordo com os resultados obtidos, o consumo proveniente da rede, após dimensionamento do sistema, representa cerca de 63% do consumo total da Fábrica anualmente, enquanto o autoconsumo total representa 30% e o consumo energético proveniente do sistema de armazenamento representa cerca de 6%, duplicando o seu registo face à hipótese anterior. Numa análise mensal, o consumo proveniente do sistema de armazenamento apresenta quotas compreendidas entre 0,4%, registada em dezembro, e 13,5%, registada em maio. O mês de junho e julho são os que apresentam os melhores resultados em termos de consumo de energia proveniente da UPAC, ou seja, apresentam melhores registos do somatório entre a energia proveniente das baterias de armazenamento com energia consumido através de autoconsumo direto, com somatórios de 51,4% e 51,6% respetivamente. O mês com menor parcela de consumo de energia proveniente da UPAC é o mês de dezembro com 17%, seguindo-se janeiro com aproximadamente 22%.

O autoconsumo resulta do aproveitamento da energia fotovoltaica (Apêndice H 4) produzida pelo gerador fotovoltaico. Nesta hipótese, dada a elevada potência do gerador fotovoltaico e do sistema de armazenamento, os resultados de aproveitamento de

energia fotovoltaica apresentam-se mais favoráveis comparativamente com as hipóteses anteriores, no entanto, dado o elevado investimento que os sistemas de armazenamento requerem, pode não se verificar tão favorável financeiramente como energeticamente.



Apêndice H 4 - Aproveitamento da Energia Fotovoltaica – Hipótese 3.4

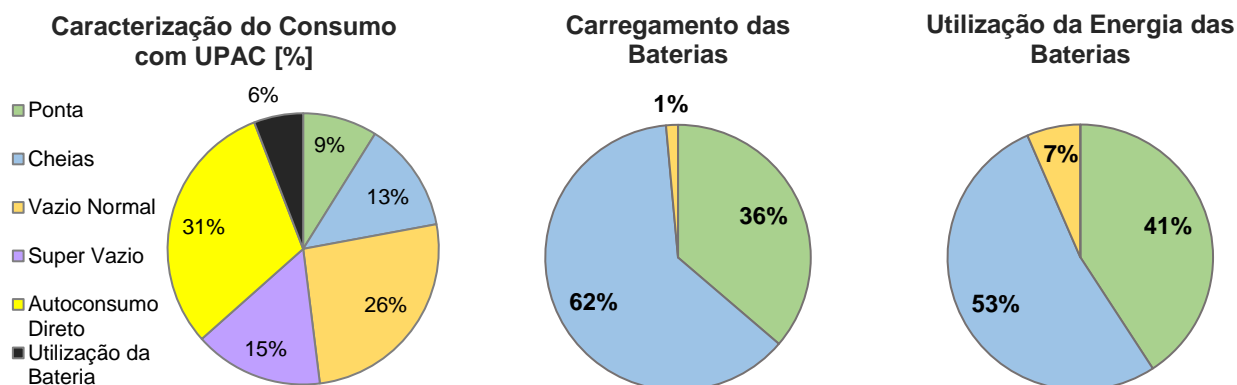
De acordo com o gráfico observado na Apêndice H 4, o autoconsumo destinado para satisfazer as necessidades da Fábrica representa 65% da produção fotovoltaica total anual, não significando que o autoconsumo em si diminui comparativamente às hipóteses anteriores, na verdade este é maior, no entanto, a produção fotovoltaica é muito superior existe mais energia disponível para os outros consumos. A energia produzida pela UPAC utilizada para o carregamento dos veículos elétricos corresponde a 13%, mantendo-se igual à hipótese anterior. O carregamento das baterias de armazenamento correspondem a 19% do aproveitamento fotovoltaico total anual, enquanto a injeção continua a manter registos muito reduzidos, continuando estes a serem nulos nos meses de baixa produção fotovoltaica. Os valores de aproveitamento fotovoltaico para o carregamento do sistema de armazenamento estacionário registam-se num intervalo de valores entre 3%, em dezembro, e 27%, em maio. Esta variação é previsível dado o aumento da capacidade de armazenamento, a qual apenas tem influência direta no armazenamento durante os meses favoráveis à produção. Desta forma, é possível afirmar que a adoção de um sistema de armazenamento tem, como principal finalidade, o favorecimento da redução dos consumos por parte da rede durante os meses finais de primavera, os meses de verão e o início de outono.

Em termos analíticos, foram registados os valores energéticos anuais por período, verificados na Apêndice H 5, caracterizando assim o consumo da instalação e das cargas por período sendo possível retirar conclusões através da variação dos mesmos.

Apêndice H 5 - Balanço Energético do Consumo da Fábrica – Hipótese 3.4

	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Autoconsumo Direto	Utilização da Bateria
Consumo s/ UPAC (kWh)	40414	85622	69087	33897	-	-
<b>Consumo Total c/ UPAC (kWh)</b>	22210	32967	64817	39313	75839	14684
Consumo da Instalação c/ UPAC	22210	32967	64817	33928	75839	14684
Consumo dos VE c/ UPAC	-	-	-	5385	0	-
Variação (kWh)	-18203	-52654	-4270	5416	-	-
Variação (%)	-45%	-61%	-6%	16%	-	-

Como pode ser observado na tabela acima, existe uma diminuição de 61% no consumo em horas cheias correspondendo a uma diminuição de 24 pontos percentuais na representação da parcela cheias no consumo total da Fábrica, passando agora a representar 13%. Existe também uma redução de 45% nas horas de ponta apresentase também sob a diminuição de 9 pontos percentuais, representando agora 9% do consumo total. Verifica-se também que o autoconsumo, para a Fábrica e para o carregamento dos VE, representa agora 30%, quase um terço do consumo total.

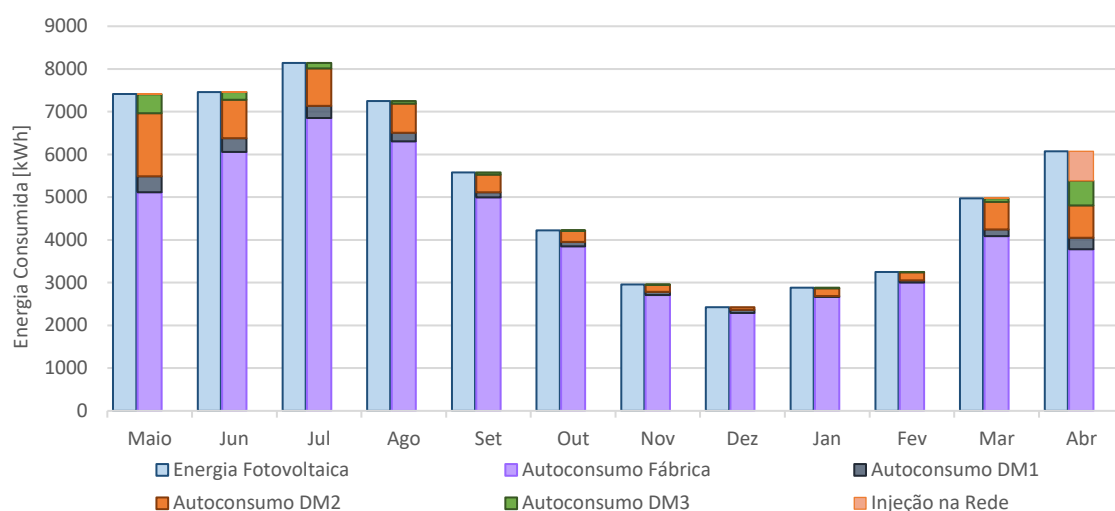


Apêndice H 6 - Consumo Anual e Caracterização Armazenamento por Horário – Hipótese 3.4

No que diz respeito à utilização do sistema de armazenamento este representa 6 do consumo total, sendo requerido e utilizado, em 53%, no período de horas cheias, em 41% da sua utilização nas horas de ponta e 7% em horário de vazio normal. As suas parcelas de carregamento continua sem registar grandes alterações, mantendo-se com 62% nas horas cheias, 36% em horas de ponta e 1 % em horas de vazio normal. A presente hipótese trata-se da mais vantajosa energeticamente, face às anteriores.

## Apêndice I – Hipótese 4.1 – 40 kWp

A presente hipótese possui, parcialmente, as características referentes ao sistema fotovoltaico descritas na Apêndice A 1 da hipótese 1.2. Atendendo aos consumos em causa e a ordem de prioridades para consumo da energia gerada pela UPAC foram obtidos os resultados apresentados na Apêndice I 1.



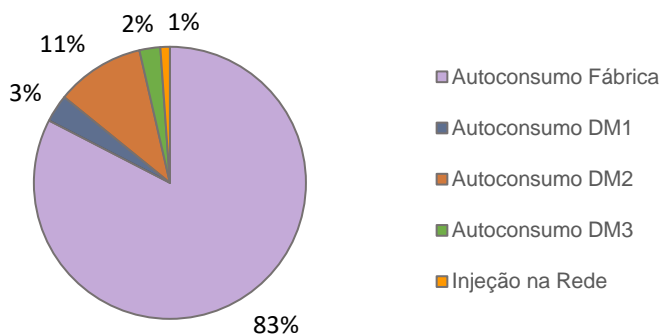
Apêndice I 1 - Aproveitamento da Energia Produzida Mensalmente – Hipótese 4.1

Neste cenário, para qualquer uma das hipóteses, não ocorre nenhuma alteração nos valores de autoconsumo obtidos para a Fábrica, pois, como explicito, esta mantém a prioridade sob a energia produzida. Desta forma, os outros estabelecimentos têm acesso ao excedente, que na hipótese 1.2 seria injetada na rede. Desta forma e numa análise mensal, é possível verificar que o autoconsumo referente à fábrica se mantém com valores superiores a 80% nos meses em que se verificaram consumos típicos, chegando a ultrapassar os 90% nos meses de inverno

Desta forma, como ilustrado na Apêndice I 1, os restantes estabelecimentos apenas têm acesso a cerca de 20% de energia durante o verão e a 10% ou menos durante o inverno. Durante o verão, analisando o mês de junho, a fábrica consome 81,2% na produção fotovoltaica. Dos 18,8% restantes, o estabelecimento DM1 consome 4,3%. Desta forma, o estabelecimento DM2 consome 12,1 e o estabelecimento DM3 consome os restantes 2,4%, verificando-se um proveito total da energia produzida durante este mês.

No entanto, num mês de inverno, verificando dezembro, o autoconsumo da fábrica reflete 94,6% do aproveitamento fotovoltaico total, o estabelecimento DM1 apenas consome 3% e o estabelecimento DM2 consome os restantes 2,4% desta. Assim, resulta que nenhuma energia gerada pela UPAC seja consumida estabelecimento DM3.

A injeção na rede verificada, em caso de um comportamento não afetado por fatores externos que possam reduzir o consumo de todos os estabelecimentos, deverá ser aproximadamente zero em todos os meses. Numa análise anual, o aproveitamento fotovoltaico anual, em termos relativos, é apresentado na Apêndice I 2.



Apêndice I 2 - Aproveitamento Anual da Energia Fotovoltaica em termos relativos – Hipótese 4.1

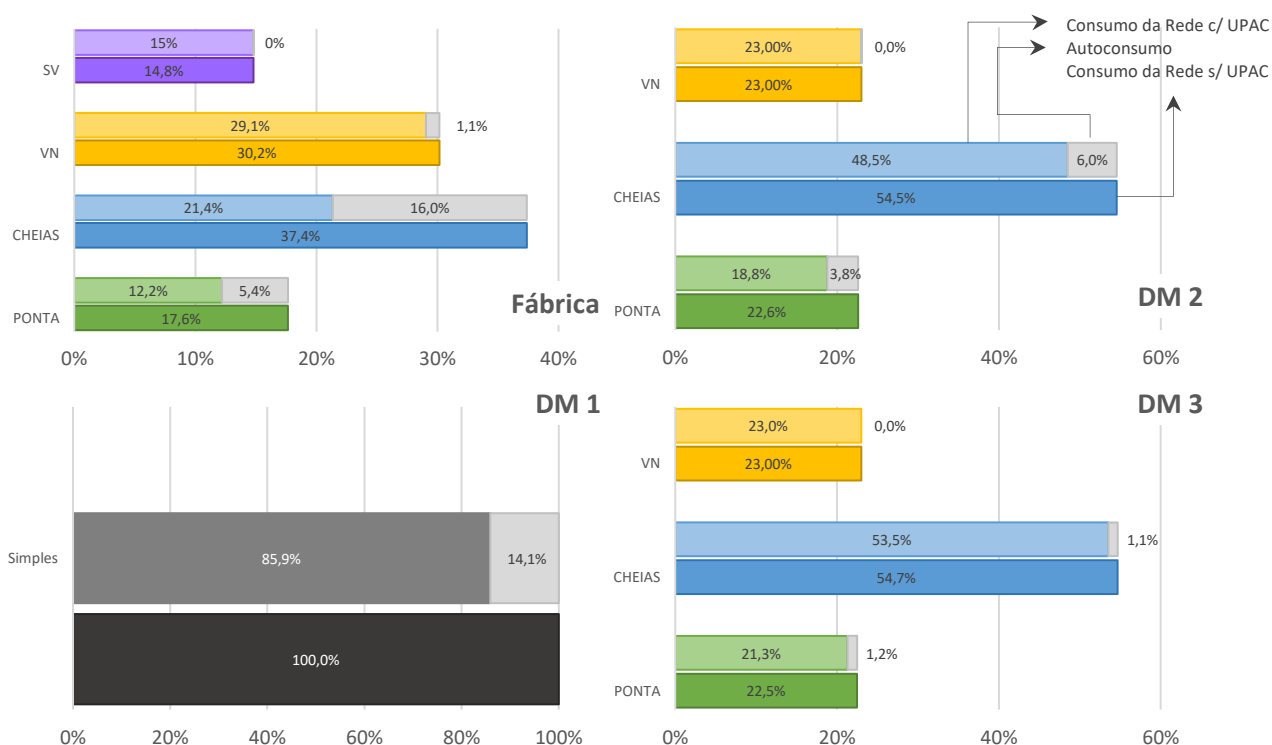
Concluindo então que da produção fotovoltaica anual, 83% é consumida pela fábrica, 3% pela DM1, 11% pela DM2, 2% pela DM3 e 1% de injeção na rede.

Foi realizada uma análise detalhada do consumo por período horário, para cada estabelecimento, de forma a verificar o impacto da implementação da presente solução teria no consumo energético final de cada (Apêndice I 3).

Apêndice I 3 - Análise da Caracterização do Consumo Horária Analítica – Hipótese 4.1

		Fábrica	DM 1	DM 2	DM 3
<b>PONTA</b>	Consumo Total [kWh]	40414	-	15115	14978
	Consumo da Rede [kWh]	27957	-	12559	14185
	Autoconsumo [kWh]	12457	-	2556	793
<b>CHEIAS</b>	Consumo Total [kWh]	85620	-	36477	36451
	Consumo da Rede [kWh]	48912	-	32440	35691
	Autoconsumo [kWh]	36708	-	4037	761
<b>VAZIO NORMAL</b>	Consumo Total [kWh]	69087	-	15286	15238
	Consumo da Rede [kWh]	66536	-	15272	15237
	Autoconsumo [kWh]	2551	-	14	0
<b>SUPER VAZIO</b>	Consumo Total [kWh]	33897	-	-	-
	Consumo da Rede [kWh]	33896	-	-	-
	Autoconsumo [kWh]	1	-	-	-
<b>SIMPLES</b>	Consumo Total [kWh]	-	14540	-	-
	Consumo da Rede [kWh]	-	12489	-	-
	Autoconsumo [kWh]	-	2052	-	-

Na Apêndice I 4 são apresentadas as variações de consumo obtidas, para cada estabelecimento, com a instalação da UPAC.



Apêndice I 4 - Comparação Relativa dos Consumos dos Estabelecimentos por Horário – Hipótese 4.1

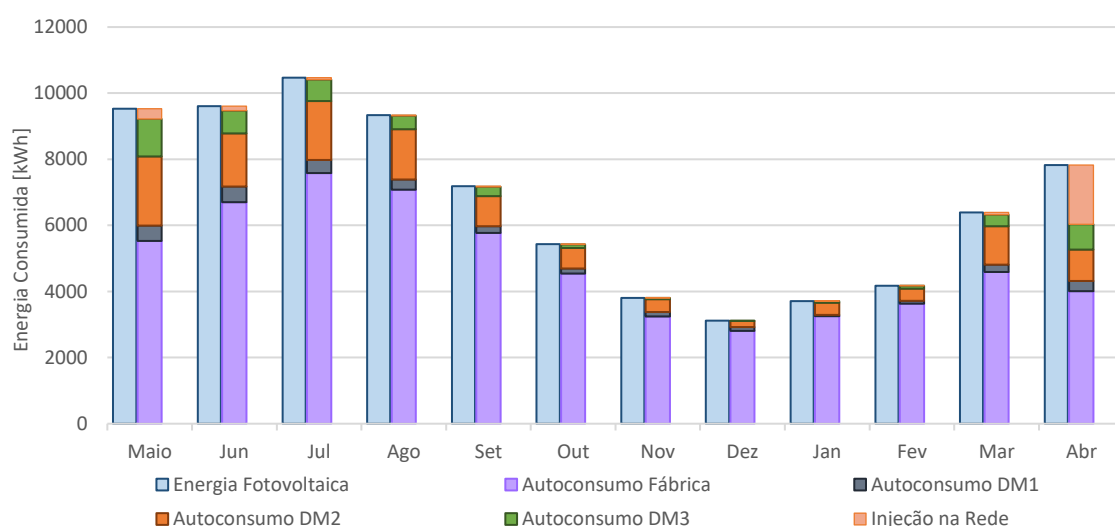
No estabelecimento DM1, como pode ser observado na Apêndice I 4, cerca de 14% do consumo anual será coberto pela UPAC. No entanto e dada a distância física que este estabelecimento tem da fábrica, terá de assumir os encargos relativos ao transporte da energia proveniente da UPAC.

No estabelecimento DM2, o maior impacto energético da UPAC está no consumo nos períodos de horas cheias, passando de 54,5% para 48,5% do seu consumo total. Em relação às horas de ponta, estas representavam 22,6% do consumo total antes da instalação da UPAC, após a instalação da UPAC representam 18,8%. À semelhança do DM1, o estabelecimento está sujeito ao pagamento de tarifas de acesso à rede, associadas ao horário de consumo, acordadas entre a EGAC e o operador de rede, associados ao horário de consumo.

No estabelecimento DM3, dada a reduzida potência da instalação fotovoltaica nesta hipótese, a redução no seu consumo energético representa uma redução de 1,1 e 1,2 pontos percentuais nas horas cheias e horas de ponta respetivamente.

## Apêndice J – Hipótese 4.2 – 50 kWp

A presente hipótese possui as mesmas características que a hipótese 1.3, descritas no Apêndice B 1. Atendendo aos consumos em causa e a ordem de prioridades para consumo da energia gerada na UPAC foram obtidos os resultados apresentados na Apêndice J 1.



Apêndice J 1 - Aproveitamento da Energia Produzida Mensalmente – Hipótese 4.2

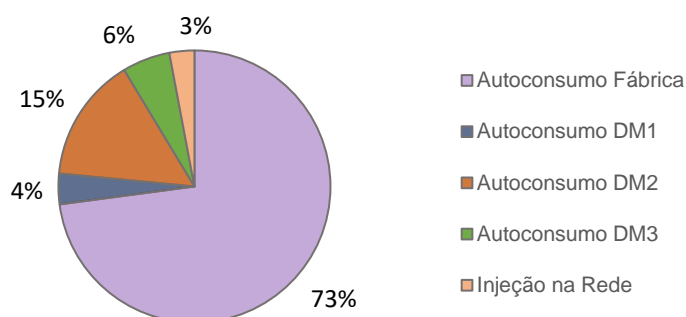
À semelhança da hipótese anterior, e como observado na Apêndice J 1, os estabelecimentos DM1, DM2 e DM3 apenas têm acesso a energia de excedente não consumida pela fábrica. Neste caso, através dos resultados obtidos, essa energia disponível para os restantes estabelecimentos corresponde a cerca de 30% durante o verão e a 12% ou inferior durante o inverno.

Durante o verão, analisando também o mês de junho, a fábrica consome 69,8% da produção fotovoltaica, o estabelecimento DM1 consome 4,9%, o estabelecimento DM2 consome 16,8% e o estabelecimento DM3 consome 7,2%. Os restantes 1,4% da energia fotovoltaica produzida durante o mês é injetada na rede.

Na presente hipótese, à semelhança da hipótese anterior, no mês de dezembro, o autoconsumo da fábrica representa 90,2% do aproveitamento fotovoltaico total. O estabelecimento DM1 consome 3,5% e o estabelecimento DM2 consegue aproveitar 6,2%. Desta forma, não haverá qualquer energia disponível que possa ser consumida pelo estabelecimento DM3 ou injetada na rede.

Para a presente hipótese, a injeção na rede é aproximadamente nula nos meses de inverno. No entanto, nos meses de verão, os valores obtidos começam a ser

aproximadamente próximos de 1%, sendo ultrapassado este valor em abril (devido aos consumos atípicos), maio e junho, com 23%, 3,2% e 1,4%, respetivamente. Numa análise anual, é apresentado o aproveitamento fotovoltaico anual sob a forma relativa graficamente na Apêndice J 2.



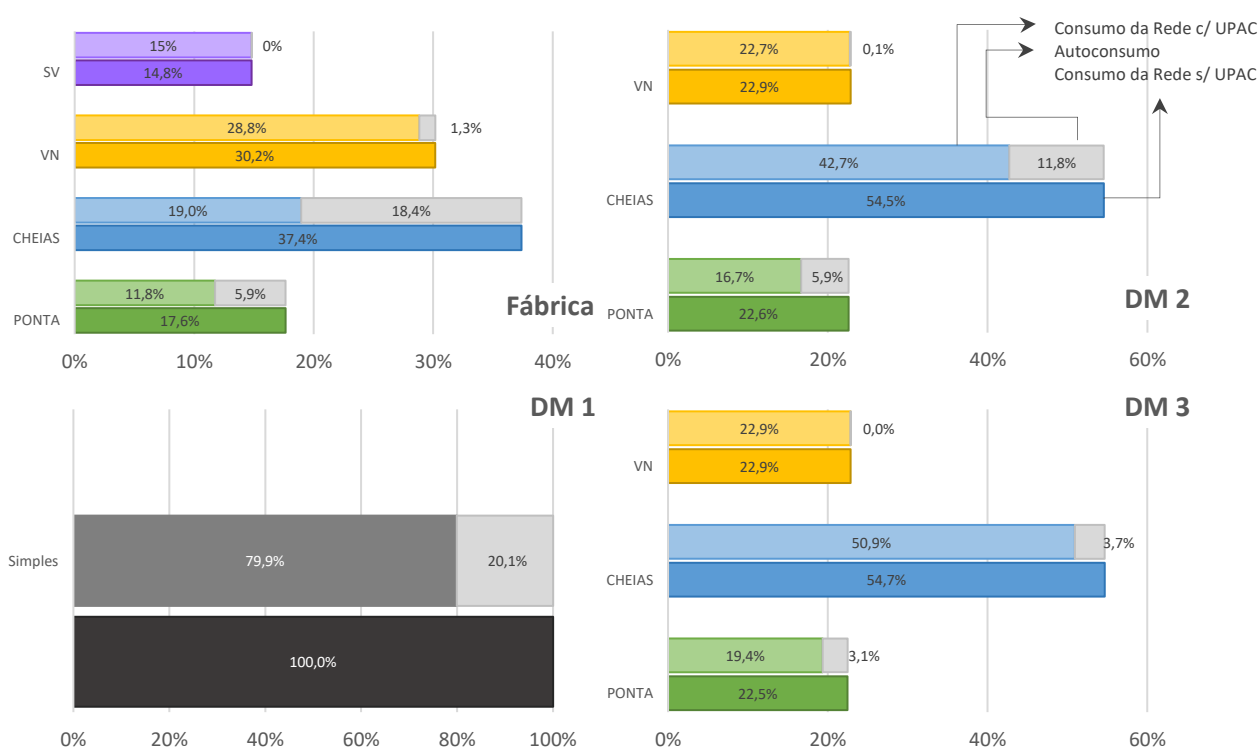
Apêndice J 2 - Aproveitamento Anual da Energia Fotovoltaica em termos relativos – Hipótese 4.2

Desta forma, como observado na Apêndice J 2, 73% da produção fotovoltaica anual corresponde ao autoconsumo para a fábrica, 4% para o autoconsumo do estabelecimento DM1, 15% pela DM2 e 6% para o autoconsumo da DM3, aumentando ambos 4 pontos percentuais face à hipótese anterior, e sendo que 1% da energia total produzida pela UPAC acaba por ser injetada na rede. Apresenta-se, na Apêndice J 3, a caracterização do consumo, por horário, para cada estabelecimento após o dimensionamento.

Apêndice J 3 - Análise da Caracterização do Consumo Horária Analítica – Hipótese 4.2

		Fábrica	DM 1	DM 2	DM 3
PONTA	Consumo Total [kWh]	40414	-	15115	14978
	Consumo da Rede [kWh]	26916	-	11137	12906
	Autoconsumo [kWh]	13498	-	3977	2072
CHEIAS	Consumo Total [kWh]	85620	-	36477	36451
	Consumo da Rede [kWh]	43433	-	28570	33955
	Autoconsumo [kWh]	42187	-	7907	2496
VAZIO NORMAL	Consumo Total [kWh]	69087	-	15286	15238
	Consumo da Rede [kWh]	66037	-	15213	15235
	Autoconsumo [kWh]	3050	-	72	2
SUPER VAZIO	Consumo Total [kWh]	33897	-	-	-
	Consumo da Rede [kWh]	33896	-	-	-
	Autoconsumo [kWh]	1	-	-	-
SIMPLES	Consumo Total [kWh]	-	14540	-	-
	Consumo da Rede [kWh]	-	11617	-	-
	Autoconsumo [kWh]	-	2923	-	-

Os consumos relativos de cada estabelecimento anteriores e posteriores à instalação da UPAC são apresentados na Apêndice J 4.



Apêndice J 4 - Comparação Relativa dos Consumos dos Estabelecimentos por Horário – Hipótese 4.2

Como observado na Apêndice J 4 o consumo do estabelecimento DM1 poderá ser reduzido em cerca de 20%, sendo sujeito ao pagamento das tarifas de transporte de energia sob este valor. Esta redução pode ser traduzida numa poupança considerável anualmente visto que se trata de um consumidor com tarifário de energia simples.

No estabelecimento DM2, como verificado na hipótese anterior, o maior impacto energético da UPAC está no consumo da rede nos períodos de ponta de horas cheias, no entanto, este representa 42,7% do seu consumo total, uma redução em dobro em relação à hipótese anterior. Em relação às horas de ponta, após a instalação da UPAC, representam 16,7%.

No presente caso, o estabelecimento DM3 já apresenta reduções, ainda que mínimas, mas face ao respeito da ordem de prioridades, podem ser consideráveis na poupança. Apresentando assim parcelas de autoconsumo de 3,7% e 3,1% nas horas cheias e horas de ponta, respetivamente, registando a maior redução de consumo por parte da rede nas horas cheias em 3 pontos percentuais face à hipótese anterior.

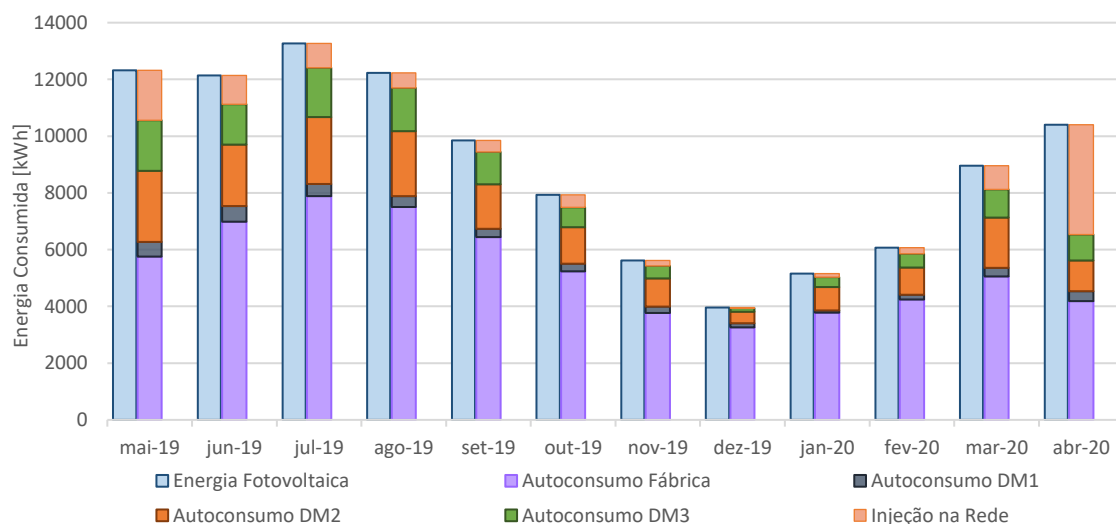
## Apêndice K – Hipótese 4.4 – 70 kWp

Na última hipótese do último cenário, foi dimensionada uma instalação com uma potência um pouco inferior à potência contratada na UI, a qual define a potência máxima de registo da UPAC [9]. As características da instalação podem ser observadas na Apêndice K 1.

Apêndice K 1 - Características na Instalação – Hipótese 4.4

Características da Instalação		
<b>Potência Pico</b>	kWp	70,2
<b>Potência Nominal</b>	kW	53,3
<b>Número Módulos</b>	Un.	180
<b>Área Utilizada</b>	m <sup>2</sup>	282
<b>Inversor</b>	Un.	2 (Anexo III)

Como descritos os consumos e a ordem de prioridades, através do método de prioridade, foram obtidos os resultados de aproveitamento da energia fotovoltaica verificados na Apêndice K 2.



Apêndice K 2 - Aproveitamento da Energia Produzida Mensalmente – Hipótese 4.4

Na presente hipótese, os estabelecimentos DM1, DM2 e DM3, em média, têm acesso a cerca de 45% da energia de excedente durante o período de verão e a cerca de 30% ou inferior durante o inverno.

No período de verão, representado pelo mês de junho, o autoconsumo da fábrica corresponde a 57,5% do aproveitamento da energia produzida pela UPAC. Dos 42,5% excedentes, o estabelecimento DM1 consome 4,5%, menos 0,3 pontos percentuais do que na hipótese anterior. Restando assim 38% de excedente para os outros estabelecimentos, dos quais o DM2 consome 17,8% desse valor e o estabelecimento DM3 consome 11,7%, registrando-se assim 8,4% da energia fotovoltaica produzida como injeção na rede. No mês de dezembro, o autoconsumo da fábrica reflete 82,3% do aproveitamento fotovoltaico total, o estabelecimento DM1 consome 3,7%, o estabelecimento DM2 consegue beneficiar 10,4% desta e, o estabelecimento DM3 regista um valor de 3,2% de autoconsumo, existindo um registo de injeção na rede muito próximo de zero. Numa vista anual, da produção fotovoltaica total anualmente, 59% é consumida pela fábrica, 3% pela DM1, 17% pela DM2, 11% pela DM3 e 10% de injeção na rede.

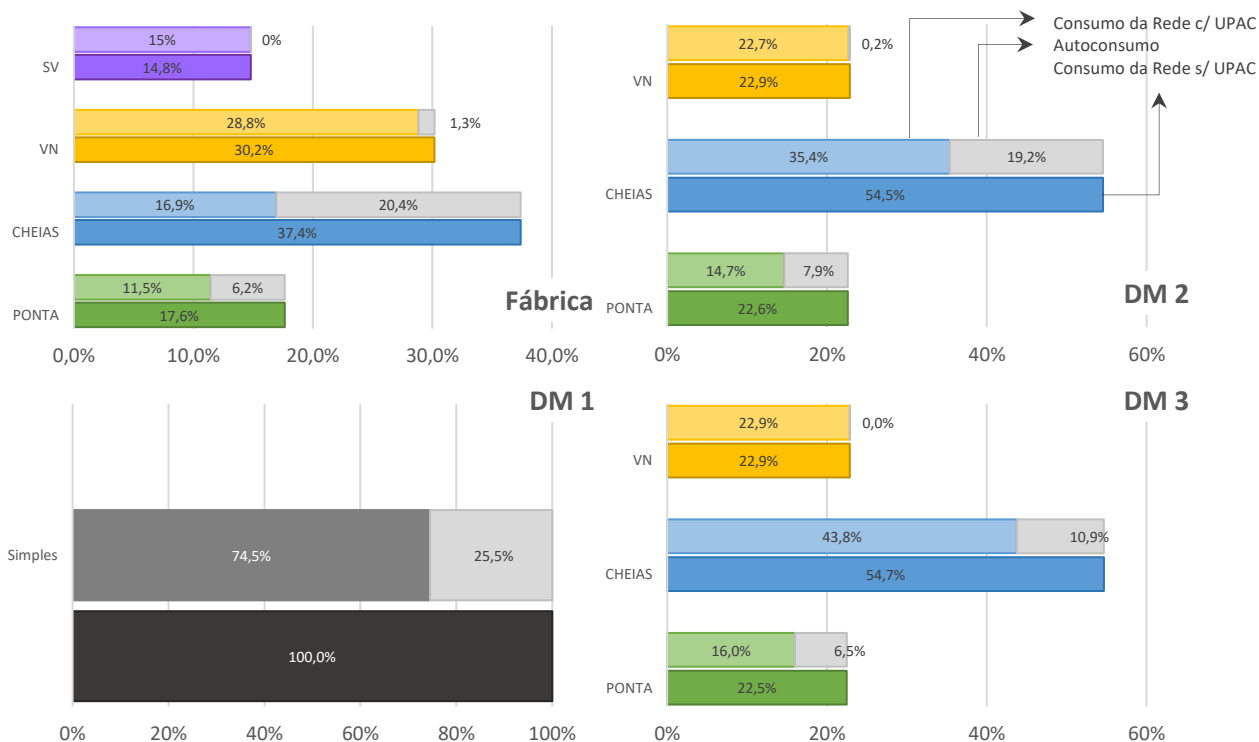
Desta forma, à medida que a energia produzida pela UPAC regista maiores valores, as parcelas de autoconsumo dos estabelecimentos com prioridade inicial reduzem em relação ao aproveitamento fotovoltaico, isto porque atingem o seu rendimento de autoconsumo otimizado e existe mais excedente para os estabelecimentos com a prioridade final, representando um aumento na parcela destes.

Apresenta-se, na Apêndice K 3, a caracterização do consumo, por horário, para cada estabelecimento após o dimensionamento.

*Apêndice K 3 - Análise da Caracterização do Consumo Horária Analítica – Hipótese 4.4*

		Fábrica	DM 1	DM 2	DM 3
<b>PONTA</b>	<b>Consumo Total [kWh]</b>	40414	-	15115	14978
	<b>Consumo da Rede [kWh]</b>	26226	-	9801	10657
	<b>Autoconsumo [kWh]</b>	14188	-	5314	4321
<b>CHEIAS</b>	<b>Consumo Total [kWh]</b>	85620	-	36477	36451
	<b>Consumo da Rede [kWh]</b>	38791	-	23665	29173
	<b>Autoconsumo [kWh]</b>	46829	-	12813	7278
<b>VAZIO NORMAL</b>	<b>Consumo Total [kWh]</b>	69087	-	15286	15238
	<b>Consumo da Rede [kWh]</b>	66014	-	15180	15234
	<b>Autoconsumo [kWh]</b>	3073	-	106	3
<b>SUPER VAZIO</b>	<b>Consumo Total [kWh]</b>	33897	-	-	-
	<b>Consumo da Rede [kWh]</b>	33895	-	-	-
	<b>Autoconsumo [kWh]</b>	2	-	-	-
<b>SIMPLES</b>	<b>Consumo Total [kWh]</b>	-	14540	-	-
	<b>Consumo da Rede [kWh]</b>	-	10838	-	-
	<b>Autoconsumo [kWh]</b>	-	3702	-	-

Na tabela acima foi realizada uma análise dos valores obtidos para cada estabelecimento em termos de horário de faturação para verificar os efeitos que implementação da presente solução teria no consumo energético final de cada estabelecimento. No entanto, para uma interpretação mais facilitada, as conclusões serão realizadas partindo dos seus valores relativos apresentados na Apêndice K 4.



Apêndice K 4 - Comparação Relativa dos Consumos dos Estabelecimentos por Horário – Hipótese 4.4

Como observado, na Apêndice K 4, o consumo anual do estabelecimento DM1 poderá ser reduzido em cerca de 25,5% correspondentes ao seu autoconsumo total, apenas menos 0,5 pontos percentuais face à hipótese anterior, sendo este sujeito ao pagamento das tarifas de transporte de energia sob este valor como descrito anteriormente. No estabelecimento DM2, o consumo da rede nos períodos de ponta de horas cheias passa a corresponder a cerca de 35% seu consumo total nesse horário, uma redução de 3 pontos percentuais face à hipótese anterior. Em relação às horas de ponta, após a instalação da UPAC, o consumo da rede cerca de 15%, ou seja, menos do que dois terços deste horário é coberto pela rede. Na geral, o consumo total do estabelecimento DM2 passa a ser coberto em 28% pela energia produzida pela UPAC dada a associação ao autoconsumo coletivo. O estabelecimento DM3 apresenta uma parcelas de autoconsumo de cerca de 11% nas horas cheias e de 6,5% horas de ponta. Este aproveitamento, em suma, resulta num aproveitamento da energia produzida pelo gerador fotovoltaico para colmatar aproximadamente 18% do consumo total anualmente.

# Anexos

Anexo I - Coberturas orientadas a sul com amianto



## Anexo II – Ficha Técnica do Módulo LG390Q1K-A6

# LG NeON<sup>®</sup>R Prime

### LG390Q1K-A6

#### General Data

Cell Properties (Material/Type)	Monocrystalline/N-type
Cell Maker	LG
Cell Configuration	60 Cells (6 x 10)
Module Dimensions (L x W x H)	1,740mm x 1,042mm x 40mm
Weight	18.5 kg
Glass (Material)	Tempered Glass with AR Coating
Backsheet (Color)	Black
Frame (Material)	Anodized Aluminium
Junction Box (Protection Degree)	IP 68 with 3 Bypass Diodes
Cables (Length)	1,250mm x 2EA
Connector (Type/Maker)	MC 4/MC

#### Certifications and Warranty

Certifications*	IEC 61215-1/-1-1/2 : 2016, IEC 61730-1/2 : 2016, UL 61730-1 : 2017, UL 61730-2 : 2017 ISO 9001, ISO 14001, ISO 50001 OHSAS 18001
Salt Mist Corrosion Test	IEC 61701:2012 Severity 6
Ammonia Corrosion Test	IEC 62716:2013
Module Fire Performance	Type 2 (UL 61730)
Fire Rating	Class C (UL 790, ULC/ORD C 1703)
Product Warranty	25 Years
Output Warranty of Pmax	Linear Warranty*

\*Improved: 1st year 98.5%, from 2-24th year: 0.25%/year down, 92.5% at year 25

#### Temperature Characteristics

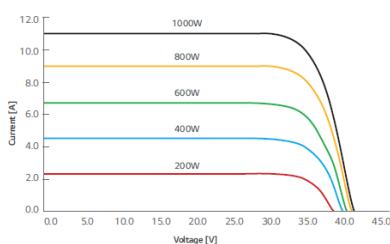
NMOT*	[ °C ]	44 ± 3
Pmax	[%/°C]	-0.29
Voc	[%/°C]	-0.24
Isc	[%/°C]	0.04

\*NMOT (Nominal Module Operating Temperature): Irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient temperature 20°C, Wind speed 1 m/s, Spectrum AM 1.5

#### Electrical Properties (NMOT)

Model	LG390Q1K-A6	
Maximum Power (Pmax)	[W]	296
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	35.5
MPP Current (Impp)	[A]	8.33
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	41.9
Short Circuit Current (Isc)	[A]	8.77

#### I-V Curves



#### Electrical Properties (STC\*)

Model	LG390Q1K-A6	
Maximum Power (Pmax)	[W]	390
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	37.5
MPP Current (Impp)	[A]	10.39
Open Circuit Voltage (Voc, ± 5%)	[V]	43.9
Short Circuit Current (Isc, ± 5%)	[A]	10.87
Module Efficiency	[%]	21.5
Power Tolerance	[%]	0 - +3

\*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25°C, AM 1.5  
Measure Tolerance: ± 3%

#### Operating Conditions

Operating Temperature*	[°C]	-40 - +85
Maximum System Voltage	[V]	1,000
Maximum Series Fuse Rating	[A]	20
Mechanical Test Load** (Front)	[Pa/psf]	5,400
Mechanical Test Load** (Rear)	[Pa/psf]	4,000

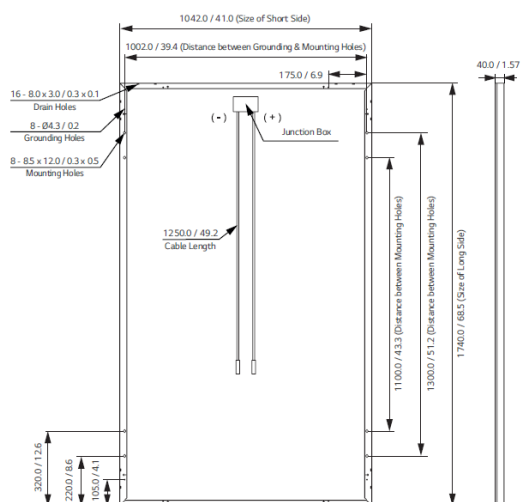
\*The operating ambient temperature of these devices may exceed 40°C at full load for all wire sizes if it is determined suitable in the field use application.

\*\*Based on IEC 61215-2 : 2016 (Test Load = Design Load x Safety Factor (1.5))

#### Packaging Configuration

Number of Modules per Pallet	[EA]	25
Number of Modules per 40' Container	[EA]	650
Number of Modules per 53' Container	[EA]	850
Packaging Box Dimensions (L x W x H)	[mm]	1,790 x 1,120 x 1,227
Packaging Box Dimensions (L x W x H)	[in]	70.5 x 44.1 x 48.3
Packaging Box Gross Weight	[kg]	498
Packaging Box Gross Weight	[lb]	1,098

#### Dimensions (mm/inch)



## Anexo III – Ficha Técnica do Inversor SUN2000-33KTL-A

### SUN2000-33KTL-A Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-33KTL-A
<b>Efficiency</b>	
Max. Efficiency	98.6%
European Efficiency	98.4%
<b>Input</b>	
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V – 1,000 V
Rated Input Voltage	620 V
Number of MPP trackers	4
Max. input number per MPP tracker	2
<b>Output</b>	
Rated AC Active Power	30,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA
Max. AC Active Power	30,000 W
Rated Output Voltage	230 V / 400 V, 3W + N + PE;
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	43.3 A
Max. Output Current	48 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
<b>Protection</b>	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes

## Anexo IV – Ficha Técnica do Inversor SUN2000-36KTL

### SUN2000-36KTL Especificações Técnicas

Especificações Técnicas	SUN2000-36KTL
<b>Eficiência</b>	
Eficiência máxima	98.6%
Eficiência europeia	98.4%
<b>Entrada</b>	
Tensão máxima de entrada	1,100 V
Corrente máx. por MPPT	22 A
Corrente de curto-circuito máx. por MPPT	30 A
Tensão de início	250 V
Faixa de tensão operacional do MPPT	200 V – 1,000 V
Tensão nominal de entrada	620 V
Número de entradas	8
Número de MPPT	4
<b>Saída</b>	
Energia ativa CA nominal	36,000 W
Energia CA aparente máxima	40,000 VA
Potência ativa CA máxima (cosφ=1)	Padrão 40.000 W; 36.000 W opcional em configurações
Tensão nominal de saída	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, padrão 3W + N + PE (3W + PE opcional em configurações); 277 V / 480 V, 3W + PE (somente para a América Latina Central)
Frequência nominal da rede CA	50 Hz / 60 Hz
Corrente nominal de saída	54,6 A @380 V CA, 52,2 A @400 V CA, 43,4 A @480 V CA
Corrente de saída máxima	60,8 A @380 V CA, 57,8 A @400 V CA, 48,2 A @480 V CA
Faixa de ajuste do Fator de potência	0.8 adiantado... 0.8 atrasado
Distorção harmônica total máxima	< 3%
<b>Proteção</b>	
Dispositivo de desconexão lateral de entrada	Sim
Proteção anti-ligamento	Sim
Proteção contra sobrecorrente CA	Sim
Proteção de polaridade CC reversa	Sim
Monitoramento de falha de string de matriz FV	Sim
DPS CC	Classe II
DPS CA	Classe II
Deteção de resistência de isolamento CC	Sim
Unidade de monitoramento de corrente residual	Sim

## Anexo V – Ficha Técnica do Inversor SUN2000-17/20KTL



### Smart String Inverter (SUN2000-17/20KTL)

Technical Specifications	SUN2000-17KTL	SUN2000-20KTL
		<b>Efficiency</b>
Max. Efficiency	98.6%	98.6%
European Efficiency	98.3%	98.3%
		<b>Input</b>
Max. Input Voltage		1,000 V
Max. Current per MPPT		18 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		25 A
Start Voltage		250 V
MPPT Operating Voltage Range		200 V ~ 950 V
Rated Input Voltage		620 V
Number of Inputs		6
Number of MPP Trackers		3
		<b>Output</b>
Rated AC Active Power	17,000 W	20,000 W
Max. AC Apparent Power	18,700 VA	22,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	18,700 W	22,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, 3W+N+PE	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, 3W+N+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	25.8 A @380 V, 24.7 A @400 V	30.4 A @380 V, 29 A @400 V
Max. Output Current	28.5 A	33.5 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%	< 3%
		<b>Protection</b>
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
		<b>Communication</b>
Display		Graphic LCD
RS485		Yes
USB		Yes
		<b>General</b>
Dimensions (W x H x D)		520 x 610 x 266 mm (20.5 x 24.0 x 10.5 inch)
Weight (with mounting plate)		50 kg (110.2 lb.)
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method		Natural Convection
Max. Operating Altitude		3,000 m (9,842 ft.)
Relative Humidity		0 ~ 100%
DC Connector		Amphenol Helios H4
AC Connector		Amphenol C16/3
Protection Degree		IP65

## Anexo VI – Ficha Técnica do Inversor X3-Hybrid HV de 8/10 kW



### X1-Hybrid HV (SINGLE PHASE)

### X3-Hybrid HV (THREE PHASE)

	X1-HYBRID-3.0T	X1-HYBRID-3.7T	X1-HYBRID-4.6T	X1-HYBRID-5.0T	X3-Hybrid-5.0T	X3-Hybrid-6.0T	X3-Hybrid-8.0T	X3-Hybrid-10.0T
<b>INPUT (DC)</b>								
Max.recommended DC power[W]	4000	5000	6000	6000	6000	8000	10000	13000
Max.DC voltage[V]	600	600	600	600	1000	1000	1000	1000
Nominal DC operating voltage[V]	360	360	360	360	720	720	720	720
Max.input current[A]	10/10	10/10	10/10	10/10	12/12	12/12	12/12	20/12
Max. short circuit current[A]	14/14	14/14	14/14	14/14	14/14	14/14	14/14	23/14
MPPT voltage range[V]	125-550	125-550	125-550	125-550	230-800	280-800	370-800	330-800
No. of MPP trackers	2	2	2	2	2	2	2	2
Strings per MPP tracker	1	1	1	1	1	1	1	2/1
<b>OUTPUT AC</b>								
Nominal AC power [VA]	3000	3680	4600	4999	5000	6000	8000	10000
Max. AC power [VA]	3000	3680	4600	4999	5000	6000	8000	10000
Rated grid voltage(AC voltage range) [V]	230(180 to 270)	230(180 to 270)	230(180 to 270)	230(180 to 270)	400(360 to 440)	400(360 to 440)	400(360 to 440)	400(360 to 440)
Rated grid frequency [Hz]	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Nominal AC current [A]	13	16	20	21.7	7.6	9	12.2	15
Max. AC current [A]	14.4	16	21	21.7	8.5	10	13.5	16
Displacement power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging			0.8 leading ... 0.8 lagging			0.8 leading ... 0.8 lagging	
Total harmonic distortion(THD, rated power) [%]	<=2			<=2			<=2	
Parallel operation	Yes			Yes			Yes	
Load control	Yes (optional)			Yes (optional)			Yes (optional)	
<b>OUTPUT DC (BATTERY)</b>								
Battery voltage range [V]	90-400			200-500			200-500	
Recommended battery voltage [V]	300			240			320	
Max charging/discharging power [W]	6000			5000			6000	
Max charging/discharging current [A]	20			25			25	
Communication interfaces	CAN/RS485			CAN/RS485			CAN/RS485	
Reverse connect protection	Yes			No			No	
<b>EPS OUTPUT (WITH BATTERY)</b>								
EPS rated power [VA]	4000	4000	5000	5000	5000	6000	8000	10000
EPS rated voltage [V, Frequency] [Hz]	230, 50/60	230, 50/60	230, 50/60	230, 50/60	400/230, 50/60	400/230, 50/60	400/230, 50/60	400/230, 50/60
EPS rated current [A]	17.4	17.4	21.7	21.7	7.6	9	12.2	15
EPS peak power[W, Duration] [s]	10000,10	10000,10	10000,10	10000,10	10000,60	12000,60	16000,60	16000,60
Switch time[s]	<=0.5			<=0.5			<=0.5	
Total harmonic distortion(THD, linear load) [%]	<=2			<=2			<=2	
Parallel operation	Yes			Yes			Yes	
<b>EFFICIENCY</b>								
MPPT efficiency [%]	99.90	99.90	99.90	99.90	99.90	99.90	99.90	99.90
Euro efficiency [%]	97.00	97.00	97.00	97.00	97.00	97.00	97.00	97.00
Max. efficiency [%]	97.80	97.80	97.80	97.80	97.60	97.60	97.60	97.60
Battery charge/discharge efficiency [%]	98.50	98.50	98.50	98.50	96.00	96.00	96.00	96.00
<b>POWER CONSUMPTION</b>								
Internal consumption(right) [W]	<=7			<=7			<=7	
Idle mode	YES			YES			YES	
<b>STANDARD</b>								
Safety	IEC62109-1-2 / IEC62040			IEC62109-1-2 / IEC62040 / AS3100			IEC62109-1-2 / IEC62040 / AS3100	
EMC	EN61000-6-1/EN61000-6-2/EN61000-6-3			EN61000-6-1/EN61000-6-2/EN61000-6-3			EN61000-6-1/EN61000-6-2/EN61000-6-3	
Certification	VDE0126-1-1 At 2012/VDE-AR-N4105/G83/G59/A5477/EN50438/CEI0-21/VDE2510			VDE0126-1-1 At 2012/VDE-AR-N4105/G59-3/A5477/EN50438/CEI0-21/IEC62040/IEC62619/ISO13849-2/SN29500/IEC635086			VDE0126-1-1 At 2012/VDE-AR-N4105/G59-3/A5477/EN50438/CEI0-21/IEC62040/IEC62619/ISO13849-2/SN29500/IEC635086	
<b>ENVIRONMENT LIMIT</b>								
Protection class	IP65			IP65			IP65	
Operating temperature range [°C]	-20 to+60 (derating at+45)			-25 to+60 (derating at+45)			-25 to+60 (derating at+45)	
Altitude[m]	<=2000			<=2000			<=2000	
Storage temperature[°C]	-20 to+60			-20 to+60			-20 to+60	
Noise emission(typical) [dB]	<=30			<=30			<=30	
Over voltage category	III (electric supply side), II (PV side)			III (electric supply side), II (PV side)			III (electric supply side), II (PV side)	
<b>DIMENSION AND WEIGHT</b>								
Dimensions(W*H*D) [mm]	460*477*181.5			650*453*222.5			650*453*222.5	
Weight[kg]	26.3			40			40	
Cooling concept	Natural			Natural			Natural	
Topology	Transformerless			Transformerless			Transformerless	
Communication	Ethernet, Meter, WiFi (optional), RF(optional), DRM, USB, ISO alarm, Parallel operation			Ethernet, Meter, WiFi (optional), RF(optional), DRM, USB, ISO alarm, Parallel operation			Ethernet, Meter, WiFi (optional), RF(optional), DRM, USB, ISO alarm, Parallel operation	
LCD display	Backlight 20*4 character			Backlight 20*4 character			Backlight 20*4 character	
Standard warranty [years]	5-10			5-10			5-10	