

ENERGIA FOTOVOLTAICA EM AUTOCONSUMO PARA ALIMENTAR INSTALAÇÕES DE REFRIGERAÇÃO COMERCIAL E INDUSTRIAL

FERNANDO MIGUEL FERREIRA BRANDÃO

Setembro de 2017

ENERGIA FOTOVOLTAICA EM AUTOCONSUMO PARA ALIMENTAR INSTALAÇÕES DE REFRIGERAÇÃO COMERCIAL E INDUSTRIAL

Fernando Miguel Ferreira Brandão



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2017

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Fernando Miguel Ferreira Brandão, Nº 1101726, 1101726@isep.ipp.pt

Orientação científica: Teresa Alexandra Nogueira, tan@isep.ipp.pt

Empresa: SKK®

Supervisão: Eng.º Hugo Manuel Ferreira Pinto, hugopinto@skk.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2017

Dedico esta dissertação à minha família.

Agradecimentos

Esta dissertação representa mais um passo na minha formação académica e pessoal. Em primeiro lugar, quero agradecer aos meus pais por todo o esforço que fizeram ao longo destes anos de formação na universidade, e durante a realização do presente estágio, por toda a confiança e incentivo, pois sem eles nada disto era possível. Agradeço também à minha família que sempre acreditou em mim e me apoiou em todos os momentos da minha vida académica.

Gostaria de agradecer aos meus orientadores, Professora Doutora Teresa Nogueira, o apoio, disponibilidade e orientação ao longo da realização desta dissertação e ao Engenheiro Hugo Manuel Ferreira Pinto por me ter recebido e acompanhado durante este projeto na SKK[®].

Ao Engenheiro João Paulo Pinto gerente da empresa SKK[®] - Refrigeração e Climatização, Lda., por me ter recebido como estagiário na empresa.

Aos meus amigos e colegas principalmente aos que me acompanharam ao longo desta etapa, pela partilha de ideias, experiências e conhecimentos.

Por fim gostaria de deixar um agradecimento a todos os professores do ISEP que me acompanharam ao longo do meu percurso académico e a todas aquelas pessoas que, de alguma forma, também permitiram a realização deste trabalho.

A todos o meu sincero agradecimento.

Resumo

Em Portugal, a indústria, de um modo geral, é responsável por cerca de um terço dos consumos energéticos. Em sectores de atividade, como as indústrias agroalimentares ou comércio, devido à sua importância e para os quais o frio industrial é crítico, as instalações de frio podem atingir consumos na ordem dos 85% do consumo total da instalação. Por isso, dada a crescente necessidade de melhorar a sustentabilidade energética destas instalações e poupança nos consumos de energia, torna-se importante identificar oportunidades, conhecer e analisar de forma rigorosa as instalações de modo a encontrar soluções, que possam convergir por um caminho mais sustentável e ecológico nas instalações em causa, quer seja pela utilização de tecnologias mais eficientes, como na produção da própria energia como uma medida sustentável, um desafio de hoje e do futuro.

Este trabalho de estágio tem como foco a otimização do dimensionamento fotovoltaico, tendo em consideração a legislação existente, de acordo com as alterações legislativas recentes acerca do autoconsumo através de sistemas de produção fotovoltaicos. Para a realização deste trabalho foi necessário adquirir conhecimentos essenciais que fundamentam o seu estudo e desenvolvimento, sobre os equipamentos utilizados pelos sistemas fotovoltaicos, bem como sobre as condições técnicas de funcionamento e regulamentação que os regem.

Numa primeira fase, foi desenvolvida uma ferramenta de projeto em *Excel*, com o intuito de dimensionar sistemas fotovoltaicos, em que seja possível selecionar equipamentos e fazer uma análise económica da viabilidade de produção em autoconsumo, para instalações com sistemas de refrigeração, sejam estes comerciais ou industriais. Depois de elaborada a ferramenta de dimensionamento, foi utilizado o método comparativo para validar a mesma, comparando-se os resultados de três casos práticos com os valores obtidos por outras três ferramentas de cálculo existentes, de forma a comprovar a solução implementada e as potencialidades da ferramenta desenvolvida. Através deste método, os desvios relativos entre a ferramenta desenvolvida e os restantes programas, referentes à energia fotovoltaica entregue à rede AC, variaram entre -1,64% e -10,12%, valores enquadrados com os desvios máximos de $\pm 10\%$ recomendados pela literatura do setor. Porém, aferiu-se que os desvios

se encontram, maioritariamente, associados a pressupostos existentes nos diferentes programas e aos valores dos dados climáticos utilizados.

A ferramenta desenvolvida apresenta como vantagem, em relação às demais, o facto de utilizar dados climáticos médios (hora a hora) por estimativa para cada dia de cada mês do ano, permitindo obter um balanço energético detalhado em função dos consumos, apresentando nos casos de estudo abordados, taxas de autoconsumo de energia diárias, que variam entre 84,18% e 99,40%. Apresenta como desvantagem o facto de não configurar o sistema ideal (módulos fotovoltaicos/inversor) de forma automática.

Este trabalho permitiu identificar que existem oportunidades de melhoria no modelo de cálculo de projetos de produção fotovoltaica em autoconsumo para instalações com sistemas de refrigeração. Pode-se concluir que a ferramenta de dimensionamento desenvolvida é muito válida, no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos em autoconsumo, perante os resultados obtidos, para que a empresa a possa aplicar de forma fidedigna de modo a servir os seus clientes, que pretendam instalar sistemas fotovoltaicos nas suas instalações com sistemas de refrigeração.

Palavras-Chave

Energia Fotovoltaica, Autoconsumo, Refrigeração, Decreto-Lei n.º 153/2014, Balanço Energético, Viabilidade Económica.

Abstract

In Portugal, industry is, as a rule, responsible for about a third of the country's energy consumption. In activity sectors such as commerce or the food processing industries, and, given the importance and crucial role of industrial refrigeration, cooling equipment can reach up to 85% of the installation's total energy consumption. Thus, due to the growing need to boost energy saving and enhance the energy sustainability of these installations, it becomes important to identify opportunities, to know and accurately analyze installations in order to find solutions that can converge towards a more sustainable and ecological path, whether by the use of more efficient technology or by producing energy itself as a sustainable measure, a great challenge of our time and of time to come.

This internship report focuses on photovoltaic sizing optimization, bearing in mind the existing legislation, in line with the recent legislative amendments concerning self-consumption through photovoltaic production systems. To carry out this report, it was essential to acquire essential knowledge about the components used by photovoltaic systems and about the technical operational conditions and regulations that govern these systems.

At an early stage, a design tool was developed in Excel with the express purpose of sizing photovoltaic systems. This tool allowed selecting equipment and making a thorough economical assessment of the viability of self-consumption production in cooling systems installations, regardless of the activity sector. After creating the sizing tool, the comparative method was employed to validate it, by comparing the results of three practical cases with the figures obtained by three other existing calculation tools, in order to support the implemented solution and the potentialities of the tool that was created. Through this method, the relative deviation between the developed tool and the other calculation tools, regarding the photovoltaic energy delivered to the AC power, varied between -1,64% and -10,12%, values that follow the maximum deviations of $\pm 10\%$ recommended by the sector's literature. However, it was assessed that these deviations are mostly associated with pre-assumptions in the various tools and with the values of the climatic data that was employed.

The developed tool has the advantage, when compared to the other tools, of using climate normals data (hourly) that estimate each day of each month of the year, arriving at a detailed energy balance in relation to energy consumption presenting, in the addressed case studies,

rates of daily self-consumption that vary between 84,18% and 99,40%. Despite this, it has the downside of being unable to automatically configure the optimal system (photovoltaic modules/inverters).

This report made it possible to detect that there is room for improvement when it comes to the calculation models of self-consumption photovoltaic manufacturing projects for cooling systems installation. It can be established that, in light of the results achieved, the sizing tool that was developed is highly valid and reliable in sizing the self-consumption photovoltaic systems, enabling the company to apply it to serve any client who wishes to install photovoltaic systems in their cooling systems installations.

Keywords

Photovoltaic Energy, Self-Consumption, Refrigeration, Decree 153/2014, Energetic Balance, Economic Viability.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XV
ACRÓNIMOS	XVII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	3
1.2. OBJETIVOS	6
1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO.....	7
2. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	9
2.1. ENERGIA SOLAR E SISTEMA FOTOVOLTAICO	9
2.1.1. Radiação Solar	9
2.1.2. Orientação dos Módulos Fotovoltaicos	11
2.1.3. Distância entre Fileiras.....	13
2.1.4. Tecnologias de sistemas Solares fotovoltaicos.....	14
2.2. ENERGIA FOTOVOLTAICA INSTALADA.....	16
2.2.1. Nível Mundial	16
2.2.2. Portugal	17
2.3. INTEGRAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS EM ARMAZÉNS REFRIGERADOS	18
2.3.1. Estado da Refrigeração Comercial e Industrial	19
2.3.2. Distribuição dos Consumos numa Empresa com Sistema de Frio	20
2.4. CÉLULA FOTOVOLTAICA	20
2.4.1. Modelo Matemático da Célula Fotovoltaica	21
2.4.2. Corrente de Curto-Circuito e Tensão em Circuito Aberto	23
2.4.3. Potência Elétrica	24
2.4.4. Rendimento e Fator de Forma.....	24
2.4.5. Curvas Características das Células Fotovoltaicas	25
2.5. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27
2.5.1. Associação em Série	28

2.5.2.	Associação em Paralelo.....	28
2.5.3.	Associação Mista	29
2.6.	INVERSORES DC/AC	29
2.6.1.	Dimensionamento Inversor	31
2.6.2.	Determinação da tensão	32
2.6.3.	Número máximo de módulos por fileira	32
2.6.4.	Número mínimo de módulos por fileira	33
2.6.5.	Determinação do número máximo de fileiras	34
2.7.	BATERIAS.....	35
2.7.1.	Baterias de Chumbo-Ácido	36
2.7.2.	Baterias de Níquel-Cádmio	37
2.7.3.	Baterias de Sódio-Enxofre	38
2.7.4.	Baterias de Ião-Lítio.....	38
2.7.5.	Reguladores de Carga	40
2.8.	CABOS.....	40
2.8.1.	Dimensionamento dos cabos de fileira pelo método da queda de tensão	42
2.8.2.	Dimensionamento do cabo principal DC	42
2.8.3.	Dimensionamento do cabo AC	43
2.9.	PROTEÇÕES	44
2.9.1.	Caixa de junção	45
2.9.2.	Interruptor principal DC.....	45
2.9.3.	Proteções AC.....	46
2.9.4.	Contador e Ligação à Rede	47
2.10.	VIABILIDADE ECONÓMICA DE UM PROJETO FOTOVOLTAICO	47
3.	LEGISLAÇÃO E NORMAS APLICÁVEIS	51
3.1.	LEGISLAÇÃO ATUAL	51
3.2.	DIFERENÇAS ENTRE AS UPAC E UPP.....	52
3.2.1.	Direitos e deveres do produtor	53
3.2.2.	Processo de Licenciamento	54
3.2.3.	Registo das UPAC.....	55
3.2.4.	Compensações.....	55
3.2.5.	Contagem	56
3.3.	PORTARIAS ASSOCIADAS AO NOVO DECRETO-LEI.....	56
3.4.	TARIFÁRIO APLICADO	57
3.4.1.	Tarifário das Unidades de Pequena Produção	57
3.4.2.	Tarifário das Unidades para Autoconsumo	58
3.5.	PERFIS DE CONSUMO.....	60
3.5.1.	Perfis de consumo BTN	60

3.5.2.	Perfis de consumo MT	62
4.	METODOLOGIA DE CÁLCULO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	63
4.1.	PROGRAMAS DE SIMULAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	63
4.1.1.	PVSYST.....	63
4.1.2.	PV*SOL.....	64
4.1.3.	Sunny design	64
4.2.	FERRAMENTA DESENVOLVIDA.....	65
4.2.1.	Etapas de Dimensionamento	65
4.2.2.	Descrição da ferramenta.....	68
4.3.	ENTRADA DE DADOS.....	69
4.4.	MENU PRINCIPAL	71
4.4.1.	Localização	72
4.4.2.	Dados Consumo	73
4.4.3.	Gerador_FV	77
4.4.4.	Inversor	79
4.4.5.	Configuração	81
4.4.6.	Produção	81
4.4.7.	Cablagem	83
4.4.8.	Resultados Económicos	84
4.5.	PROPOSTA GERAL	85
4.6.	ANÁLISE CONCLUSIVA	85
5.	ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DOS CASOS DE ESTUDO	87
5.1.	INTRODUÇÃO	87
5.1.1.	Caraterização da Instalação: Empresa A	88
5.1.2.	Caraterização da Instalação: Empresa B	91
5.1.3.	Caraterização da Instalação: Empresa C	95
5.1.4.	Comparação Entre os Casos de Estudo	97
5.2.	DIMENSIONAMENTO FOTOVOLTAICO (SKK_SOLAR).....	98
5.2.1.	Descrição Técnica	99
5.2.2.	Resultados obtidos da ferramenta SKK_Solar	100
5.3.	VIABILIDADE ECONÓMICA (SKK_SOLAR).....	110
5.3.1.	Cenário 1 - Sistemas de autoconsumo.....	111
5.3.2.	Cenário 2 - Sistemas de autoconsumo com apoio de bateria	116
5.4.	ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DE RESULTADOS	118
5.4.1.	Comparação com outras ferramentas	118
5.4.2.	Validação da ferramenta (Desvios totais)	120
5.5.	ANÁLISE AMBIENTAL	121

6. CONCLUSÕES	123
6.1. ANÁLISE SINTÉTICA	123
6.2. ANÁLISE CONCLUSIVA.....	124
6.3. TRABALHOS FUTUROS.....	126
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS	127
ANEXO A. DADOS CLIMÁTICOS - SISTEMA FIXO	132
ANEXO B. CICLO HORÁRIO	135
ANEXO C. PERFIL DE CARGA SEMANAL	136
ANEXO D. TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL	137
ANEXO E. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CERTIFICADOS	139
ANEXO F. INVERSORES FOTOVOLTAICOS	140
ANEXO G. FICHA TÉCNICA DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	141
ANEXO H. FICHA TÉCNICA DOS INVERSORES FOTOVOLTAICOS	143
ANEXO I. FICHA TÉCNICA DO CABO DC	146
ANEXO J. FICHA TÉCNICA DO CABO AC	149
ANEXO K. ESTIMATIVA ORÇAMENTAL- EMPRESA A	152
ANEXO L. ESQUEMA UNIFILAR- EMPRESA A	154
ANEXO M. RESULTADOS DO DIMENSIONAMENTO EM AUTOCONSUMO – CASOS DE ESTUDO (EMPRESA B E C)	155
ANEXO N. SIMULAÇÃO SOFTWARES MERCADO	156
ANEXO O. FICHA TÉCNICA DAS BATERIAS (CENÁRIO 2)	160
ANEXO P. PROPOSTA FINAL – EMPRESA A	161

Índice de Figuras

FIGURA 1 - INSTALAÇÕES DA SKK®	3
FIGURA 2 - ESPECTRO ELETROMAGNÉTICO	10
FIGURA 3 - IRRADIAÇÃO GLOBAL E POTENCIAL ELÉTRICO SOLAR DE PORTUGAL	10
FIGURA 4 - ESQUEMA ILUSTRATIVO DOS TIPOS DE RADIAÇÃO INCIDENTE NA TERRA.....	11
FIGURA 5 - ÂNGULO DE INCIDÊNCIA E ÂNGULO DE INCLINAÇÃO	12
FIGURA 6 - ESQUEMA REPRESENTATIVO DA DISTÂNCIA ENTRE FILEIRAS.....	13
FIGURA 7 - SISTEMA ISOLADO TÍPICO.....	15
FIGURA 8 - SISTEMA LIGADO À REDE TÍPICO	15
FIGURA 9 - EXEMPLO DE UM SISTEMA HÍBRIDO	16
FIGURA 10 - CAPACIDADE FOTOVOLTAICA GLOBAL INSTALADA ENTRE 2005 E 2015.....	17
FIGURA 11 - CAPACIDADE FOTOVOLTAICA INSTALADA TOTAL E ADICIONADA NO ANO 2015 ...	17
FIGURA 12 - DIFERENTES FONTES DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL EM PORTUGAL EM 2000-2015 ..	18
FIGURA 13 - EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA EM PORTUGAL.....	18
FIGURA 14 - VÁRIAS OPÇÕES PARA INTEGRAR FONTES RENOVÁVEIS NO FORNECIMENTO DE ENERGIA A SISTEMAS DE REFRIGERAÇÃO PARA INSTALAÇÕES FRIGORÍFICAS	19
FIGURA 15 – DISTRIBUIÇÃO TÍPICA DOS CONSUMOS ENERGÉTICOS DE UM ARMAZÉM DE REFRIGERAÇÃO TÍPICO.....	20
FIGURA 16 - FUNCIONAMENTO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA	21
FIGURA 17 - CIRCUITO ELÉTRICO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA	22
FIGURA 18 - CURVA I-V DE UMA CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA	24
FIGURA 19 - CURVAS CARACTERÍSTICAS DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA	25
FIGURA 20 - VARIAÇÃO DA CURVA I/V COM A RADIANCIA INCIDENTE	26
FIGURA 21 - VARIAÇÃO DA CURVA I/V COM A TEMPERATURA	27
FIGURA 22 - CÉLULA, MÓDULO E PAINEL FOTOVOLTAICO.....	27
FIGURA 23 - ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS EM SÉRIE	28
FIGURA 24 - ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS EM PARALELO	28
FIGURA 25 - ASSOCIAÇÃO MISTA DE MÓDULOS	29
FIGURA 26 - TIPOLOGIA DE LIGAÇÃO DE UM INVERSOR CENTRAL.....	30
FIGURA 27 - TIPOLOGIA DE LIGAÇÃO DE UM INVERSOR POR FILEIRA	31
FIGURA 28 - TIPOLOGIA DE LIGAÇÃO DE UM INVERSOR POR MÓDULO	31
FIGURA 29 - BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO.....	36
FIGURA 30 - BATERIA DE NÍQUEL-CÁDMIO	37
FIGURA 31 - FUNCIONAMENTO E CONSTITUIÇÃO DE UMA BATERIA DE SÓDIO-ENXOFRE.....	38

FIGURA 32 - FUNCIONAMENTO E CONSTITUIÇÃO DE UMA BATERIA DE IÃO-LÍTIO.....	39
FIGURA 33 - REGULADOR DE CARGA UTILIZADO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	40
FIGURA 34 - MODELO CONCEPTUAL DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO	44
FIGURA 35 - ESQUEMA DE PROTEÇÕES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	47
FIGURA 36 - EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS FINAIS NO OMIE PARA O PÓLO PORTUGUÊS (MERCADO DIÁRIO).....	53
FIGURA 37 - MODELO DE FUNCIONAMENTO DE UMA UPP.....	58
FIGURA 38 - MODELO DE FUNCIONAMENTO DE UMA UPAC, POTÊNCIA SUPERIOR A 1,5 kW	59
FIGURA 39 - PARIDADE DA REDE.....	60
FIGURA 40 – EXEMPLO DO PERFIL DE CONSUMO SEMANAL EM BTN CLASSE A (DIA 1 A 7 DE JANEIRO DE 2017).....	62
FIGURA 41 - FLUXOGRAMA ETAPAS DE DIMENSIONAMENTO.....	67
FIGURA 42 – BIBLIOTECA PVGIS - DADOS CLIMÁTICOS PARA UM SISTEMA FIXO E SEGUIDOR SOLAR DE DOIS EIXOS PARA OS VÁRIOS DISTRITOS DE PORTUGAL.....	68
FIGURA 43 - <i>INTERFACE</i> “DADOS CLIENTE”	70
FIGURA 44 - <i>INTERFACE</i> “DADOS CONSUMO”	71
FIGURA 45 - PORMENORES DA SELEÇÃO DOS DADOS INSTALAÇÃO	71
FIGURA 46 – <i>INTERFACE</i> (PARCIAL) - LOCALIZAÇÃO	72
FIGURA 47 - <i>INTERFACE</i> (PARCIAL) - DADOS CONSUMO	73
FIGURA 48 – SIMULAÇÃO DO PERFIL DE CARGA	74
FIGURA 49 - MÉTODOS DE SIMULAÇÃO DO DIAGRAMA DE CARGA	74
FIGURA 50 - CONSUMOS TOTAIS MENSIS E DIÁRIOS (INVERNO).....	76
FIGURA 51 – SIMULAÇÃO DOS DIAGRAMAS DE CARGA NO CICLO DIÁRIO (INVERNO).....	77
FIGURA 52 - <i>INTERFACE</i> (PARCIAL) - SELEÇÃO DO TIPO DE GERADOR FV.....	78
FIGURA 53 - <i>INTERFACE</i> (PARCIAL) - SELEÇÃO DO INVERSOR.....	79
FIGURA 54 – CÁLCULO DOS INVERSORES	80
FIGURA 55 - <i>INTERFACE</i> (PARCIAL) - CONFIGURAÇÃO	81
FIGURA 56 - <i>INTERFACE</i> (PARCIAL) - PRODUÇÃO	82
FIGURA 57 – EXEMPLO DE CÁLCULO DA POTÊNCIA DE PICO (7-8H) NO MÊS DE JANEIRO NO DISTRITO DO PORTO.....	82
FIGURA 58 - MÉTODOS DE SIMULAÇÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO	83
FIGURA 59 - <i>INTERFACE</i> (PARCIAL) - CABLAGEM.....	84
FIGURA 60 - <i>INTERFACE</i> (PARCIAL) – RESULTADOS ECONÓMICOS	84
FIGURA 61 - <i>INTERFACE</i> (PARCIAL) – RESULTADOS GERAIS	85
FIGURA 62 - DISTRIBUIÇÃO DOS CONSUMOS MENSIS POR PERÍODO HORÁRIO - EMPRESA (A). 90	
FIGURA 63 - FATURAÇÃO MENSAL DE ENERGIA ATIVA NA EMPRESA (A).....	91

FIGURA 64 - DISTRIBUIÇÃO DOS CONSUMOS MENSAIS POR PERÍODO HORÁRIO - EMPRESA (B) .	93
FIGURA 65 - FATURAÇÃO MENSAL DE ENERGIA ATIVA NA EMPRESA (B)	94
FIGURA 66 - DISTRIBUIÇÃO DOS CONSUMOS MENSAIS POR PERÍODO HORÁRIO - EMPRESA (C) .	96
FIGURA 67 - FATURAÇÃO MENSAL DE ENERGIA ATIVA NA EMPRESA (C)	97
FIGURA 68 - DISTRIBUIÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA – EMPRESA (B).....	97
FIGURA 69 - DISTRIBUIÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA – EMPRESA (A)	97
FIGURA 70 – DISTRIBUIÇÃO DOS CONSUMOS DE EE POR PERÍODO HORÁRIO	98
FIGURA 71 – CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NA EMPRESA (A)	102
FIGURA 72 - CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NA EMPRESA (B)	102
FIGURA 73 - CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NA EMPRESA (C)	102
FIGURA 74 – PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA PARA O CASO DA EMPRESA A	103
FIGURA 75 - RELAÇÃO ENTRE CONSUMO E PRODUÇÃO DE UM DIA SEMANAL EM AGOSTO NA EMPRESA A	109
FIGURA 76 - BALANÇO ENERGÉTICO NAS HORAS DE PRODUÇÃO DA EMPRESA (A) SEM AUTOCONSUMO.....	109
FIGURA 77 - BALANÇO ENERGÉTICO NAS HORAS DE PRODUÇÃO DA EMPRESA (A) COM AUTOCONSUMO.....	110
FIGURA 78 – CONSUMO VS PRODUÇÃO FV NA EMPRESA (A)	110
FIGURA 79 - RETORNO DO INVESTIMENTO NO CASO DA EMPRESA (A)	112
FIGURA 80 - RETORNO DO INVESTIMENTO NO CASO DA EMPRESA (B)	114
FIGURA 81 - RETORNO DO INVESTIMENTO NO CASO DA EMPRESA (C)	115
FIGURA 82 – DESVIOS OBTIDOS NAS DIVERSAS SIMULAÇÕES.....	120

Índice de Tabelas

TABELA 1 - CALENDARIZAÇÃO DAS ATIVIDADES	4
TABELA 2 - CARACTERÍSTICAS E VALORES TÍPICOS DAS BATERIAS DE CHUMBO-ÁCIDO.....	37
TABELA 3 - CARACTERÍSTICAS E VALORES TÍPICOS DAS BATERIAS DE NÍQUEL – CÁDMIO.....	38
TABELA 4 - CARACTERÍSTICAS E VALORES TÍPICOS DAS BATERIAS DE SÓDIO-ENXOFRE	38
TABELA 5 - CARACTERÍSTICAS E VALORES TÍPICOS DAS BATERIAS DE IÃO-LÍTIO	39
TABELA 6 – CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DO VAL.....	49
TABELA 7 - CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DO TIR	49
TABELA 8 - PROCESSO DE LICENCIAMENTO DAS UPAC.....	55
TABELA 9 - TAXAS DE REGISTO DAS UPAC	55
TABELA 10 - TARIFAS DE REFERÊNCIA DAS UPP.....	58
TABELA 11 - SEGMENTAÇÃO DE CONSUMIDORES NOS PERFIS DE CONSUMO TIPO PARA BTN	61
TABELA 12 - NÚMERO DE HORAS POR PERÍODO HORÁRIO NO CICLO SEMANAL	75
TABELA 13 – PERCENTAGEM POR PERÍODO HORÁRIO.....	75
TABELA 14 – NÚMERO DE DIAS POR PERÍODO HORÁRIO.....	75
TABELA 15 - DESCRIÇÃO DE CADA CÂMARA FRIGORÍFICA DA EMPRESA (A)	89
TABELA 16 - CONSUMO DE ENERGIA TOTAL NO ANO 2015 NA EMPRESA (A).....	89
TABELA 17 - FATURAÇÃO MENSAL NO PERÍODO DE INVERNO E VERÃO NA EMPRESA (A).....	90
TABELA 18 - RESUMO GERAL DA EMPRESA (A)	91
TABELA 19 - DESCRIÇÃO DE CADA CÂMARA FRIGORÍFICA DA EMPRESA (B)	92
TABELA 20 - CONSUMO DE ENERGIA TOTAL NO ANO 2015 NA EMPRESA (B)	92
TABELA 21 - FATURAÇÃO MENSAL NO PERÍODO DE INVERNO E VERÃO NA EMPRESA (B).....	93
TABELA 22 - RESUMO GERAL DA EMPRESA (B)	94
TABELA 23 - CONSUMO DE ENERGIA TOTAL NO ANO 2016 NA EMPRESA (C)	95
TABELA 24 - FATURAÇÃO MENSAL NO PERÍODO DE INVERNO E VERÃO NA EMPRESA (C).....	96
TABELA 25 – CARACTERÍSTICAS DOS EDIFÍCIOS PRINCIPAIS NAS EMPRESAS (A, B E C)	99
TABELA 26 - SÍNTESE DO DIMENSIONAMENTO EFETUADO NO SKK_SOLAR	101
TABELA 27 - PRODUÇÃO ESTIMADA PELO SISTEMA FOTOVOLTAICO NA EMPRESA (A)	103
TABELA 28 - PRODUÇÃO ESTIMADA PELO SISTEMA FOTOVOLTAICO NA EMPRESA (B)	104
TABELA 29 - PRODUÇÃO ESTIMADA PELO SISTEMA FOTOVOLTAICO NA EMPRESA (C)	104
TABELA 30 - DIMENSIONAMENTO DAS CABLAGENS - EMPRESA (A).....	106
TABELA 31 - DIMENSIONAMENTO DAS CABLAGENS - EMPRESA (B).....	106

TABELA 32 - DIMENSIONAMENTO DAS CABLAGENS - EMPRESA (C)	107
TABELA 33 - DIMENSIONAMENTO EM AUTOCONSUMO DE SEGUNDA A SEXTA EM AGOSTO NA EMPRESA (A).....	108
TABELA 34 - ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA DA UPAC DA EMPRESA (A).....	112
TABELA 35 - ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA DA UPAC DA EMPRESA (B)	113
TABELA 36 - ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA DA UPAC DA EMPRESA (C)	115
TABELA 37 – COMPARAÇÃO RESULTADOS OBTIDOS EM <i>SOFTWARES</i> EXISTENTES NO MERCADO (EMPRESA A)	118
TABELA 38 - COMPARAÇÃO RESULTADOS OBTIDOS EM <i>SOFTWARES</i> EXISTENTES NO MERCADO (EMPRESA B).....	119
TABELA 39 - COMPARAÇÃO RESULTADOS OBTIDOS EM <i>SOFTWARES</i> EXISTENTES NO MERCADO (EMPRESA C).....	119

Acrónimos

Abreviaturas (ordenadas alfabeticamente)

AC	– Corrente alternada
BT	– Baixa tensão
CdTe	– Telureto de cádmio
CFE	– <i>Cash flow</i> de exploração
CFE atualizado	– <i>Cash flow</i> de exploração atualizado
CFG	– <i>Cash flow</i> global acumulado
CI	– Custo do investimento
CIEG	– Custos de interesse económico geral
CIGS	– Cobre, índio de seleneto de gálio
CIS	– Disseleneto de cobre e índio
COP 21	– 21 ^a Conferência do Clima
CUR	– Comercializador de último recurso
DC	– Corrente continua
DGEG	– Direção Geral de Energia e Geologia
DL	– Decreto-Lei
DST	– Descarregador de sobretensões
EE	– Energia elétrica
EPIA	– <i>European Photovoltaic Industry Association</i>
FER	– Fontes de energia renováveis
IEC	– Comissão Eletrotécnica Internacional
ISEP	– Instituto Superior de Engenharia do Porto
IVA	– Imposto de valor acrescentado
MIBEL	– Mercado Ibérico de Eletricidade

MPP	– <i>Maximum Power Point</i>
MPPT	– <i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	– Média tensão
O&M	– Operação e manutenção
OMIE	– Operador do Mercado Ibérico de Energia
ONU	– Organização das Nações Unidas
PB	– <i>Payback</i>
PT	– Posto de transformação
PVGIS	– <i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
PVSystem	– <i>Photovoltaic System</i>
RESP	– Rede Elétrica de Serviço Público
s/IVA	– Sem imposto de valor acrescentado
SEN	– Sistema Elétrico Nacional
SERUP	– Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
SI	– Sistema Internacional
STC	– <i>Standard Test Conditions</i>
Ta	– Taxa de atualização
TIR	– Taxa Interna de Rentabilidade
UE	– União Europeia
UNFCCC	– Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações do Clima
UP	– Unidade de Produção
UPAC	– Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	– Unidade de Pequena Produção
VAL	– Valor Atual Líquido

Símbolos (ordenados alfabeticamente)

A	– Área
b	– Comprimento do módulo fotovoltaico
CO ₂	– Dióxido de carbono
cos φ	– Fator de potência
G	– Radiação solar
GW	– Gigawatt
GWh	– Gigawatt-hora
h	– Hora
Hz	– Hertz
I	– Corrente elétrica
I ₀	– Corrente inversa máxima de saturação do diodo
I _{cc}	– Corrente de curto-circuito
I _{max}	– Corrente no ponto de potência máxima
I _{MPP}	– Corrente máxima
I _s	– Corrente de serviço
I _z	– Corrente admissível
K	– Constante de Boltzmann
kVA	– Kilovolt - ampere
kW	– Kilowatt
kWh	– Kilowatt - hora
K _s	– Taxa de rentabilidade exigida pelo investidor
m	– Metro
m ²	– Metro quadrado
mA	– Miliampere
mV	– Milivolt

MW	–	Megawatt
MWh	–	Megawatt-hora
°	–	Graus
°C	–	Graus Celsius
P	–	Potência elétrica
P _{inst}	–	Potência instalada
P _{max}	–	Potência máxima
P _{MPP}	–	Potência de pico
q	–	Carga elétrica do eletrão
T	–	Temperatura
U _N	–	Tensão nominal
V	–	Tensão elétrica
V _{CA}	–	Tensão em vazio
V _{max}	–	Tensão no ponto de potência máxima
V _{MPP}	–	Tensão máxima
W	–	Watt
Wh/m ²	–	Watt hora por metro quadrado
W/m ²	–	Watt por metro quadrado
W _p	–	Watt pico
ΔU	–	Variação de tensão
α	–	Ângulo ótimo
β	–	Variabilidade da rentabilidade
δ	–	Declinação solar
η	–	Rendimento
φ	–	Latitude do local da instalação
σ	–	Condutividade do condutor

- n – Duração da vida útil do investimento
- R_F – Taxa de juro sem risco
- $R_F - R_M$ – Prémio de risco do mercado de capitais
- P_R – Prémio de risco do mercado

1. INTRODUÇÃO

A presente dissertação insere-se na área produção fotovoltaica em autoconsumo para instalações com sistemas de refrigeração e em todas as questões relacionadas com os seus consumos energéticos. Com a crescente preocupação, com questões relacionadas com a redução dos consumos de energia, as instalações com sistemas de frio caracterizam-se por serem exatamente instalações com elevados consumos, onde podem ser feitos investimentos no sentido de aumentar a sua sustentabilidade e eficiência energética.

A evolução da sociedade levou a um desenvolvimento tal, que necessita de um grande consumo de energia para satisfazer as suas necessidades. Associado a este progresso, está o aumento da procura de energia e a dependência energética, a partir de fontes não renováveis e poluentes, como é o caso de Portugal. As fontes de energia renováveis são inesgotáveis ou podem ser repostas a um curto ou médio prazo, de forma natural ou por intervenção humana. Já as fontes de energia não renováveis são finitas ou a sua reposição pode demorar milhares de anos, além de serem caras e de causarem grandes impactos ambientais. Tendo em conta estes aspetos, revela-se importante reverter esta situação, tornando o consumo de energia mais sustentável e eficiente, a partir de energia de fontes renováveis.

As principais potências mundiais, têm feito um esforço de forma a implementar soluções mais sustentáveis na produção de energia com recurso a energias renováveis, pois da

utilização destas soluções, resultam vários benefícios importantes, de natureza económica, social, estratégica e ambiental. Exemplo disso é o “Acordo de Paris”, que é um tratado no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC), que rege medidas de redução de emissão dióxido de carbono a partir de 2020. O acordo foi negociado durante a 21ª Conferência do Clima (COP 21), em Paris e foi aprovado em 12 de dezembro 2015. O “Portugal 2020” também é exemplo disso, pois é um acordo de parceria adotado entre Portugal e a Comissão Europeia, entre 2014 e 2020, que de entre outros objetivos se destaca a promoção do desenvolvimento sustentável, numa ótica de eficiência no uso dos recursos. Portugal tem seguido esta mudança incorporando estas fontes de energia renováveis ao seu mix energético.

As energias renováveis, em particular a produção fotovoltaica, aparecem neste sentido, como sendo uma solução viável e sustentável na produção de eletricidade, pois a preocupação com os consumos energéticos é um assunto atual, que merece uma atenção particular, no sentido de se conseguir uma redução, de forma a manter a sustentabilidade do planeta para as gerações vindouras. A tecnologia fotovoltaica tem verificado um crescimento na última década a um ritmo considerável, devido ao seu amadurecimento e competitividade, mesmo em tempos em que a conjuntura económica e investimento não são os melhores, esta tecnologia dá mostras de se tornar uma importante fonte de geração de energia no mundo e em Portugal.

Segundo os dados de *Renewable Energy Policy Network for the 21st century* (REN21, 2017), no ano de 2015, a capacidade fotovoltaica acumulada em todo o mundo superou a impressionante marca de 227 gigawatts (GW) instalados. A Europa continua a ser a região líder mundial em termos de capacidade instalada acumulada, com mais de 70 GW. Relativamente a Portugal, verifica-se que em comparação com outros países com um potencial solar muito menor que o nosso, este ainda se encontra desaproveitado, atingindo em 2017 uma capacidade fotovoltaica total acumulada de cerca de 465 megawatts (MW), sendo que a maioria são sistemas ligados à rede, o que segundo as últimas notícias, a energia solar fotovoltaica pode vir a ser a terceira revolução das energias renováveis em Portugal, depois das mini-hídricas e das eólicas. Até 2020, a potência instalada no nosso país promete crescer mais de duas vezes para os 900 MW, encontrando-se em fase de licenciamento várias novas centrais, segundo os dados (APREN/INEGI, 2017).

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Este trabalho surgiu no âmbito do estágio realizado na empresa SKK[®], que é especializada em soluções de refrigeração e climatização, centrando a sua atividade na revenda, na distribuição de componentes de frio e de ar condicionado e ainda apoiando os seus clientes em soluções de engenharia de acordo com as suas necessidades.

A empresa foi fundada em 1998, acumulando, desde essa altura, larga experiência nas áreas da Refrigeração, Ar Condicionado, Aquecimento e Ventilação. Tem a sua sede social em Matosinhos, conta atualmente com 15 colaboradores, sendo na sua maioria constituída por engenheiros e fatura por ano cerca de 5 milhões de euros. A empresa é certificada nos seguintes sistemas:

- Qualidade pela ISO 9001 (assegura a qualidade dos seus processos e dos produtos que comercializa);
- Gestão Ambiental ISO 14001 (assegura a proteção do ambiente em todas as suas operações);
- Higiene e Segurança OHSAS 18000 (assegura a proteção de pessoas e bens).



Figura 1 - Instalações da SKK[®]

Existe por parte da empresa, uma forte responsabilidade, em desenvolver soluções tecnologicamente avançadas e eficientes, que tenham o mínimo impacto ambiental, sendo que o principal objetivo deste trabalho é, precisamente, propor em casos concretos, soluções mais eficientes que reduzam custos energéticos. Pois encontramos-nos numa altura em que a produção de energia, ainda é em grande parte a partir de fontes de energia não renováveis, mas onde se tem verificado a procura por alternativas, de modo a baixar a dependência energética e a aumentar a eficiência energética, de forma equilibrada e sustentada.

Durante o estágio foram desenvolvidas diversas atividades de acordo com a disponibilidade e necessidades da empresa acolhedora do estágio, as atividades desenvolvidas compreenderam as seguintes fases e a sua prossecução conduziu à calendarização apresentada na Tabela 1:

Tabela 1- Calendarização das atividades

Ano	2016	2016	2017	2017	2017	2017	2017	2017
Mês	Outubro	Novembro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho
Fase 1	X							
Fase 2	X	X						
Fase 3		X	X					
Fase 4			X	X				
Fase 5			X	X	X			
Fase 6				X	X	X		
Fase 7						X	X	
Fase 8						X	X	X

Fase 1: Preparação do estágio e estudo das atividades desenvolvidas pela empresa;

Fase 2: Integração na empresa e início da colaboração nas diversas atividades;

Fase 3: Revisão bibliográfica sobre autoconsumo, produção fotovoltaica, legislação, fundamentos técnicos de dimensionamento fotovoltaico e cálculo da produção;

Fase 4: Criação da base de dados solares, para o sistema fixo e seguidor solar para cada distrito de Portugal, a partir do PVGIS;

Fase 5: Criação da base de dados de equipamentos que integram sistemas fotovoltaicos;

Fase 6: Desenvolvimento da ferramenta de cálculo da produção fotovoltaica para instalações de refrigeração;

Fase 7: Aplicação da ferramenta de projeto desenvolvida a diversos casos práticos;

Fase 8: Redação do relatório final.

A introdução dos programas da microprodução e miniprodução, por parte da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), permitiu aos pequenos e grandes consumidores de energia elétrica (EE), efetuar no próprio local, a produção e consumo de EE em simultâneo, através de fontes renováveis. Contudo, no passado existiam algumas “limitações” por parte destes

programas, pois só era permitido aos pequenos produtores injetar toda a eletricidade produzida na rede elétrica de serviço público (RESP), sem possibilidade de consumo, o que não proporcionava um benefício real, no consumo de energia na instalação. Por outro lado, começou-se a verificar por parte da DGEG, uma descida nas tarifas a pagar pela energia produzida, o que fez com que este setor de investimento começa-se a estagnar, que até aí vinha a crescer.

Perante esta situação, o governo português criou novas políticas de incentivo para o setor fotovoltaico com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro. Este Decreto-Lei sobre o autoconsumo introduziu a possibilidade de instalar sistemas fotovoltaicos em habitações ou empresas para produção da própria energia elétrica e consequente consumo dessa energia, com possibilidade de injetar o excedente na rede elétrica de serviço público (RESP), de modo a reduzir a sua fatura de eletricidade através da geração local de energia. Com o autoconsumo, ao consumirmos a energia que produzimos, logo vamos estar a adquirir menos energia da rede elétrica, o que leva à consequente diminuição das perdas na rede e redução da utilização das redes do sistema elétrico nacional (SEN), o que tem impacto na geração, transporte e distribuição de energia. Esta alternativa proporcionou a que as instalações com perfis de consumo baixos e médios possam também enquadrar-se no regime de produção distribuída, diminuindo assim a sua dependência energética, como é o caso das indústrias e comércios com sistemas de refrigeração.

A constante subida dos preços de eletricidade e a redução dos preços dos equipamentos do setor fotovoltaico faz com que o autoconsumo seja uma boa aposta para o futuro. Assim, este trabalho visa abordar a temática da produção fotovoltaica enquadrada no recente Decreto - Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro aplicando-o a instalações de refrigeração. Perante as previsões de que o futuro da produção distribuída passará pelo autoconsumo fotovoltaico, foi criada uma ferramenta informática que auxilia no dimensionamento de sistemas de autoconsumo e apresenta resultados que permitem analisar a viabilidade económica desse tipo de sistemas.

1.2. OBJETIVOS

O presente estágio insere-se no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, do Instituto Superior de Engenharia do Porto, e tem por objetivo aprofundar a formação académica, em contexto de trabalho, através da sua integração nas atividades da empresa SKK®.

Este trabalho surgiu da necessidade da empresa SKK® - Refrigeração e Climatização, Lda. dar continuidade a estudos anteriores, como a “Caracterização do parque nacional de refrigeração em setores de atividade para os quais o frio industrial é crítico” da autoria (PINTO, 2015), no qual foi feito um levantamento do tipo: equipamentos; estado da instalação; consumos energéticos e hábitos de utilização de um número significativo dos seus clientes. Também do estudo “Tecnologias de Produção de Frio: Estudo e Análise de Soluções Técnico-económicas”, da autoria (BARRIAS, 2015), onde foi aprofundado os conhecimentos acerca das empresas, fazendo deslocações às mesmas a fim de recolher toda a informação relevante acerca dos sistemas de frio, bem como dos seus consumos de energia elétrica. Partindo desta base e dados, deu-se continuidade a estes estudos, com este projeto de estágio.

Os objetivos desta dissertação consistem em analisar a atual legislação, referente ao autoconsumo, focando todas as suas especificidades, fazendo uma análise das diversas tipologias e do seu enquadramento legislativo, consiste ainda em desenvolver uma ferramenta de cálculo, dimensionamento e seleção fotovoltaico, com o propósito de verificar a viabilidade, a nível técnico e económico quando está em causa a instalação de um sistema fotovoltaico em autoconsumo, em instalações sejam elas de comércio ou industriais com refrigeração. Posteriormente, pretende-se ainda efetuar a análise de três casos reais. Dada a complexidade inerente a estes objetivos, estes estão divididos, entre os quais se destacam os seguintes:

- Abordar a temática da produção fotovoltaica no âmbito do Decreto-Lei n.º 153/2014;
- Identificar as alterações que o Decreto-Lei n.º 153/2014 vem impor à produção fotovoltaica, nomeadamente aos regimes de exploração desta tecnologia;
- Estudar o enquadramento legislativo;
- Estudar as tipologias de sistemas de autoconsumo;

- Tratar a informação obtida;
- Analisar os perfis de consumo;
- Desenvolver uma ferramenta informática em *Excel* que permita uma simulação adaptada à nova legislação;
- Calcular a produção fotovoltaica;
- Analisar a viabilidade económica de sistemas de autoconsumo;
- Analisar resultados e conclusões.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

Esta dissertação encontra-se estruturada em 6 capítulos. O presente capítulo faz uma introdução ao tema, apresentação da empresa, contextualização e os objetivos do trabalho.

No segundo capítulo, é feita uma breve abordagem à refrigeração, o panorama atual e evolução ao longo do tempo da potência instalada de fotovoltaico a nível mundial e mais concretamente em Portugal. Neste capítulo, são abordados conceitos fundamentais sobre a energia fotovoltaica como a célula fotovoltaica, o efeito fotovoltaico, as características dos módulos fotovoltaicos, o modelo matemático, os componentes de um sistema deste tipo, os tipos de sistemas fotovoltaicos existentes, sistemas de armazenamento e a viabilidade económica de um projeto fotovoltaico.

No terceiro capítulo, é realizado o enquadramento legal ao autoconsumo, fazendo referência à evolução verificada e às principais características, à remuneração existente em cada um dos regimes de exploração e uma abordagem aos perfis de consumo *standard*.

No quarto capítulo, é feita uma descrição da metodologia de cálculo, em que se apresentam alguns *softwares* existentes no mercado de dimensionamento fotovoltaico, da ferramenta de dimensionamento e seleção de equipamentos desenvolvida, de todos os *inputs* e passos para um correto dimensionamento de um sistema fotovoltaico, em que numa primeira fase têm-se em conta a análise aos consumos de energia e às faturas elétricas, define-se a potência fotovoltaica a instalar para posteriormente se obter a energia fotovoltaica produzida e os resultados económicos, de acordo com o que foi abordado no segundo capítulo e também a legislação atual abordada no terceiro capítulo.

No quinto capítulo, são caracterizados e analisados três casos utilizando a ferramenta desenvolvida de forma a obter os resultados da produção fotovoltaica para esses mesmos casos, feito o estudo de viabilidade económica do sistema, e posteriormente a comparação com os resultados de outros *softwares*, de modo a aferir a funcionalidade e veracidade da ferramenta desenvolvida em *Excel*.

O último capítulo sumariza as principais conclusões do trabalho e perspectivas de desenvolvimento de trabalhos futuros.

2. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.1. ENERGIA SOLAR E SISTEMA FOTOVOLTAICO

Portugal é um dos países da Europa com melhores condições climáticas, para a produção de energia a partir de sistemas fotovoltaicos, pois o nosso país tem um grande número de horas de exposição solar anual, o que deve ser aproveitado de forma a reduzir o consumo energético a partir de fontes não renováveis, nomeadamente os combustíveis fósseis. A energia fotovoltaica é uma das fontes de energia renovável com maior capacidade de crescimento num futuro próximo, sendo uma energia não poluente.

2.1.1. RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é a designação que está associada à energia radiante que é emitida pelo sol, energia essa que é transmitida sob a forma de radiação eletromagnética, ou seja, consiste em ondas que se propagam através do espaço. A energia do sol é essencialmente constituída por radiação visível, infravermelha e ultravioleta, sendo que a radiação visível é aproximadamente metade de toda a energia irradiada. A irradiação é a energia que incide na superfície por unidade de área durante um período de tempo (Wh/m^2). A radiância é a intensidade com que a radiação solar atinge a superfície terrestre por unidade de área (W/m^2).

Quando se projeta um sistema fotovoltaico, a radiância que nele incide pode variar em função da latitude e longitude do local, da sua posição em relação ao sol, da época do ano e das condições atmosféricas. O valor médio da radiância é designado por constante solar e toma o valor de 1367 W/m². A constante solar é reduzida em cerca de 30% à medida que passa através da atmosfera devido à sua reflexão, absorção e dispersão, assumindo-se uma irradiância de 1000 W/m² num dia limpo, valor este que é standardizado e usado para testar e calibrar as células de sistemas fotovoltaicos. A radiação eletromagnética está classificada segundo o demonstrado na Figura 2 (OLIVEIRA, 2013).

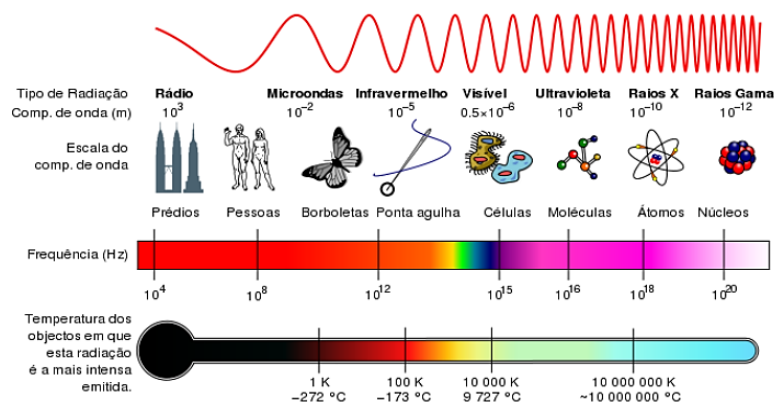


Figura 2 - Espectro eletromagnético

A radiação solar recebida num local depende essencialmente da radiação incidente e da respetiva estação do ano. Em Portugal, a irradiação ronda os 1.700 kWh/m² na região Norte e os 2.000 kWh/m² na região Sul, conforme a Figura 3 (SOLARGIS, 2017).

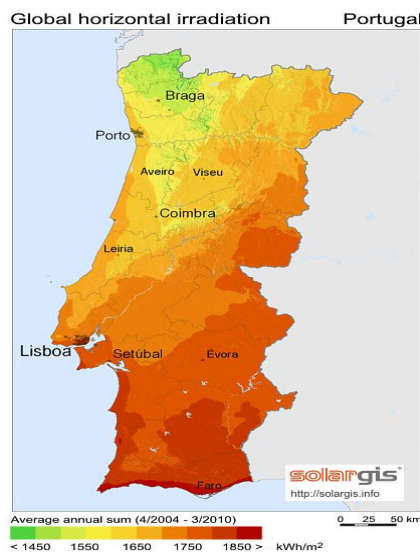


Figura 3 - Irradiação global e potencial elétrico solar de Portugal

A radiação solar é composta por três componentes distintas, como se percebe na Figura 4 (COUTADA, 2015):

- Radiação direta (S) – constituída pelos raios solares recebidos diretamente do sol, sem quaisquer interferências no seu percurso até à superfície terrestre. Este tipo de radiação é a que mais contribui para a conversão da luz solar em eletricidade num sistema fotovoltaico no verão, pois o céu apresenta-se limpo.
- Radiação difusa (D) – constituída por raios solares não diretos e dispersos pela atmosfera, através da ação das nuvens, nevoeiro, poeiras e outros obstáculos. Este tipo de radiação é a que mais contribui para a conversão da luz solar em eletricidade num sistema fotovoltaico no inverno, pois os dias são por norma mais nublados.
- Radiação refletida ou Albedo (L) – resulta da reflexão da radiação direta e difusa nos edifícios, na vegetação e no solo.

A radiação total ou global é a soma global das três radiações descritas anteriormente (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015).



Figura 4 - Esquema ilustrativo dos tipos de radiação incidente na Terra

2.1.2. ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O ângulo de inclinação é definido pelo plano da superfície do sistema que vai captar a radiação e o plano horizontal onde se encontra instalado o sistema, ou seja, o plano do painel solar e o plano do solo, os ângulos ótimos de inclinação do painel variam conforme a latitude do local de instalação. O sol descreve um movimento que varia ao longo do dia e também ao longo das estações do ano, este movimento relativo do sol representa-se mediante a sua altura em função do horizonte e o seu azimute em função da direção sul, ou seja, depende de

um ângulo solar que é compreendido entre o raio solar e a projeção do mesmo sobre o plano horizontal e de um ângulo azimute formado pela projeção horizontal da linha perpendicular à superfície captora e a linha que passa por esta e o sul geográfico. Daqui é possível obter o ângulo de incidência, ângulo que é formado pela radiação direta sobre a superfície absorvora, como se verifica na Figura 5 (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015).

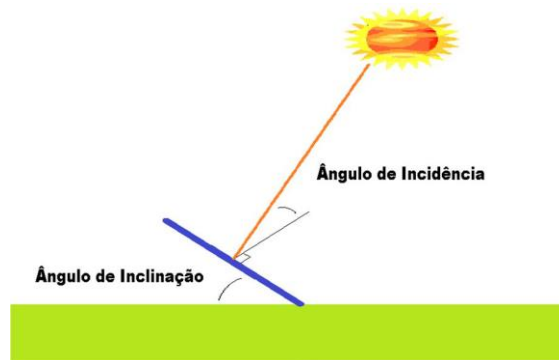


Figura 5 - Ângulo de incidência e ângulo de inclinação

Um sistema fotovoltaico é, na maioria das vezes, dimensionado para uma estação ou mês específico. Isto permite garantir uma produção mínima, quando dimensionado para o mês mais desfavorável, ou máxima quando dimensionado para o mês mais favorável. O dimensionamento de um sistema para a estação de Verão, resulta num ângulo de montagem inferior face ao dimensionamento para a estação de Inverno.

A inclinação dos painéis solares, deve ser a que permita captar a radiação solar máxima possível, daí que, o ângulo de incidência deve ser sempre perpendicular ao painel fotovoltaico, o que não é possível em sistemas fixos, o que leva a que se implemente um ângulo em que se obtenha o maior rendimento diário. Este ângulo ótimo é o ângulo com inclinação fixa que retira maior proveito da energia solar e que está exemplificado na equação 2.1 (COUTADA, 2015):

$$\alpha = 3,7 + 0,69 \times \varphi \quad (2.1)$$

Onde:

- α - é o ângulo ótimo;
- φ - é a latitude do local da instalação.

Em Portugal, este valor rondará os 35°, pois quando se pretende implementar uma instalação direcionada para a máxima rentabilidade durante o inverno adiciona-se 15° à latitude do

local, já quando se pretende obter a máxima rentabilidade para o verão subtrai-se 15° à latitude do local e para uma rentabilidade anual subtrai-se 5° à latitude do local. Na implementação de um sistema fotovoltaico fixo, a distribuição da radiação é inferior ao valor ótimo o que reduz o rendimento de energia produzida. Já a utilização de seguidores solares que seguem a posição do sol ao longo do dia e do ano poderá representar um aumento de 20 a 30% da produção de energia solar, mas tem como desvantagem o investimento inicial que é superior e a manutenção do sistema que é mais complexa em comparação com um sistema fixo, o que faz com que se estude com pormenor cada caso, de forma a encontrar a melhor solução técnico-económica (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015).

2.1.3. DISTÂNCIA ENTRE FILEIRAS

Um aspeto a ter em conta no dimensionamento de qualquer sistema fotovoltaico é a distância entre fileiras, no caso dos painéis fotovoltaicos não ficarem sobrepostos em telhados com inclinação, sendo assim necessário um distanciamento entre fileiras de modo a evitar sombreamentos. Quanto menor for o ângulo de inclinação maior será a taxa de utilização do espaço (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015). O fator de utilização do espaço calcula-se $F = \frac{b}{d}$, onde b - é o comprimento do módulo fotovoltaico e d - é a distância entre fileiras. A Figura 6 (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015), representa o esquema de determinação da distância mínima entre fileiras, de modo a evitar o sombreamento entre elas.

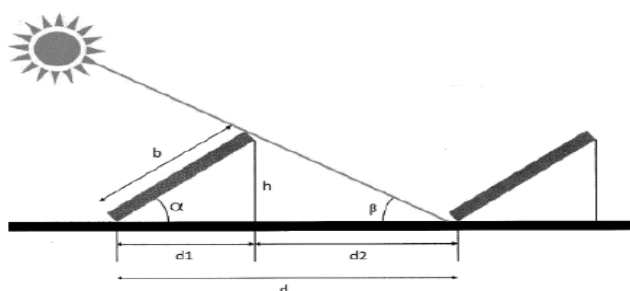


Figura 6 - Esquema representativo da distância entre fileiras

Em que:

- Ângulo β - corresponde à altura mínima do sol;
- Ângulo α - corresponde à inclinação dos módulos fotovoltaicos.

A partir da Figura 6, é possível deduzir a equação (2.2), que permite calcular a distância mínima entre fileiras de modo a obter um rendimento ótimo do sistema (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015):

$$d = b x \left(\cos\alpha + \frac{\sin\alpha}{\tan\beta} \right) \quad (2.2)$$

Para o cálculo de β é usada a seguinte expressão:

$$\beta = 90 - \varphi + \delta \quad (2.3)$$

Onde:

- φ - é a latitude do local;
- δ - é o ângulo de declinação solar que assume o valor de $-23,45^\circ$ no solstício de Inverno.

2.1.4. TECNOLOGIAS DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três tipos:

- Sistemas isolados (*Off-Grid*);
- Sistemas ligados à rede (*Grid-Connected*);
- Sistemas híbridos.

Sistemas isolados (*Off-Grid*)

Os sistemas isolados são os indicados para alimentar instalações que necessitem de energia elétrica, que se situem distantes dos pontos de entrega de energia ou que não seja viável o investimento em rede elétrica até ao local, adequado para sistemas mais pequenos que os ligados à rede elétrica, na ordem de poucos kW. São sistemas que requerem, em geral, uma forma de armazenamento da energia elétrica, no caso de o consumo não coincidir com os períodos de produção, daí a necessidade de estudo prévio do diagrama de consumo de energia, devido ao investimento avultado poder não ser compensatório. Os principais componentes deste tipo de sistemas estão presentes na Figura 7 (OLIVEIRA, 2013).

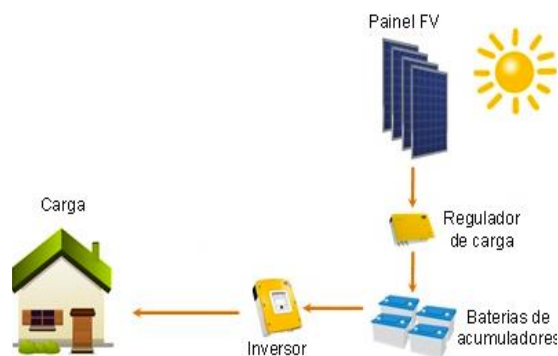


Figura 7 - Sistema isolado típico

Sistemas ligados à rede (*Grid-Connected*)

Os sistemas ligados à rede de distribuição, seja em baixa tensão (BT) ou média tensão (MT), injetam a energia elétrica produzida nos sistemas fotovoltaicos na rede, sendo remunerados pela energia injetada. Estes sistemas são os que tem verificado maior crescimento nos últimos anos, visto apresentar vantagens de utilização, mesmo atualmente as tarifas de remuneração serem reduzidas. São sistemas simples, com pouca manutenção e mais baratos para as mesmas potências em relação aos sistemas isolados pelo facto de poderem dispensar a utilização baterias, o que encarece muito o investimento. Estes sistemas aproximam a produção de energia elétrica aos pontos de consumo, diminuindo as perdas na distribuição e transporte da energia. Os principais componentes deste tipo de sistemas estão presentes na Figura 8 (OLIVEIRA, 2013).

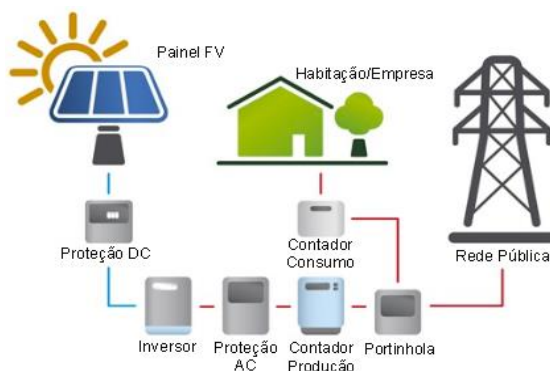


Figura 8 - Sistema ligado à rede típico

Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos consistem na combinação de sistemas fotovoltaicos com outras fontes de energia renováveis, que asseguram a alimentação e a carga das baterias quando não existe

radiação solar. As fontes de energia auxiliares podem ser a diesel, gás natural ou geradores eólicos. A Figura 9 apresenta um sistema híbrido (OLIVEIRA, 2013).



Figura 9 - Exemplo de um sistema híbrido

2.2. ENERGIA FOTOVOLTAICA INSTALADA

O ano de 2015 foi extraordinário para as energias renováveis, com o maior aumento da capacidade global até à data, incluindo a produção fotovoltaica, um aumento significativo na atenção ao armazenamento de energia e um acordo climático histórico em Paris que reuniu a comunidade global (REN21, 2017), onde 195 países concordaram em limitar o aquecimento global para bem abaixo de 2 graus Celsius, onde alguns desses países comprometeram-se com a expansão das energias renováveis, eficiência energética por meio de contribuições que foram determinadas nessas reuniões. Embora seja necessário mais, houve um compromisso da comunidade global de modo a enfrentar o desafio, através de um forte consenso internacional para a transição dos combustíveis fósseis. Seguindo esta linha, a União Europeia (UE) comprometeu-se a alcançar um objetivo regional de pelo menos 40% de redução interna de emissões de gases de efeito estufa até 2030, a partir da linha de base de 1990 (REN21, 2017).

2.2.1. NÍVEL MUNDIAL

A produção de energia a partir da fonte fotovoltaica teve no ano de 2015, um ano recorde para o seu crescimento, com cerca de 50 GW de capacidade instalada adicionada, para um total global de cerca de 227 GW. Mais de 60% da capacidade fotovoltaica em todo o mundo no final de 2015 foi instalada desde o ano 2013. Na Figura 10 (REN21, 2017) pode observar-se o crescimento da potência fotovoltaica instalada no mundo entre 2005 - 2015 (REN21, 2017).

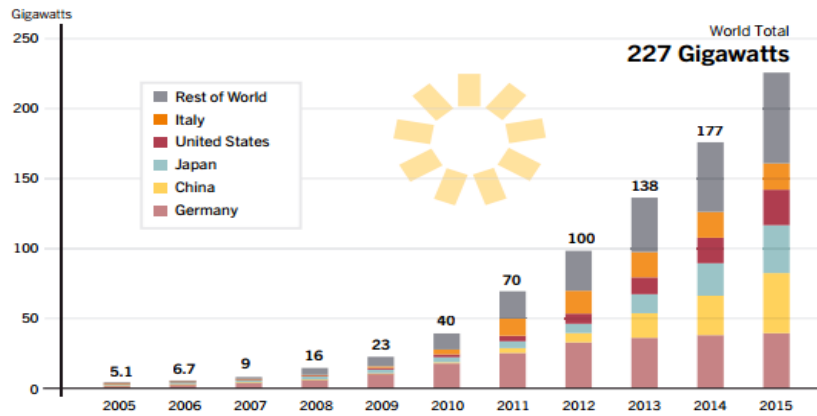


Figura 10 - Capacidade fotovoltaica global instalada entre 2005 e 2015

Ao analisarmos a Figura 11 (REN21, 2017) podemos perceber quais os dez países com mais capacidade fotovoltaica instalada a nível mundial e também o aumento de capacidade instalada nesses países no ano de 2015 e podemos verificar que na China a capacidade fotovoltaica instalada é cerca de 45 GW, seguida pela Alemanha com 41 GW e pelo Japão com 37 GW. É importante salientar que no ano de 2015, os países com maior aumento de capacidade foram a China e o Japão com 15,2 GW e 11 GW.

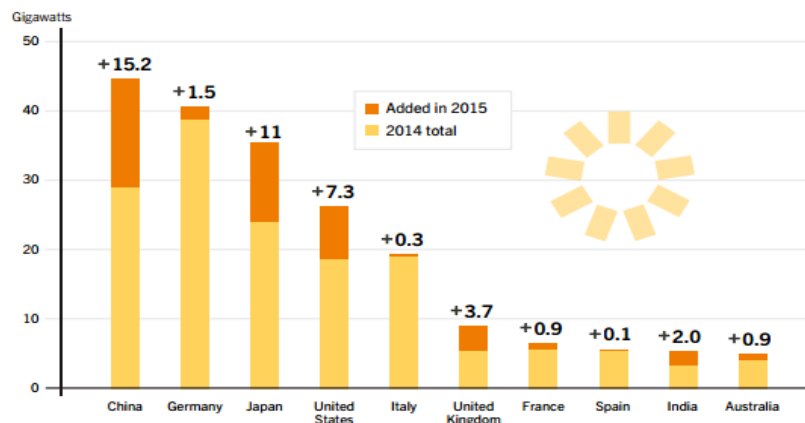


Figura 11 - Capacidade fotovoltaica instalada total e adicionada no ano 2015

2.2.2. PORTUGAL

Tal como na análise anterior, é importante fazer uma análise sobre a potência instalada em Portugal em relação à produção fotovoltaica. Nos últimos anos, as fontes de energia renovável têm alcançado grande importância no total de energia elétrica produzida no nosso país, sendo já mais de metade de toda a produção de energia. Como se percebe pela Figura 12 (APREN, 2017), a fotovoltaica é cerca de 1,5% da produção de eletricidade (APREN, 2017).

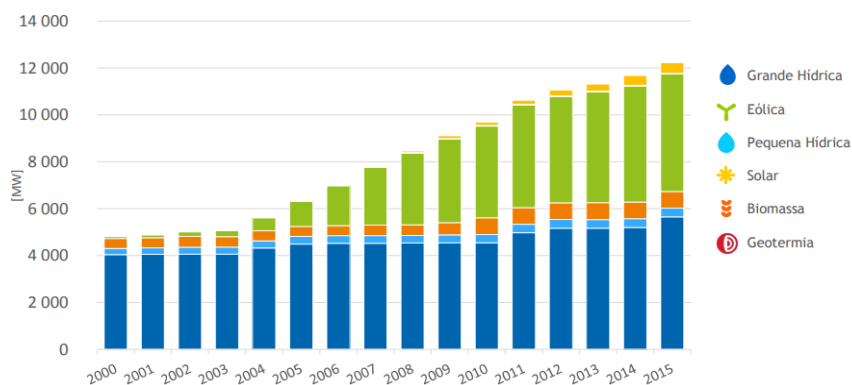


Figura 12 - Diferentes fontes de produção renovável em Portugal em 2000-2015

Desde o ano 2008 tem-se verificado um aumento de ano para ano, na potência instalada fotovoltaica, isto acontece devido à redução de potência de produção a partir de fontes não renováveis. Na Figura 13 (APREN , 2017) pode-se observar que entre 2008 e 2017, a tecnologia com maior crescimento em potência instalada em Portugal foi a eólica (2,2 GW). No entanto em termos relativos a tecnologia que mais cresceu foi a fotovoltaica, tendo evoluído de uma potência instalada residual, para 465 MW (APREN , 2017).

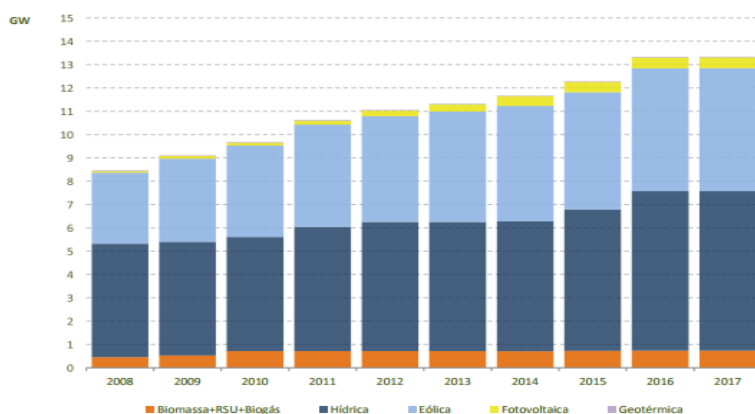


Figura 13 - Evolução da potência fotovoltaica instalada em Portugal

2.3. INTEGRAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS EM ARMAZÉNS REFRIGERADOS

Os armazéns frigoríficos são grandes consumidores de energia e representam uma parte significativa do consumo de energia. No entanto, a possibilidade que existe de integração de recursos renováveis em grandes instalações frigoríficas, nem sempre é aplicada (GASPAR & SILVA, 2015). De acordo com o Instituto Internacional de Refrigeração, a refrigeração representa atualmente cerca de 17% do consumo mundial de eletricidade, mais de 80% do impacto do aquecimento global dos sistemas de refrigeração é devido a este uso de

eletricidade. No contexto do desenvolvimento sustentável, a conceção ou a adaptação de uma instalação frigorífica deve considerar a integração das FER no armazenamento de alimentos refrigerados de forma a reduzir o consumo de eletricidade a partir da rede, e / ou transferir as cargas de refrigeração dos períodos de pico para os períodos de consumo mais baixo, contribuindo assim para minimizar a pegada ambiental nos sistemas de frio. A integração das energias renováveis no aprovisionamento energético das instalações frigoríficas está ilustrado na Figura 14 (GASPAR & SILVA, 2015).

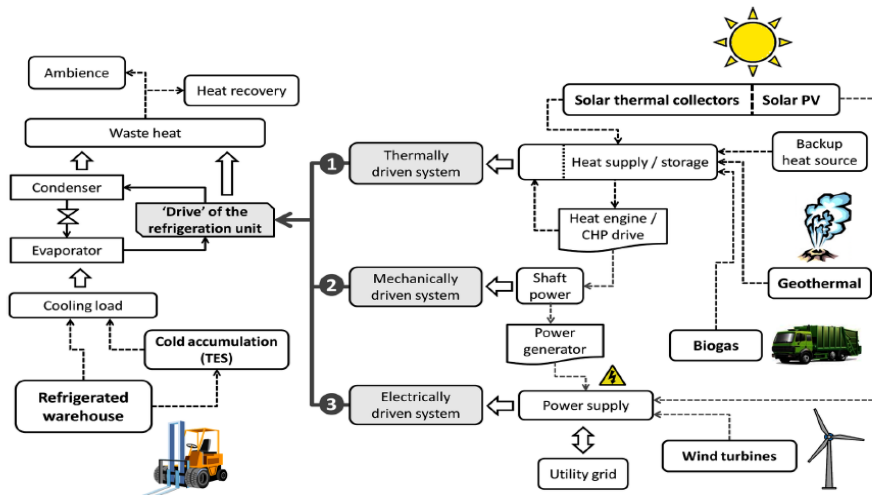


Figura 14 - Várias opções para integrar fontes renováveis no fornecimento de energia a sistemas de refrigeração para instalações frigoríficas

2.3.1. ESTADO DA REFRIGERAÇÃO COMERCIAL E INDUSTRIAL

A refrigeração compreende a congelação e a conservação de produtos, seja em lojas de retalho, supermercados ou na indústria em geral, sendo por isso um dos sectores de consumo de energia mais relevantes em termos de consumo e de emissões de gases com efeito de estufa, facto que tem elevada relevância. As mais recentes preocupações têm-se focado essencialmente na economia de energia, de modo a reduzir as emissões indiretas de CO₂, devido à queima de combustíveis fósseis (FERREIRA, 2015).

Nas últimas duas décadas, o sector industrial tem representado cerca de um terço do consumo final de energia no nosso país, sendo a eletricidade e os combustíveis líquidos, as fontes mais utilizadas. Relativamente ao setor do frio industrial, a refrigeração representa um consumo de energia muito significativo, podendo mesmo atingir 85 % do total do mesmo, em alguns casos. No entanto, com investimentos que têm um retorno do investimento aceitável, existem alternativas que podem permitir uma poupança de energia significativa (FERREIRA, 2015).

2.3.2. DISTRIBUIÇÃO DOS CONSUMOS NUMA EMPRESA COM SISTEMA DE FRIO

O uso da energia numa empresa que tenha um sistema de refrigeração, assim como as poupanças no consumo elétrico em vários componentes, é possível através da implementação de tecnologias inovadoras e modernas, para isso é essencial conhecer qual a fatia do consumo da empresa com sistemas de frio, que corresponde à refrigeração. A distribuição típica dos consumos energéticos num armazém frigorífico típico, está exemplificada na Figura 15 (GOLI, MCKANE, & OLSEN, 2011), onde se verifica que o consumo de eletricidade relativo ao frio, concretamente à refrigeração e à descongelação elétrica em conjunto, é de 75 % do total do consumo da instalação. Desta forma, é possível concluir que qualquer redução do consumo relativo ao frio terá um grande impacto na redução do consumo final de eletricidade (GOLI, MCKANE, & OLSEN, 2011).

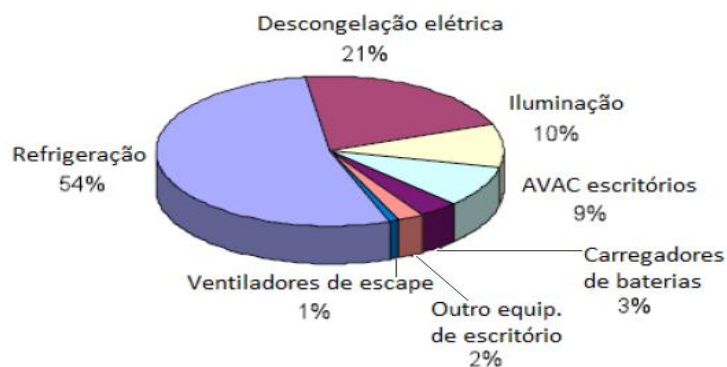


Figura 15 – Distribuição Típica dos Consumos Energéticos de um Armazém de Refrigeração Típico

2.4. CÉLULA FOTOVOLTAICA

A célula fotovoltaica é constituída por um material semicondutor, que é o silício, ao qual são adicionadas substâncias ditas dopantes de modo a criar um meio adequado ao estabelecimento do efeito fotovoltaico. Para que haja corrente elétrica é necessário que exista um campo elétrico, ou seja, uma diferença de potencial entre duas zonas da célula. Através do processo mais conhecido como dopagem do silício, que consiste na introdução de elementos estranhos de forma a alterar as suas propriedades elétricas, onde é possível criar duas camadas na célula: a camada do tipo p e a camada do tipo n, que possuem, respetivamente, um excesso de cargas positivas (p) e um excesso de cargas negativas (n), relativamente ao silício puro. O boro é o dopante normalmente usado para criar a região do tipo p, e o fósforo é o material usado para criar a região do tipo n.

Quando os terminais da célula são ligados a um circuito que alimenta uma carga, o circuito irá ser percorrido por uma corrente elétrica. Quando a célula não está ligada, é assim obtida a tensão em circuito aberto da célula. Na Figura 16 (OLIVEIRA, 2013), é possível verificar a constituição interna de uma célula fotovoltaica típica e o princípio de funcionamento descrito acima (OLIVEIRA, 2013) (CASTRO, 2008).

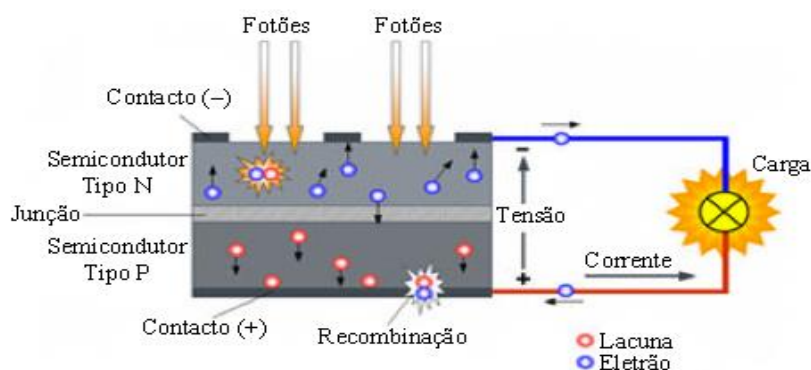


Figura 16 - Funcionamento de uma célula fotovoltaica

Existem três gerações de células solares fotovoltaicas. A primeira geração é constituída por células compostas por silício, tanto do tipo monocristalino, como do tipo policristalino, e apresentam um rendimento que ronda os 15 a 21%, esta tecnologia atualmente detém grande parte da quota de mercado. A segunda geração é composta por células solares constituídas por silício amorfo, ligas de cobre índio de seleneto de gálio (CIGS) ou telureto de cádmio (CdTe), que apresentam um rendimento entre os 10 a 15%. As células solares de terceira geração são constituídas por materiais orgânicos, como por exemplo, polímeros ou pequenas moléculas. Os módulos fotovoltaicos baseados nestas tecnologias, têm uma vida útil que se encontra na ordem dos 20 a 25 anos. A eficiência de um módulo fotovoltaico é definida como sendo, a relação entre a energia elétrica produzida e a área de superfície do módulo solar em função da radiação solar incidente (OLIVEIRA, 2013).

2.4.1. MODELO MATEMÁTICO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Para que se possa estudar e calcular, com fiabilidade e pormenor o comportamento de um sistema elétrico de energia é necessário a utilização de modelos matemáticos para os diversos componentes que constituem o sistema. O circuito que descreve o circuito elétrico de uma célula fotovoltaica está exemplificado na Figura 17 (CASTRO, 2008).

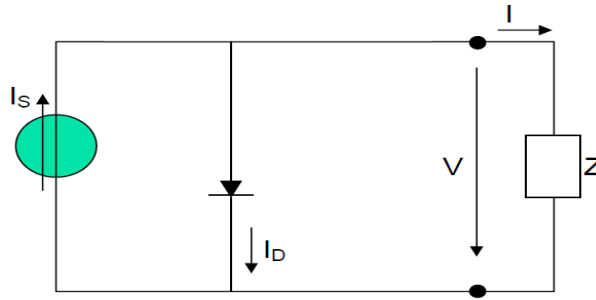


Figura 17 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica

A fonte de corrente (I_S) representa a corrente elétrica, que é gerada pela radiação luminosa incidente na superfície, constituída por fotões, que ao atingir a superfície ativa da célula (efeito fotovoltaico), a junção p-n funciona como um díodo que é atravessado por uma corrente num único sentido (I_D), que depende da tensão (V) aos terminais da célula fotovoltaica. A corrente (I_D) que se fecha através do díodo é calculada através da equação 2.4 (CASTRO, 2008):

$$I_D = I_0 * \left(\frac{V}{e^{m \times VT}} - 1 \right) \quad (2.4)$$

$$VT = \frac{K \times T}{q} \quad (2.5)$$

Onde:

- I_0 - é a corrente inversa máxima de saturação do díodo;
- V - é a tensão aos terminais da célula;
- m - é o fator de idealidade do díodo (díodo ideal: $m = 1$; díodo real: $m > 1$);
- VT - é designado por potencial térmico;
- K - constante de Boltzmann ($K = 1,38 \times 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$);
- T - é a temperatura absoluta da célula em $^\circ\text{K}$ ($0^\circ\text{C} = 273,16 \text{ }^\circ\text{K}$);
- q - é a carga elétrica do eletrão ($q = 1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$).

A corrente I que se fecha pela carga é obtida através da equação 2.6:

$$I = I_S - I_D \quad (2.6)$$

2.4.2. CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO E TENSÃO EM CIRCUITO ABERTO

A operação da célula fotovoltaica, deve ter em atenção duas situações particulares, como é o caso do curto-circuito e circuito aberto.

- No caso de curto-circuito, em que $V=0$ e $I_D=0$ tem-se:

$$I = I_s = I_{cc} \quad (2.7)$$

A corrente de curto-circuito (I_{cc}) é o valor máximo da corrente de carga, que é igual à corrente gerada por efeito fotovoltaico. O seu valor é uma característica da célula, um dado fornecido pelo fabricante para determinadas condições de radiação incidente e temperatura, condições STC.

- No caso de circuito aberto, em que $I=0$ tem-se:

$$V_{ca} = m \times V_T \times \ln\left(1 + \frac{I_s}{I_0}\right) \quad (2.8)$$

A tensão em vazio (V_{ca}) é o valor máximo da tensão aos terminais da célula, que ocorre quando esta se encontra em vazio. Este valor é uma característica da célula, um dado fornecido pelo fabricante para determinadas condições de radiação incidente e temperatura. As Standard Test Conditions (STC), normalizadas para a realização das medidas dos parâmetros característicos da célula, designadas condições de referência são (CASTRO, 2008) :

- Radiação incidente: $G = 1000 \text{ W/m}^2$;
- Temperatura: $T = 25 \text{ }^\circ\text{C} = 298,15 \text{ K}$.

A corrente inversa máxima de saturação do diodo é calculada recorrendo às condições fronteira conhecidas de curto-circuito e circuito aberto, assim tem-se:

$$I_0 = \frac{I_{cc}}{\frac{V_{ca}}{e m \times V_T} - 1} \quad (2.9)$$

A Figura 18 (CASTRO, 2008) representa a curva característica típica I-V de uma célula fotovoltaica para as condições de referência.

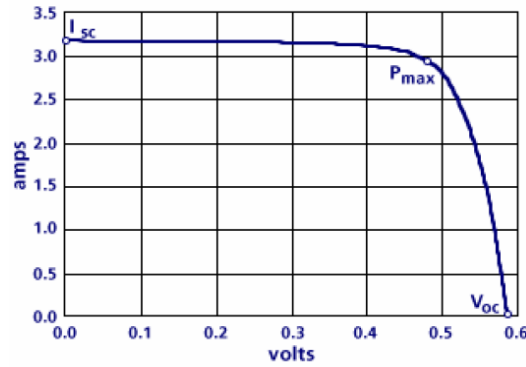


Figura 18 - Curva I-V de uma célula solar fotovoltaica

2.4.3. POTÊNCIA ELÉTRICA

A potência elétrica (P) de saída de uma célula fotovoltaica é o produto entre a tensão e a corrente de saída dada pela equação 2.10:

$$P = VI = V \left[I_{cc} - I_0 \times \left(e^{\frac{V}{m \times VT}} - 1 \right) \right] \quad (2.10)$$

A potência máxima é obtida a partir da derivação da equação 2.10 em ordem à tensão para $dP/dV = 0$, o que é equivalente às equações 2.11 e 2.12:

$$I_{cc} + I_0 * \left(1 - e^{\frac{V}{m \times VT}} - \frac{V}{m \times VT} e^{\frac{V}{m \times VT}} \right) = 0 \quad (2.11)$$

$$e^{\frac{V}{m \times VT}} = \frac{\frac{I_{cc}}{I_0} + 1}{1 + \frac{V}{m \times VT}} \quad (2.12)$$

Se $V = V_{max}$ e $I = I_{max}$. O ponto de potência máxima é: $P_{max} = V_{max} \times I_{max}$.

Nas condições de referência será $V = V^r_{max}$, $I = I^r_{max}$ e $P = P^r_{max}$. Os valores de V^r_{ca} , I^r_{cc} e P^r_{max} são característicos da célula fotovoltaica, sendo valores fornecidos pelo fabricante para as condições de referência. A maioria dos fabricantes indica também os valores de V^r_{max} e I^r_{max} (CASTRO, 2008).

2.4.4. RENDIMENTO E FATOR DE FORMA

A potência máxima de saída obtida nas condições STC, designa-se por potência de pico. O rendimento (η) é a relação entre o ponto de potência máxima de uma célula e a potência da radiação solar incidente sobre a célula, como mostra a equação 2.13:

$$\eta = \frac{P_{\text{máx}}}{A \times G} \quad (2.13)$$

Onde:

- A - é a área da célula (m²);
- G - é a radiação solar incidente por unidade de superfície (W/m²).

O quociente entre a potência de pico e o produto entre V_{ca} e I_{cc} é denominado fator de forma (FF). O fator de forma, expressa a aproximação da curva I-V, Figura 18, a um retângulo. Quanto maior for a qualidade das células, mais próxima da forma retangular será a curva I-V (CASTRO, 2008). O fator de forma é calculado através da equação 2.14:

$$FF = \frac{P_{\text{máx}}}{V_{ca} * I_{cc}} \quad (2.14)$$

2.4.5. CURVAS CARACTERÍSTICAS DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Conhecer a curva característica de uma célula fotovoltaica, é importante para definir quais as melhores condições de funcionamento de um sistema fotovoltaico. A Figura 19 (MONTEIRO, 2014), apresenta as curvas características de corrente-tensão (I-V) e potência-tensão (P-V) de uma célula FV, em que se verifica que a corrente se mantém praticamente constante desde o ponto de curto-circuito ($V=0$) até um determinado valor da resistência da carga, diminuindo a corrente a partir do ponto de tensão inversa. Em circuito aberto, representado por (V_{oc}), a corrente é zero quando a tensão máxima é ($V_0=0,6$).

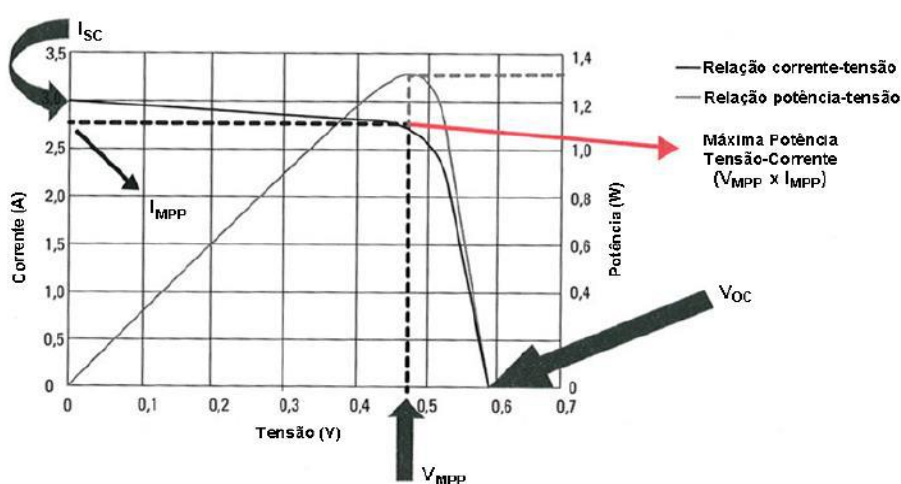


Figura 19 - Curvas características de uma célula fotovoltaica

O ponto da curva I-V, onde o produto entre (V_{MPP} e I_{MPP}) é máximo, designa-se por *Maximum Power Point* (MPP) e que corresponde à máxima potência produzida pela célula fotovoltaica (CARNEIRO, 2010). Os parâmetros característicos de uma célula fotovoltaica são:

- **Corrente de curto-circuito (I_{cc} para $V=0$):** é o valor da corrente máxima que uma célula pode entregar a uma carga nas condições STC, correspondentes a um valor de tensão nula, e correspondente potência nula;
- **Tensão de circuito aberto (V_{oc} com $I=0$):** é o valor de tensão máximo que uma célula pode entregar a uma carga nas condições STC, correspondentes a um valor de corrente nula, e correspondente potência nula;
- **Potência de pico (P_{MPP}):** é o valor de potência máximo que se pode entregar a uma carga e corresponde ao ponto da curva no qual o produto da tensão pela corrente ($V_{MPP} \times I_{MPP}$) é máximo. É o ponto de melhor eficiência do sistema fotovoltaico;
- **Corrente máxima (I_{MPP}):** é o valor da corrente que é entregue a uma carga, à máxima potência, nas condições STC, é utilizada como corrente nominal;
- **Tensão máxima (V_{MPP}):** é o valor da tensão que é entregue à carga à máxima potência, nas condições STC, é utilizada como tensão nominal.

Na Figura 20 (CASTRO, 2008), pode-se verificar que a corrente de curto-circuito aumenta de forma linear com o aumento da radiação, já o mesmo não se verifica em relação ao valor da tensão em circuito aberto em que há pouca variação. Perante isto, pode-se afirmar que a potência de saída aumenta com o respetivo aumento da radiação incidente.

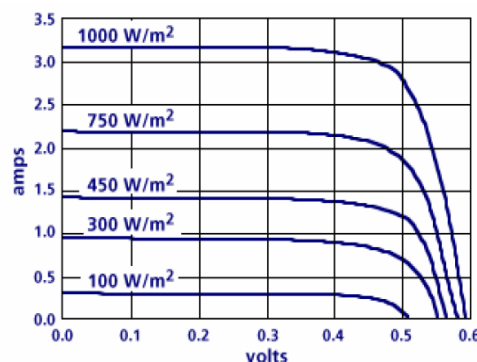


Figura 20 - Variação da curva I/V com a radiação incidente

A temperatura é um fator importante a considerar, pois as células fotovoltaicas ao estarem expostas à radiação solar, vão atingir altas temperaturas, superiores à temperatura ambiente, pois só uma parte da radiação é convertida em energia elétrica e a restante é dissipada sob a

forma de calor. A variação da temperatura faz com que os pontos de operação, que correspondem à potência máxima também variem, pois quando a temperatura aumenta, o valor da tensão em circuito aberto diminui, enquanto a variação em relação ao valor da corrente de curto-circuito vai variar pouco, como se verifica na Figura 21 (CASTRO, 2008). Perante esta situação a potência de saída diminui com o respetivo aumento da temperatura (CASTRO, 2008).

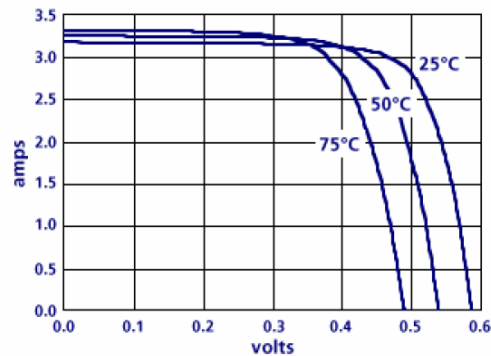


Figura 21 - Variação da curva I/V com a temperatura

2.5. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

As células solares fotovoltaicas são comercializadas em módulos, pois de forma isolada são frágeis e não produzem grandes quantidades de energia elétrica. As células solares são ligadas em série e/ou paralelo num módulo fotovoltaico de modo a satisfazer os níveis de tensão e corrente pretendidos. As células solares são agrupadas em série formando ramos e esses mesmos ramos são agrupados em paralelo formando um módulo fotovoltaico, como podemos ver na Figura 22 (CARNEIRO, 2010).

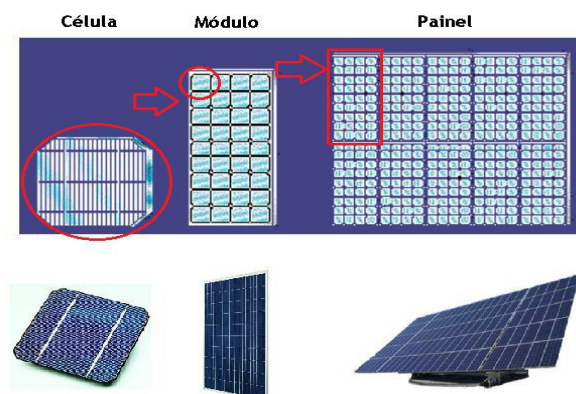


Figura 22 - Célula, módulo e painel fotovoltaico

2.5.1. ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE

A ligação de dois ou mais módulos em série produz uma tensão igual à soma da tensão individual de cada um, sendo a corrente igual nos vários módulos, como se fosse um só módulo. Vários módulos ligados em série tomam a designação de fileira ou *string*, como se verifica na Figura 23 (CARNEIRO, 2010).

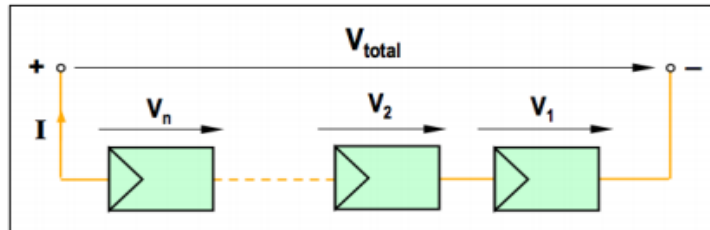


Figura 23 - Associação de módulos em série

Em que:

$$VT = \sum_{i=1}^n Vi \quad (2.15)$$

$$IT = I1 = I2 = \dots = In \quad (2.16)$$

2.5.2. ASSOCIAÇÃO EM PARALELO

A ligação de dois ou mais módulos em paralelo gera uma corrente igual à soma da corrente individual de cada um deles, já a tensão é igual nos vários módulos, como se verifica na Figura 24 (CARNEIRO, 2010).

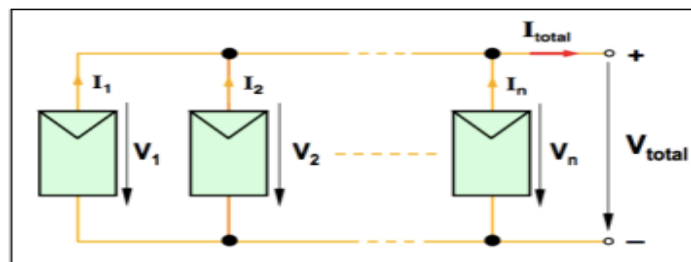


Figura 24 - Associação de módulos em paralelo

Em que:

$$VT = V1 = V2 = \dots = Vn \quad (2.17)$$

$$IT = \sum_{i=1}^n Ii \quad (2.18)$$

2.5.3. ASSOCIAÇÃO MISTA

Neste tipo de associação, os módulos são ligados em série formando fileiras, de forma a aumentar a tensão, depois a ligação das várias fileiras em paralelo de forma a ser possível aumentar a corrente. Neste tipo de associação Figura 25 (CARNEIRO, 2010), as fileiras têm de ter o mesmo número de módulos e mesmas características como tensão, corrente e potência (CARNEIRO, 2010).

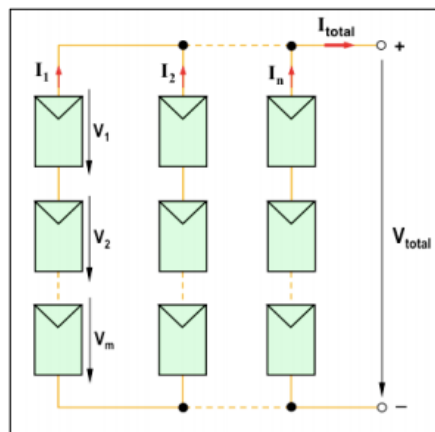


Figura 25 - Associação mista de módulos

Em que:

$$VT = \sum_{i=1}^n Vi \quad (2.19)$$

$$IT = \sum_{i=1}^n Ii \quad (2.20)$$

2.6. INVERSORES DC/AC

A função do inversor é a conversão de uma corrente DC, gerada pelos módulos fotovoltaicos, para uma corrente AC com uma determinada amplitude e frequência. Para sistemas ligados à rede, em que a tensão de saída do inversor é (230 ou 400 V) alternada com componente fundamental sinusoidal e frequência de 50 Hz. Para além da conversão da corrente, o inversor tem como função o ajuste do ponto operacional do inversor ao MPP do gerador fotovoltaico, registo de dados operacionais e sinalização.

Os inversores para ligação à rede têm características específicas ao nível da segurança, pois no caso da tensão de rede falhar, os sistemas fotovoltaicos devem automaticamente se desligar, de modo à não injeção de energia na rede. Os inversores podem possuir

transformador ou não e a saída pode ser monofásica ou trifásica, os inversores são caracterizados pela sua eficiência de conversão, definida pelo quociente entre a potência de entrada (DC) e a potência de saída (AC), o fator de potência ($\cos \varphi$), sendo que este deve ser superior a 0,9. O valor usual do rendimento de um inversor situa-se entre os 86 e 95%, calculado segundo a equação 2.21 (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015):

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{AC} * I_{AC} * \cos \varphi}{V_{DC} * I_{DC}} \quad (2.21)$$

Existe uma grande variedade de inversores, que podem ir de poucos kW até aos MW, cuja seleção depende da utilização a que se destina, se é para pequena produção, autoconsumo ou para grandes centrais fotovoltaicas. Conforme a tipologia do sistema fotovoltaico em causa podem existir três soluções distintas:

- **Inversor central:** a conversão de energia de todo o sistema é assegurada por apenas um único inversor, por norma mais utilizado em sistemas de pequena dimensão. Os inversores centrais proporcionam uma alta eficiência e um elevado coeficiente de rendimento, quanto à sua fiabilidade e qualidade, pode ser um fator de desvantagem pois, no caso de necessidade de substituição do equipamento o custo associado é alto, assim como, no caso de falha do inversor toda a produção é interrompida, como se verifica na Figura 26 (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015) (MONTEIRO, 2014).

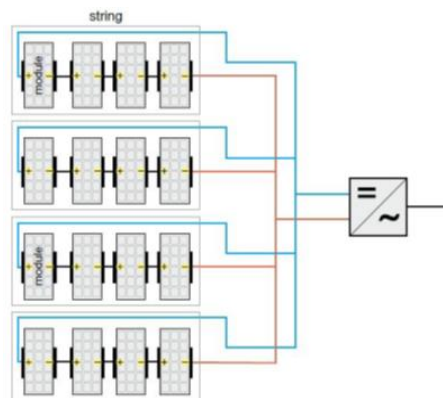


Figura 26 - Tipologia de ligação de um inversor central

- **Inversor de fileira:** a conversão de energia de todo o sistema é assegurada por vários inversores instalados ao longo das fileiras de módulos fotovoltaicos, por norma muito usado nos sistemas fotovoltaicos de grandes dimensões. A cada fileira de módulos é associado um inversor, permitindo assim uma melhor gestão da produção, a possibilidade de aumentar a potência instalada a qualquer momento, a redução das

perdas por sombreamento, redução da extensão da cablagem de corrente contínua que leva a uma redução de custos, assim como a possibilidade de manutenção ou substituição com menores custos, em apenas um inversor sem comprometer a produção, como se percebe pela Figura 27 (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015) (MONTEIRO, 2014);

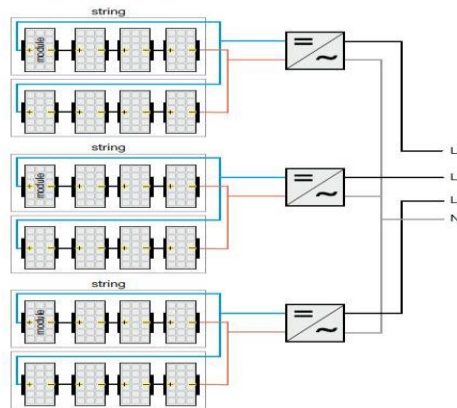


Figura 27 - Tipologia de ligação de um inversor por fileira

- **Inversor por módulo:** cada painel fotovoltaico já tem incorporado um inversor que é utilizado apenas em sistemas de baixa potência. Este sistema com este tipo de inversores, utiliza uma cablagem de secção mais reduzida do lado AC, visto que o inversor é ligado à rede a uma tensão de 230V. Esta solução para grandes potências, não será a mais indicada devido ao elevado número de inversores a instalar e custos associados, como se percebe pela Figura 28 (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015) (MONTEIRO, 2014).

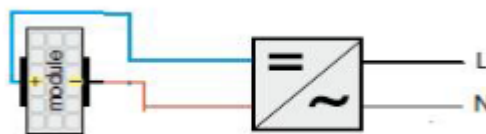


Figura 28 - Tipologia de ligação de um inversor por módulo

2.6.1. DIMENSIONAMENTO INVERSOR

Para se efetuar o dimensionamento de um ou mais inversores, é preciso saber o número de inversores, a potência e a tensão de cada um. Todos os inversores, na folha de características têm especificações técnicas sobre o correto funcionamento do sistema que devem ser seguidas. A configuração do sistema fotovoltaico determina o número, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores. Visto que os inversores têm vários níveis de potência, e a

potência total do sistema fotovoltaico é determinada pelas necessidades e pela área útil disponível, deve ser utilizado uma razão de 1:1, entre as potências do gerador fotovoltaico e do inversor, no caso de existirem inversores dessas potências. Na impossibilidade disso acontecer, deverá ser considerado com base nesta razão, o seguinte intervalo de potência, demonstrado na equação 2.22 (CASTRO, 2008):

$$0,7 \times P_{FV} < P_{max}^{INV} < 1,2 \times P_{FV} \quad (2.22)$$

Onde:

- P_{FV} - é a potência máxima (nominal) dos módulos fotovoltaicos;
- P_{max}^{INV} - é a potência máxima DC (nominal) do inversor.

2.6.2. DETERMINAÇÃO DA TENSÃO

A tensão aos terminais dos painéis fotovoltaicos depende da sua configuração e da quantidade de painéis fotovoltaicos instalados. No caso de vários painéis serem ligados em série, a tensão aos terminais é igual à soma da tensão de cada um. A tensão dos painéis depende da temperatura, em que o dimensionamento deve ser realizado para a pior situação. O intervalo de operação do inversor deve ser ajustado em função da curva característica I/V dos painéis, de modo a incorporar os pontos MPP, para diferentes temperaturas de funcionamento, deve ser tida em atenção a tensão limite de funcionamento e a tensão máxima admissível do inversor, estando estes valores diretamente relacionadas com o número mínimo e máximo de painéis fotovoltaicos a instalar por fileira (CASTRO, 2008).

2.6.3. NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS POR FILEIRA

Quando se verificam temperaturas baixas, a tensão de funcionamento do painel fotovoltaico vai aumentar até ao limite máximo da tensão de circuito aberto. Para se calcular o número máximo de módulos por fileira, tem de se ter em conta a tensão DC máxima do módulo, em que a soma das tensões dos módulos ligados em série não poderá ultrapassar a tensão máxima de entrada do inversor, ou então o inversor irá danificar-se.

O número máximo de painéis por fileira é obtido a partir do quociente entre a máxima tensão DC admissível pelo inversor e a tensão de circuito aberto do painel, para uma temperatura de -10°C por norma, dependendo do local a instalar. O número máximo de módulos em série é calculado segundo a equação 2.23 (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015) (CASTRO, 2008):

$$n_{max} = \frac{U_{max}^{INV}}{U_{0c}(-10^{\circ}C)} \quad (2.23)$$

Onde:

- n_{max} - é o número máximo de módulos por fileira;
- U_{max}^{INV} - é a tensão máxima DC admissível pelo inversor;
- $U_{0c}(-10^{\circ}C)$ - é a tensão de circuito aberto do módulo à temperatura de $-10^{\circ}C$.

Como este valor da tensão de circuito aberto dos módulos à temperatura de $-10^{\circ}C$, nem sempre vem especificado na ficha de características, antes é especificada a variação de tensão (ΔU) em % ou em mV, em função da temperatura, expressa em $^{\circ}C$. Este coeficiente de temperatura é sempre negativo. Dependendo dos dados fornecidos no *datasheet*, através das expressões seguintes é possível calcular a tensão de circuito aberto para uma temperatura de $-10^{\circ}C$ a partir das condições de referência (STC) (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015) (CASTRO, 2008).

Para ΔU em % / $^{\circ}C$:

$$U_{0c}(-10^{\circ}C) = \left(1 - 35^{\circ}C * \frac{\Delta U}{100}\right) * U_{0c}(STC) \quad (2.24)$$

Para ΔU em mV / $^{\circ}C$:

$$U_{0c}(-10^{\circ}C) = (-35^{\circ}C * \Delta U) \quad (2.25)$$

Onde:

- $U_{0c}(-10^{\circ}C)$ - é a tensão de circuito aberto do módulo;
- $U_{0c}(STC)$ - é a tensão em circuito aberto do módulo para as condições de referência;
- ΔU - é a variação de tensão por $^{\circ}C$.

2.6.4. NÚMERO MÍNIMO DE MÓDULOS POR FILEIRA

A tensão mínima de funcionamento é verificada normalmente para a temperatura máxima de funcionamento de até $70^{\circ}C$. A tensão aos terminais dos módulos, devido às altas temperaturas a que estão sujeitos, vai ser menor em relação às condições de referência. Quando a tensão de funcionamento dos módulos for inferior à tensão MPP mínima do inversor, a eficiência do inversor será menor e levar à interrupção do sistema.

O número mínimo de painéis por fileira é obtido a partir do quociente entre a tensão mínima MPP de entrada do inversor e a tensão MPP do módulo à temperatura de 70°C, calculado segundo a equação 2.26 (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015) (CASTRO, 2008):

$$n_{min} = \frac{UMPP_{min}^{INV}}{UMPP(70^{\circ}C)} \quad (2.26)$$

Onde:

- n_{min} - é o número mínimo de módulos por fileira;
- $UMPP_{min}^{INV}$ - é a tensão mínima MPP de entrada do inversor;
- $UMPP(70^{\circ}C)$ - é a tensão MPP do módulo à temperatura de 70°C.

Se a tensão MPP do módulo à temperatura 70°C não for especificada pelo fabricante, esta deve ser calculada a partir da tensão MPP nas condições de referência. Este valor pode ser calculado a partir do coeficiente de variação da tensão (ΔU) em % ou em mV, por cada °C.

Para ΔU em %/°C:

$$UMPP(70^{\circ}C) = \left(1 + 45^{\circ}C * \frac{\Delta U}{100}\right) * UMPP(STC) \quad (2.27)$$

Para ΔU em mV / °C:

$$UMPP(70^{\circ}C) = UMPP(+45^{\circ}C * \Delta U) \quad (2.28)$$

Onde:

- $UMPP(70^{\circ}C)$ - é a tensão MPP do módulo para uma temperatura de 70°C;
- $UMPP(STC)$ - é a tensão MPP do módulo para as condições de referência;
- ΔU - é a variação de tensão por °C.

2.6.5. DETERMINAÇÃO DO NÚMERO MÁXIMO DE FILEIRAS

A corrente máxima que é suportada pelo inversor, não deve ser ultrapassada. A corrente máxima suportada pelo inversor é uma restrição em relação ao número de fileiras que podem ser ligadas ao mesmo inversor. Assim, o número máximo de fileiras é obtido a partir do quociente entre o valor máximo da corrente do inversor e a corrente da fileira dos módulos fotovoltaicos, como se verifica na equação 2.29 (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015) (CASTRO, 2008):

$$nfil_{max} = \frac{Imax^{INV}}{Infil} \quad (2.29)$$

Onde:

- $nfil_{max}$ - é o número máximo de fileiras;
- $Imax^{INV}$ - é a corrente máxima DC admissível pelo inversor;
- $Infil$ - é a corrente nominal de cada fileira.

2.7. BATERIAS

As baterias são dispositivos de armazenamento de energia cujo princípio de funcionamento consiste na conversão de energia química em energia elétrica através de reações eletroquímicas redução-oxidação. A bateria é de uma forma simplificada constituída por uma ou várias células eletrolíticas, cada uma constituída por um eletrólito líquido ou sólido que proporciona o meio que permite a transferência de eletrões entre dois eléctrodos, um negativo que cede os eletrões para o circuito externo e é oxidado durante a reação e um positivo que recebe os eletrões do circuito externo e é reduzido durante a reação eletroquímica. Quando a uma bateria carregada se aplica uma carga, a corrente fluirá para o sentido exterior da bateria, sendo a bateria descarregada durante este processo. Aplicando uma tensão aos terminais da bateria é possível realizar a reação contrária, sendo possível recarregar a bateria. As baterias são dispositivos de armazenamento com grande potencial no futuro, constituindo soluções ideais para muitos dos problemas existentes nas redes de distribuição de baixa tensão (Haisheng Chen, 2009).

Torna-se assim fundamental o conhecimento das características relativas das baterias (Paul V Braun, 2012):

- **Densidade de potência (W/Kg ou W/Litro):** Corresponde à quantidade de potência que a bateria pode fornecer num determinado volume sendo que este inclui a bateria, acessórios, estruturas de apoio e o sistema inversor;
- **Densidade de energia (Wh/kg):** Corresponde à quantidade de energia que pode ser armazenada pela bateria por unidade de volume para uma determinada taxa de descarga. Quanto mais alto for o valor deste parâmetro mais energia pode ser armazenada no mesmo volume;

- **Potência específica (W):** Corresponde à potência máxima que este é capaz de injetar na rede elétrica em condições habituais de operação;
- **Energia específica (Wh):** Corresponde à energia total que o dispositivo pode fornecer por unidade de volume para uma determinada taxa de descarga.
- **Capacidade cíclica:** Corresponde ao número de ciclos de carga e descarga ao longo da sua vida útil da bateria.

No entanto, as baterias ainda necessitam de um caminho a percorrer na sua evolução no que respeita ao seu tempo de vida útil, pois os sucessivos ciclos de carga e descarga fazem com que as características de armazenamento se vão degradando ao longo do tempo, pois o processo químico que conduz ao ciclo de descarga e carga contribui para o desgaste do eletrólito. Existem vários tipos de baterias que são usualmente utilizadas nos sistemas fotovoltaico e é necessário compreender as suas características e propriedades básicas para que se possa efetuar a melhor escolha para a aplicação desejada.

2.7.1. BATERIAS DE CHUMBO-ÁCIDO

As baterias de chumbo-ácido surgiram em 1859 e representam os dispositivos eletroquímicos recarregáveis mais utilizados e antigos. A sua constituição consiste em células ligadas em série, cada uma compreende um eletrodo positivo de dióxido de chumbo e um eletrodo negativo de chumbo esponjoso, separados por um material microporoso e imerso numa solução de ácido sulfúrico. No estado descarregado os eletrodos transformam-se em sulfato de chumbo e o eletrólito perde o ácido sulfúrico transformando-se essencialmente em água, como se pode observar na Figura 29 (Crompton, 2000) (Haisheng Chen, 2009).

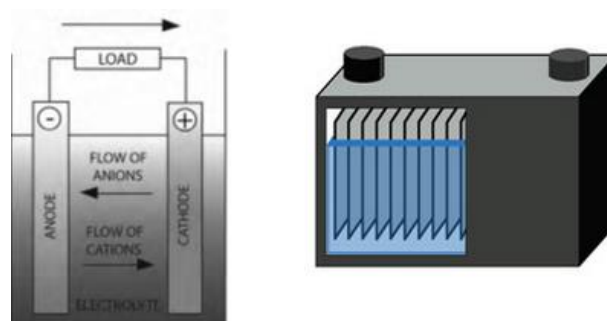


Figura 29 - Bateria de Chumbo-Ácido

Do ponto de vista da utilização deste tipo de bateria num sistema de armazenamento para controlo de tensão, devido ao reduzido ciclo de vida e à extrema sensibilidade na profundidade de descarga, representam constrangimentos à sua utilização, dado que um sistema que tenha como objetivo o controlo de tensão necessita de ter uma capacidade de carga e descarga total diariamente sem apresentar grandes variações na sua eficiência e operação, Tabela 2 (Haisheng Chen, 2009).

Tabela 2 - Características e valores típicos das baterias de chumbo-ácido

Característica	Valores Típicos
Densidade de energia (Wh/kg)	25 – 70
Densidade de potência (W/kg)	80 - 150
Rendimento (%)	70 – 90
Capacidade cíclica (número de ciclos)	2000 – 2500
Tempo de vida útil esperado (anos)	5 – 15

2.7.2. BATERIAS DE NÍQUEL-CÁDMIO

As baterias de níquel – cádmio são mecanicamente robustas, mantêm as suas características estáveis a baixas temperaturas podendo ser hermeticamente seladas. A constituição destas baterias assenta em um eléctrodo positivo de hidróxido de níquel, um eléctrodo negativo de hidróxido de cádmio e eletrólito alcalino como separador, como se pode observar na Figura 30 (Haisheng Chen, 2009).

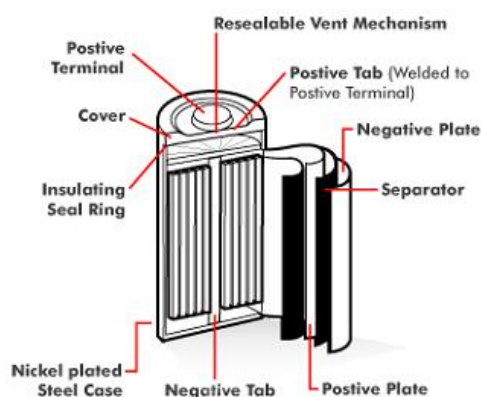


Figura 30 - Bateria de Níquel-Cádmio

As baterias de níquel-cádmio assumem diversas vantagens em comparação com as baterias de chumbo-ácido, além de possuir capacidade de rápido carregamento, este tipo de baterias apresentam-se como boas soluções a nível ambiental, com custos de manutenção baixos e com capacidade cíclica, densidade energética e tempo de vida útil superiores às baterias de chumbo-ácido, Tabela 3 (Haisheng Chen, 2009).

Tabela 3 - Características e valores típicos das baterias de Níquel – Cádmi

Característica	Valores Típicos
Densidade de energia (Wh/kg)	50 – 75
Densidade de potência (W/kg)	200 - 500
Rendimento (%)	70 – 90
Capacidade cíclica (número de ciclos)	2000 – 3500
Tempo de vida útil esperado (anos)	10 – 15

2.7.3. BATERIAS DE SÓDIO-ENXOFRE

Devido aos bons resultados no campo da investigação, foi possível aumentar a capacidade de potência e densidade energética das baterias exemplo disso são as baterias de sódio-enxofre. A sua constituição comporta enxofre fundido no eletrodo positivo, sódio fundido no eletrodo negativo separados por um eletrólito sólido de um composto de alumínio, conforme se observa na Figura 31 (Haisheng Chen, 2009).

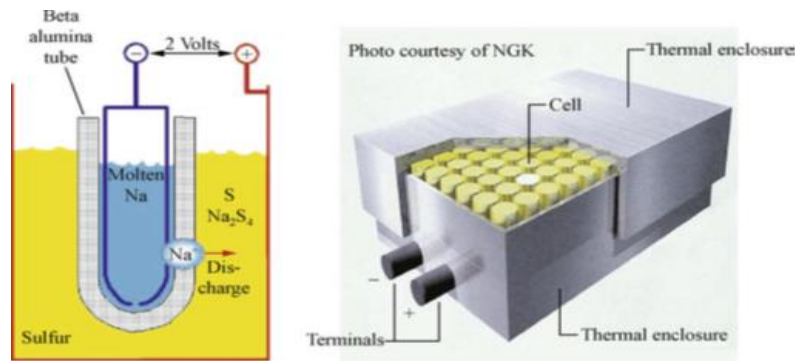


Figura 31 - Funcionamento e Constituição de uma bateria de Sódio-Enxofre

As baterias de Sódio-Enxofre são consideradas uma boa solução para o uso na rede de distribuição de BT devido às suas capacidades de alta densidade energética e elevada eficiência, Tabela 4 (Haisheng Chen, 2009) (Paul V Braun, 2012).

Tabela 4 - Características e valores típicos das baterias de Sódio-Enxofre

Característica	Valores Típicos
Densidade de energia (Wh/kg)	150 – 240
Densidade de potência (W/kg)	150 - 230
Rendimento (%)	75 – 90
Capacidade cíclica (número de ciclos)	2500 – 4500
Tempo de vida útil esperado (anos)	12 – 20

2.7.4. BATERIAS DE IÃO-LÍTIO

As baterias de íão-lítio são uma tecnologia relativamente recente, menos de 40 anos. São reconhecidas pelos bons resultados na indústria da eletrônica e dos transportes,

especialmente na operação dos carros elétricos e aplicações na rede elétrica de energia. São constituídas por um eletrodo positivo com óxido de lítio metálico, um eletrodo negativo feito de carbono poroso e um eletrólito feito de uma solução aquosa de lítio. No processo de carga os elétrons de lítio presentes no eletrodo positivo migram através do eletrólito para o eletrodo negativo e depositam-se entre as camadas de carbono. O processo reverso acontece durante o processo de descarga, como se verifica na Figura 32 (Haisheng Chen, 2009).

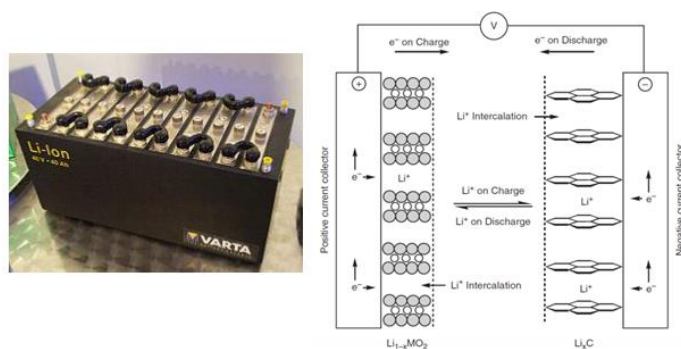


Figura 32 - Funcionamento e Constituição de uma bateria de Ião-Lítio

As baterias de Ião-lítio apresentam como principais vantagens o facto de o seu tempo útil de vida não ser influenciado pelo número de ciclos carga e descarga e pela alta densidade energética. São utilizadas em inúmeras aplicações de pequeno porte, no futuro estas baterias serão economicamente competitivas e serão usadas largamente nas redes BT com alta eficiência, Tabela 5 (Haisheng Chen, 2009) (Crompton, 2000).

Tabela 5 - Características e valores típicos das baterias de Ião-Lítio

Característica	Valores Típicos
Densidade de energia (Wh/kg)	350 – 600
Densidade de potência (W/kg)	150 - 230
Rendimento (%)	75 – 90
Capacidade cíclica (número de ciclos)	2500 – 4500
Tempo de vida útil esperado (anos)	12 – 20

Exemplo disso são as baterias Tesla Powerwall que apresentam capacidade para acumular 7 kWh de energia no modelo de ciclo diário e 10 kWh no modelo de ciclo semanal, o que permite acumular energia suficiente para alimentar a maior parte das instalações domésticas, quando carregada durante o dia através de painéis fotovoltaicos. É possível a instalação de múltiplas baterias quando a instalação apresentar maior necessidade de energia para satisfazer o consumo (Tesla Powerwall, 2017).

2.7.5. REGULADORES DE CARGA

Os reguladores de carga, Figura 33 (Solar, 2017) são equipamentos responsáveis pela duração da vida útil das baterias. A sua função é a de manter as baterias dentro de determinados parâmetros e limites de carga, impedindo a ocorrência de sobrecargas ou de descargas profundas. Desta forma garante-se um maior potencial nas baterias e um armazenamento da energia com maior eficácia. Os controladores de carga possuem uma série de dispositivos que permitem o conhecimento permanente sobre o estado de carga do sistema. Os dispositivos reguladores de carga são significativamente mais utilizados nos sistemas isolados, devido à maior necessidade ou até mesmo ao caráter essencial das baterias nestes sistemas. Nestes casos, a ligação dos painéis fotovoltaicos é feita ao regulador e só depois às baterias.



Figura 33 - Regulador de carga utilizado em sistemas fotovoltaicos

2.8. CABOS

Numa instalação fotovoltaica existem três tipos de cabos diferentes, os cabos de fileira, o cabo principal DC e o cabo AC, que devem assegurar o cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal, pela intensidade de corrente máxima admissível, a queda de tensão máxima admissível e a minimização das perdas na linha. Para instalações com risco de ocorrência de descargas atmosféricas, é recomendado o uso de cabos monocondutores isolados blindados.

Os cabos de fileira são os que fazem a ligação elétrica entre os painéis fotovoltaicos e as caixas de junção, já o cabo principal DC, faz a ligação entre as caixas de junção e o inversor e devem ser dimensionados para suportar pelo menos 1,25 vezes a intensidade de corrente de curto-circuito da respetiva string, em condições STC, de acordo com a Norma Europeia IEC 60364-7-712, conforme a equação 2.30. O cabo AC, é responsável por estabelecer a ligação entre a saída do inversor e a rede elétrica ou cargas, passando pelo equipamento de proteção. São utilizados cabos de 2 pólos para instalações monofásicas e de 4 pólos para

trifásicas. Todo o dimensionamento de cabos da instalação deve respeitar as regras técnicas de instalações em baixa tensão e o guia técnico das instalações de produção independente de energia elétrica (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015).

$$I_z \geq 1,25 * I_{STC}^{string} \quad (2.30)$$

Onde:

- I_z - é a intensidade de corrente máxima admissível do condutor (A);
- I_{STC}^{string} - é a intensidade de corrente de curto-circuito (STC), da respetiva string (A).

Em corrente alternada, a intensidade de corrente máxima admissível de um cabo deve ser superior ou igual à intensidade de corrente que percorre o cabo, conforme a equação 2.31 (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015):

$$I_z \geq I_s \quad (2.31)$$

Onde:

- I_z - é a intensidade de corrente máxima admissível do cabo (A);
- I_s - é a intensidade de corrente de serviço (A).

A intensidade de corrente de serviço corresponde ao valor máximo que, em regime permanente, o condutor vai estar sujeito. A intensidade de corrente de serviço nos condutores de fase é dada pelas equações 2.32 e 2.33 (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015):

Numa rede trifásica equilibrada:

$$I_s \geq \frac{S}{\sqrt{3} * U_{nc}} \quad (2.32)$$

Numa rede monofásica:

$$I_s \geq \frac{S}{U_{ns}} \quad (2.33)$$

Onde:

- S - é a potência aparente (VA);
- U_{nc} - é a tensão nominal composta (V);
- U_{ns} - é a tensão nominal simples (V).

A queda de tensão admissível DC ($\Delta U\%$), para as instalações fotovoltaicas, entre os módulos fotovoltaicos e o inversor é de 1% para sistemas ligados à rede. Já a queda de tensão admissível AC ($\Delta U\%$), para as instalações fotovoltaicas, entre o inversor e a ligação à rede é de 3% (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015).

2.8.1. DIMENSIONAMENTO DOS CABOS DE FILEIRA PELO MÉTODO DA QUEDA DE TENSÃO

A fórmula a usar para o dimensionamento da cablagem dos módulos até ao inversor, tendo em conta a queda de tensão referida atrás, pode ser calculada utilizando a equação 2.34 (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015):

$$S_{fileira} = \frac{2 \times L_{fileira} \times I_{fileira}}{\Delta U\% \times V_{MPP} \times \sigma} \quad (2.34)$$

Onde:

- $S_{fileira}$ - é a secção do cabo de fileira DC (mm^2);
- $L_{fileira}$ - é o comprimento da cablagem de fileira (m);
- $I_{fileira}$ - é a corrente nominal proveniente da fileira (A);
- σ - é a condutividade do condutor (para cobre $56 \text{ m}/\Omega.\text{mm}^2$, para alumínio é $34 \text{ m}/\Omega.\text{mm}^2$);
- V_{MPP} - é o valor da tensão proveniente da fileira (V);
- $\Delta U\%$ - é a máxima queda de tensão pretendida (%).

Uma vez escolhida a secção, as perdas totais nos cabos do sistema fotovoltaico podem ser obtidas através da equação 2.35, onde N representa o número de fileiras do gerador:

$$Perdas = \frac{2 \times N \times L_{fileira} \times I_{fileira}^2}{S_{fileira} \times \sigma} \quad (2.35)$$

2.8.2. DIMENSIONAMENTO DO CABO PRINCIPAL DC

O cabo principal DC que estabelece a ligação entre a caixa de junção das strings do gerador fotovoltaico e o inversor deve também respeitar a Norma Europeia IEC 60364-7-712 (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015).

$$S_{DC} = \frac{2 \times L_{DC} \times I_n^2}{(FP \times P_{gerador} - Perdas) \times \sigma} \quad (2.36)$$

Onde:

- S_{DC} - é a secção do cabo principal do gerador FV (mm^2);
- L_{DC} - é o comprimento do cabo principal (m);
- I_n - é a corrente nominal admissível no cabo principal DC (A);
- σ - é a condutividade do condutor (para cobre $56 \text{ m}/\Omega.\text{mm}^2$, para alumínio é $34 \text{ m}/\Omega.\text{mm}^2$);
- Perdas - é o valor das perdas no cabo principal;
- P_{gerador} - é o valor da potência no gerador ou sistema FV;
- FP - é o fator de perdas na linha (1 a 2%).

Uma vez escolhida a secção, as perdas totais nos cabos do sistema fotovoltaico podem ser obtidas através da seguinte equação 2.37:

$$Perdas = \frac{2 \times L_{DC} \times I_n^2}{S_{DC} \times \sigma} \quad (2.37)$$

É recomendável que se utilizem cabos isoladores monopolares para os condutores positivos e negativos, de forma a obter uma proteção de terra e curto-circuito eficaz (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015).

2.8.3. DIMENSIONAMENTO DO CABO AC

O cabo AC estabelece a ligação entre o inversor e a rede elétrica. Para o cálculo da secção deste cabo, a queda de tensão máxima admissível é de 3%, relativamente à tensão nominal da rede. Geralmente, para sistemas fotovoltaicos com potências até 5 kWp, são utilizadas secções normalizadas até 6 mm^2 . As Equações 2.38 e 2.39 permitem calcular a secção do cabo AC (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015):

Para uma instalação monofásica:

$$S_{AC} = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{nAC} \times \cos\varphi}{\Delta U\% \times U_N \times \sigma} \quad (2.38)$$

Para uma instalação trifásica:

$$S_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{AC} \times I_{nAC} \times \cos\varphi}{\Delta U\% \times U_N \times \sigma} \quad (2.39)$$

Onde:

- S_{AC} - é a secção do cabo de ligação do ramal (mm^2);
- L_{AC} - é o comprimento do cabo do ramal (m);
- I_{NAC} - é a corrente nominal AC do inversor (A);
- σ - é a condutividade do condutor (para cobre $56 \text{ m}/\Omega.\text{mm}^2$, alumínio é $34 \text{ m}/\Omega.\text{mm}^2$);
- $\Delta U\%$ - é a máxima queda de tensão pretendida (%);
- U_N - é o valor da tensão nominal da rede (monofásico - 230V; trifásico - 400V);
- $\text{Cos}\varphi$ - é o fator de potência (entre 0,8 e 1).

Uma vez escolhida a secção, as perdas totais nos cabos do sistema fotovoltaico podem ser determinadas através da equação 2.40 e 2.41:

Para uma instalação monofásica:

$$Perdas = \frac{2 \times L_{AC} \times I_{nAC}^2 \times \text{cos}\varphi}{S_{AC} \times \sigma} \quad (2.40)$$

Para uma instalação trifásica:

$$Perdas = \frac{\sqrt{3} \times L_{AC} \times I_{nAC}^2 \times \text{cos}\varphi}{S_{AC} \times \sigma} \quad (2.41)$$

2.9. PROTEÇÕES

As instalações elétricas dos sistemas fotovoltaicos devem ser protegidas através de dispositivos que assegurem a proteção das instalações, pessoas e bens, garantindo a continuidade do serviço. Os sistemas fotovoltaicos devem ter vários níveis de proteção e seccionamento, através da integração de interruptores (ou disjuntores). Na Figura 34 (COUTADA, 2015), estão identificados esses níveis de proteção, bem como a sua localização (COUTADA, 2015).

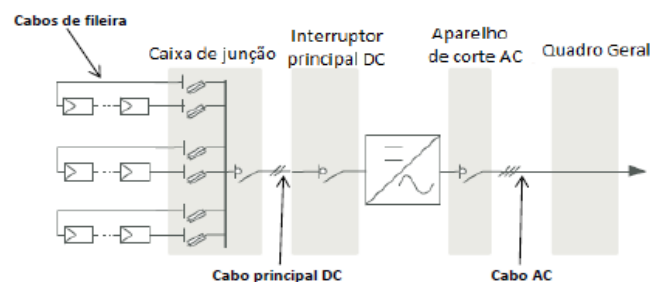


Figura 34 - Modelo conceptual de um sistema fotovoltaico

2.9.1. CAIXA DE JUNÇÃO

Os vários painéis que integram a fileira são ligados entre si através dos cabos de fileira até a caixa de junção com as várias ligações elétricas e proteções, entre os vários cabos e o cabo principal DC. A caixa de junção contém terminais, aparelhos de corte e no caso de ser necessário, fusíveis de proteção dos cabos de fileira e díodos de bloqueio das fileiras. Os díodos de bloqueio de fileiras têm a função de proceder ao desacoplamento elétrico entre fileiras individuais. No caso de ocorrer um curto-circuito ou sombreamento de uma fileira, o diodo de bloqueio isola automaticamente essa fileira do sistema. A caixa de junção deve assegurar um grau de proteção de classe II de isolamento, não necessitando do uso de um condutor de proteção ligado para à terra. A caixa de junção permite juntar a corrente de cada uma das fileiras num único cabo DC, de forma a minimizar-se as perdas de energia até ao inversor com um cabo DC de maior secção (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015).

2.9.2. INTERRUPTOR PRINCIPAL DC

O interruptor principal DC tem como função isolar todo o conjunto de painéis fotovoltaicos do restante circuito elétrico. Este interruptor é essencial durante a instalação, manutenção ou reparação do sistema, no caso de surgir uma anomalia numa determinada fileira, pode-se desligar e isolar essa fileira, de acordo com a norma IEC 60364-7-712, pois se a tensão de circuito aberto de uma fileira for significativamente diferente da tensão de circuito aberto das restantes fileiras ligadas em paralelo ao mesmo inversor, a corrente vai fluir desde as fileiras que não têm problemas para as que têm, em vez de fluir para o inversor. Este interruptor deve ser bipolar de forma a isolar a fase e o neutro, com um poder de corte que permita abrir o circuito DC em segurança. O interruptor principal DC pode ser instalado na caixa de junção ou então mesmo antes do inversor (COUTADA, 2015) (CASTRO, 2008).

Este interruptor de corte deve ser dimensionado para a tensão máxima de circuito aberto do gerador fotovoltaico, à temperatura de -10°C e para 1,25 vezes a intensidade de corrente de curto-circuito do gerador, como se verifica na equação 2.42.

$$I_{DC} \geq 1,25 \times I_{cc}^{PV} \quad (2.42)$$

Onde:

- I_{DC} - é a corrente DC que o interruptor deverá ser capaz de interromper;
- I_{cc}^{PV} - é a corrente de curto-circuito do gerador.

2.9.3. PROTEÇÕES AC

Os cabos de corrente alternada são protegidos por disjuntores, os quais devem respeitar as normas impostas pelas R.T.I.E.B.T. Segundo o artigo 433.2, os dispositivos de proteção das canalizações contra sobrecargas e curto-circuitos devem satisfazer, simultaneamente, as duas condições seguintes:

$$I_s \leq I_n \leq I_z \quad (2.43)$$

$$I_f \leq 1,45 \times I_z \quad (2.44)$$

Onde:

- I_s - é a corrente de serviço do circuito;
- I_n - é a corrente nominal do disjuntor;
- I_z - é a corrente admissível pelo cabo;
- I_f - é a corrente convencional de funcionamento do disjuntor.

Relativamente à proteção de pessoas nos sistemas ligados à rede, de acordo com a norma IEC 60364-7-712, depende de instalação para instalação, mas deve ser assegurada por aparelhos diferenciais de alta sensibilidade, para o caso de ocorrer uma falha de isolamento, um contacto direto ou indireto, o dispositivo deve isolar o circuito, assim que detetar que a corrente que flui nos condutores de fase e de retorno do circuito elétrico é diferente e ultrapasse os 30 mA.

Os sistemas fotovoltaicos podem estar sujeitos ao efeito de descargas atmosféricas diretas ou sobretensões devidas a descargas indiretas na proximidade da instalação, induzidas na instalação DC do sistema ou através da instalação AC do edifício, daí que se já existir um sistema de proteção contra descargas atmosféricas no local, o gerador fotovoltaico poderá ser ligado ao mesmo, se não existir, o sistema deve ser ligado a um sistema de proteção contra descargas atmosféricas, assim como a estrutura de suporte do sistema fotovoltaico deverá ser ligado à terra. O sistema deve ser ainda ligado à terra sempre que são utilizados inversores que não possuem transformador de isolamento, os descarregadores de sobretensões (DST), são instalados normalmente na caixa de junção geral do sistema fotovoltaico, bem como antes e depois do inversor, tal como se verifica na Figura 35 (COUTADA, 2015) (CASTRO, 2008) (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015).

As instalações fotovoltaicas devem ainda possuir equipamentos de proteção da interligação com a rede pública, que permitam assegurar as condições previstas no guia técnico das instalações de produção independente de energia elétrica.

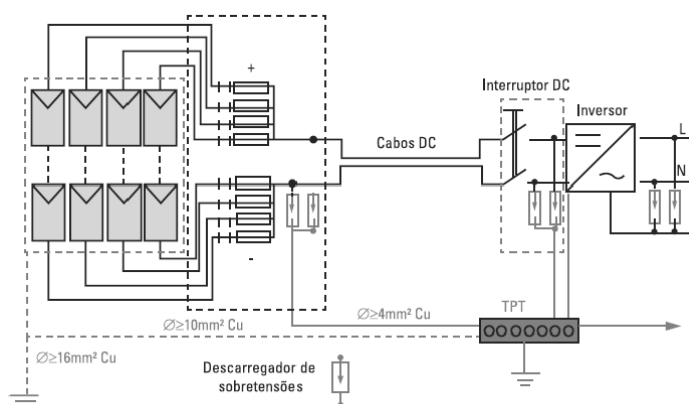


Figura 35 - Esquema de proteções de um sistema fotovoltaico

2.9.4. CONTADOR E LIGAÇÃO À REDE

Os critérios de ligação de um sistema fotovoltaico à rede elétrica encontram-se regulamentados. A compatibilidade entre o sistema fotovoltaico e a rede irá depender de parâmetros como: a potência de instalação, capacidade da linha e da impedância do ponto de ligação. A ligação de um sistema fotovoltaico à rede elétrica necessitará obrigatoriamente de um contador de energia, normalmente bidirecional, com função de telecontagem que permita medir toda a energia que é injetada na rede. Este equipamento deve ser normalizado e estar protegido num invólucro com índice de proteção adequado, por norma junto aos interruptores AC, instalado em local previamente estabelecido com o distribuidor, de forma a estar acessível a ser consultado. Os custos do contador devem ser suportados pelo produtor (PEREIRA & OLIVEIRA, 2015).

2.10. VIABILIDADE ECONÓMICA DE UM PROJETO FOTOVOLTAICO

A viabilidade de um projeto fotovoltaico está diretamente relacionada com vários fatores como: o investimento inicial; a tarifa de venda de energia e respetiva receita; e a poupança de energia. O estudo de viabilidade económica é realizado com base no custo inicial e em previsões de custos e de receitas geradas pelo projeto através do cálculo de alguns indicadores de viabilidade, entre os quais se encontram o Valor Atual Líquido (VAL), Taxa

Interna de Rentabilidade (TIR) e o Período de Recuperação do Investimento (PRI) ou Payback (PB) (SOARES, MOTA, PINHO, & COUTO, 2007).

- **VAL:** corresponde à diferença entre os valores atualizados das entradas e saídas de dinheiro, o *cash flow*, durante o período de vida útil do projeto, calculados para o ano zero;
- **TIR:** representa a taxa de juro que torna nulo o VAL de uma série de *cash flows*, exprimindo assim a taxa de rentabilidade periódica do capital investido;
- **PRI:** representa o tempo, em anos, de retorno do capital investido, ou seja, reflete o tempo necessário para que os ganhos gerados e acumulados pelo projeto cubram a totalidade do investimento.

Estes indicadores são calculados, utilizando as seguintes equações:

$$VAL = -CI + \sum_{t=1}^n \frac{CFEa_t}{(1 + Ta)^t} \quad (2.45)$$

$$TIR = -CI + \sum_{t=1}^n \frac{CFE_t}{(1 + TIR)^t} \quad (2.46)$$

$$PB = \frac{CI}{(Receitas - Custos)} \quad (2.47)$$

Onde:

- CI - é o custo do investimento;
- CFE - é o fluxo financeiro de rentabilidade (o *cash flow* de exploração);
- CFEa - é o fluxo financeiro de rentabilidade atualizado (o *cash flow* de exploração atualizado);
- Ta - é a taxa de atualização;
- t - é o ano em questão;
- n - é a duração da vida útil do investimento.

O *cash flow* de exploração (CFE) corresponde ao fluxo financeiro gerado pela atividade de exploração do projeto, incluindo impostos, após tomada em consideração dos encargos financeiros de financiamento e as despesas de operação e manutenção (O&M). O *cash flow* de exploração atualizado (CFE atualizado) é o fluxo financeiro em função do ano da instalação da UPAC. O *cash flow* global acumulado (CFG acumulado) do projeto no período

t corresponde à diferença entre os recebimentos e pagamentos não associados ao investimento. Os custos de O&M podem depender da energia produzida ou podem ser apenas uma percentagem do investimento inicial total (SOARES, MOTA, PINHO, & COUTO, 2007).

O VAL é considerado o valor atual dos benefícios subtraídos pelo valor atual dos custos. A decisão de investimento no projeto é tomada quando o VAL é positivo, como se verifica na Tabela 6, o que revela que a rentabilidade é superior à prevista pelo investidor no início do projeto, cobrindo o seu investimento e os custos, oferecendo um lucro adicional. Se o investidor puder optar por vários tipos de projeto, este irá escolher o projeto com maior retorno de investimento, logo escolherá o projeto com maior VAL.

Tabela 6 – Critérios de avaliação do VAL

VAL > 0	Aceitar
VAL = 0	Indiferente
VAL < 0	Recusar

A análise da TIR demonstra o interesse do empreendimento na escala de avaliação do mercado financeiro. Quando se obtém uma TIR superior à taxa de desconto, considerada no cálculo do VAL, o projeto gera uma rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital, o que significa que o projeto é economicamente viável, caso contrário a rentabilidade esperada não é atingida como se verifica na Tabela 7 (SOARES, MOTA, PINHO, & COUTO, 2007).

Tabela 7 - Critérios de avaliação do TIR

TIR > Ta	Aceitar
TIR = Ta	Indiferente
TIR < Ta	Recusar

Para o cálculo dos indicadores referidos acima, é necessário saber a taxa de atualização (T_a), também conhecida como custo de oportunidade de capital ou taxa mínima de rentabilidade do projeto, que é a rentabilidade que o investidor exige para implementar um projeto e que serve para atualizar os *cash flows* gerados pelo mesmo. Esta taxa vai influenciar diretamente o valor do VAL, ou seja, quanto maior for a taxa de atualização, menor será o valor do VAL e vice-versa e é calculada da seguinte forma (SOARES, MOTA, PINHO, & COUTO, 2007):

$$K_S = R_F + P_R \quad (2.48)$$

$$P_R = (R_M - R_F) \times \beta \quad (2.49)$$

Onde:

- K_S - é a taxa de rentabilidade exigida pelo investidor;
- R_F - é a taxa de juro sem risco;
- $(R_F - R_M)$ - é o prémio de risco do mercado de capitais;
- P_R - é o prémio de risco do mercado;
- β - é a variabilidade da rentabilidade.

Em projetos de energia, pode-se considerar uma taxa de juro sem risco (R_F) de 3% (certificado de obrigações do tesouro) (SOARES, MOTA, PINHO, & COUTO, 2007), enquanto o valor da variabilidade da rentabilidade (β) pode ser considerado um valor 1,09, um valor de referência para uma empresa na área da engenharia ou construção (Stern, 2017), obtendo-se assim um valor de custo de oportunidade de capital que rondará os 8%, para um projeto fotovoltaico.

3. LEGISLAÇÃO E NORMAS APLICÁVEIS

A produção de energia a partir de fontes renováveis, seja pequena ou grande produção, já está contemplada desde há alguns anos na legislação no ordenamento jurídico português, publicado em Diário da República, desde o Decreto – Lei (DL) nº 189/88, 27 de Maio, que estabeleceu normas relativas à atividade de produção de energia elétrica por pessoas singulares ou por pessoas coletivas de direito público ou privado. Este decreto regulou a atividade de produção de energia elétrica mediante a utilização de recursos renováveis, estabelecendo na legislação portuguesa o primeiro “Regulamento para Autorização das Instalações de Produção de Energia Elétrica Integradas no Sistema Elétrico Independente e Baseadas na Utilização de Recursos Renováveis” (República, 1988). Desde então este DL já foi revogado por outros decretos até a atualidade, mais em concreto ao DL nº153/2014 de 20 de Outubro.

3.1. LEGISLAÇÃO ATUAL

A atual legislação aplicável a novos projetos de produção de energia renovável a partir de energia solar, quer seja para regimes de microprodução e miniprodução, ou então para grandes produções, é o resultado das várias atualizações que foram acontecendo ao longo

dos últimos anos no setor das energias renováveis. Com a descida progressiva das tarifas de remuneração de venda de eletricidade à rede nos últimos anos, a produção de energia a partir desta fonte de energia primária tornou-se menos atrativa para os produtores/consumidores, o que obrigou o setor a adaptar-se a esta nova realidade, encontrando no autoconsumo uma nova solução e oportunidade. Com a entrada em vigor do DL n.º 153/2014 de 20 de Outubro, foi estabelecido um novo regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo em que a produção e consumo de energia ocorrem em simultâneo no mesmo local, ou seja na instalação, com ou sem ligação à rede elétrica, baseada em tecnologias renováveis, designadas como Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) (Ministério do Ambiente, 2014).

- Decreto - Lei n.º 153/2014, 20 de Outubro

Este decreto inclui os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e à venda de energia à rede elétrica de serviço público (RESP), a partir de recursos renováveis, por intermédio de Unidades de Pequena Produção. Concretizando o disposto no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis, aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de Abril, foram reformulados e integrados, no presente DL, os atuais regimes de miniprodução e microprodução, revogando o DL n.º 34/2011, de 8 de Março. Assim sendo, o novo regime de produção distribuída está definido em duas vertentes, o Autoconsumo (UPAC) e a pequena produção (UPP). Esta legislação que incentiva o autoconsumo e penaliza/desaconselha a venda de energia à rede elétrica, pois o grande objetivo passa por adequar a produção ao perfil de consumo da instalação, tendo vantagens ao nível das perdas de energia, visto que a produção é junto ao local de consumo. Para além disso permite a produção de energia, de acordo com as necessidades da instalação, permitindo potências superiores a 1MW, o que antes não era possível (Ministério do Ambiente, 2014).

3.2. DIFERENÇAS ENTRE AS UPAC E UPP

Das principais diferenças entre a produção em autoconsumo e a pequena produção, pode-se salientar as seguintes diferenças: na pequena produção toda a energia produzida é injetada na RESP enquanto no autoconsumo a energia produzida é consumida, no próprio local de consumo, podendo em caso de existir excedente de produção ser injetada na rede. Relativamente à remuneração, na pequena produção o modelo de atribuição de tarifa

mantêm-se através de leilão, enquanto segundo o artigo 24º, a energia proveniente das unidades de produção para autoconsumo injetada na rede resultante do excedente de produção é paga com base na seguinte tarifa:

$$RUPAC_m = E_{fornecida_m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (3.1)$$

Onde:

- $RUPAC_m$ - é a remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m (€);
- $E_{fornecida_m}$ - é a energia fornecida no mês m (kWh);
- $OMIE_m$ - é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do operador do mercado Ibérico de energia para Portugal, relativos ao mês m (€/ kWh);
- m - é o mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

Tal como se verifica, na Figura 36 (OMIE, 2016), o custo da energia ao nível do mercado diário no pólo português, no ano de 2016, variou entre os 0,0235 €/kWh e os 0,06027 €/kWh, com um valor médio de 0,03938€/kWh. Pelo facto de este valor ser reduzido do ponto de vista do consumidor, e visto que este valor ainda sofre a agravante pela aplicação do coeficiente de 0,9 (de modo a compensar os custos com a injeção), o sobredimensionamento das UPAC privilegiando a venda do excedente à rede elétrica pode influenciar negativamente o período de retorno do investimento (OMIE, 2016).

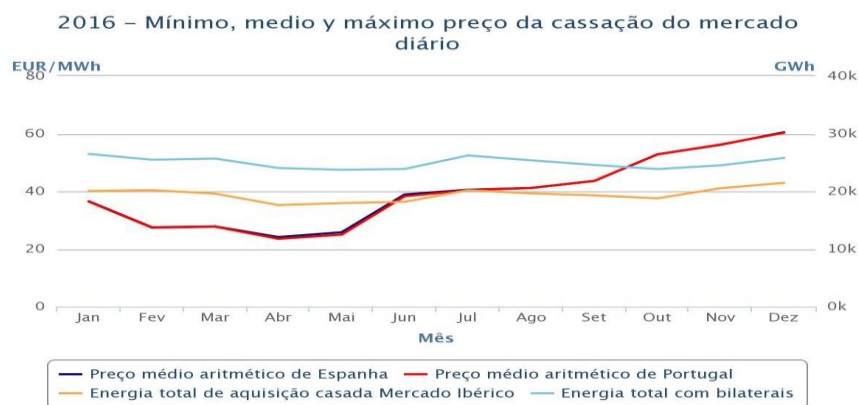


Figura 36 - Evolução dos preços médios finais no OMIE para o pólo Português (mercado diário)

3.2.1. DIREITOS E DEVERES DO PRODUTOR

Nesta nova legislação estão também contemplados os direitos e deveres dos produtores, presentes nos artigos 7.º e 8.º. Os direitos do produtor são (Ministério do Ambiente, 2014):

- Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização, recorrendo a um qualquer mix de fontes de energia, renováveis, e respetivas tecnologias de produção associadas, no caso de uma UPP recorrendo a apenas uma tecnologia de produção;
- Consumir a eletricidade gerada na UPAC, bem como injetar excedentes na rede;
- Celebrar um contrato de venda da eletricidade não consumida, proveniente da UPAC;
- Acumular a energia produzida na UPAC que não seja consumida instantaneamente, para consumir posteriormente.

São deveres do produtor:

- Suportar o custo das alterações da ligação da instalação elétrica de utilização à RESP;
- Suportar o custo dos contadores;
- Pagar a compensação devida pela UPAC;
- Possuir um seguro de responsabilidade civil;
- Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados.

Em relação aos limites de potência, a potência de ligação da unidade de produção tem de ser menor ou igual a 100% da potência contratada no contrato de fornecimento de energia. Em termos de potência instalada na UPAC, esta não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação. Se se tratar de uma unidade de pequena produção UPP, a produção anual terá de ser inferior a duas vezes o consumo.

3.2.2. PROCESSO DE LICENCIAMENTO

No que diz respeito ao licenciamento, quer das UPAC quer das UPP, é um processo que é gerido pela plataforma Sistema Eletrónico de Registo das Unidades de Produção (SERUP). No caso das UPP, é sempre necessário registo e certificado de exploração, já no caso das UPAC, encontra-se dividido em vários escalões, sendo o processo de licenciamento para cada um desses escalões diferente. Os escalões para licenciamento, de acordo com o artigo 4.º das UPAC estão resumidos na Tabela 8 (SPAES, 2017) (Ministério do Ambiente, 2014):

Tabela 8 - Processo de Licenciamento das UPAC

Potência	Com ligação à RESP				Sem ligação à RESP
	≤ 200 W	200 a 1500 W	1,5 kW a 1 MW	> 1 MW	Isolado
Comunicação prévia	-	Sim	-	-	Sim
Registo prévio	-	Sim	Sim	-	-
Certificado de exploração	-	Sim	Sim	-	-
Licença de produção	-	-	-	Sim	-
Licença de exploração	-	-	-	Sim	-
Taxas	-	Isento	Sim	Sim	Isento
Contagem	-	-	Telecontagem	Telecontagem	-
Remuneração	-	Sim	Sim	Sim	-
Compensação	Isento	Isento	Sim	Sim	-
Seguro	-	-	Sim	Sim	-

3.2.3. REGISTO DAS UPAC

De acordo com o artigo 4º do DL nº153/2014, relativo às condições de acesso e de exercício da atividade, é referido que “Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, o titular de UPAC que pretenda fornecer energia elétrica não consumida na instalação elétrica de utilização, nos termos do artigo 24.º, e cuja potência instalada seja igual ou inferior a 1,5 kW, está sujeito a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração, bem como às demais normas do presente decreto -lei aplicáveis aos produtores”. As taxas de registo das UPAC são apresentadas na Tabela 9 (SPAES, 2017) (Ministério do Ambiente, 2014).

Tabela 9 - Taxas de Registo das UPAC

Taxas de Registo - UPAC		
Potência Instalada	Sem venda à rede	Com venda à rede
UPAC ≤ 1,5 kW	Isento	30 € + IVA
1,5 < UPAC ≤ 5 kW	70 € + IVA	100 € + IVA
5 < UPAC ≤ 100 kW	175 € + IVA	250 € + IVA
100 < UPAC ≤ 250 kW	300 € + IVA	500 € + IVA
250 < UPAC ≤ 1000 kW	500 € + IVA	750 € + IVA

3.2.4. COMPENSAÇÕES

Segundo o artigo 25.º, as UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW em que a instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de

uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração, calculada com base na seguinte expressão (Ministério do Ambiente, 2014):

$$CUPAC_m = P_{UPAC} \times V_{cieg,t} \times Kt \quad (3.2)$$

Onde:

- CUPAC_m - é a compensação paga no mês m por cada kW de potência instalada, que permite recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo;
- P_{UPAC} - é o valor da potência instalada da UPAC;
- V_{cieg,t} - é o valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em €/kW, apurado no ano t;
- Kt - é o coeficiente de ponderação, entre 0% e 50% a aplicar ao VCIEG, t tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no SEN, no ano t, que é o ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

Caso o total acumulado de potência instalada da UPAC seja inferior a 1% do total de potência instalada do centro de electroprodutores do SEN, esta compensação será nula. No caso das unidades de pequena produção (UPP) esta compensação não se aplica.

3.2.5. CONTAGEM

A contagem de energia, segundo o artigo 33.º, é obrigatória nas UPAC para potências ligadas à rede superiores a 1,5 kW. No caso das UPP a contagem é obrigatória em qualquer situação, uma vez que isso é imprescindível para quantificação da produção entregue à RESP (Ministério do Ambiente, 2014).

3.3. PORTARIAS ASSOCIADAS AO NOVO DECRETO-LEI

- Portaria nº 14/2015, de 23 de Janeiro

Esta portaria define o procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, 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 (RESP) da energia elétrica produzida,

incluindo os elementos instrutórios dos respetivos pedidos e alteração das unidades de produção (UP), procedendo à regulamentação do DL n.º 153/2014, de 20 de outubro. Determina ainda o montante, o modo de pagamento e as fases do procedimento em que são devidas as taxas previstas no artigo 37.º do DL n.º 153/2014, de 20 de outubro (EDP, 2017).

- Portaria n.º 15/2015, de 23 de Janeiro

Esta portaria procede à fixação da tarifa de referência prevista no n.º 1 do artigo 31.º do DL n.º 153/2014, de 20 de outubro e determina as percentagens a aplicar à tarifa de referência, consoante a energia primária utilizada pelas unidades de pequena produção (EDP, 2017).

- Portaria n.º 60-E/2015, de 2 de março

Altera a portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro, que define o procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, 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 DL n.º 153/2014, de 20 de outubro (EDP, 2017).

3.4. TARIFÁRIO APLICADO

Com as alterações introduzidas no recente DL n.º 153/2014 de 20 de Outubro, surge um novo e importante paradigma no que diz respeito à produção de energia descentralizada. Neste tipo de produção de energia, são apresentados dois regimes diferentes de produção, nomeadamente as Unidades de Pequena Produção e o Autoconsumo. É importante assim, perceber quais os impactos ao nível dos tarifários (Ministério do Ambiente, 2014).

3.4.1. TARIFÁRIO DAS UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO

A energia elétrica produzida pela UPP, Figura 37 (Volumum) e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência. A tarifa de referência foi publicada na Portaria n.º 15/2015 de 23 de Janeiro (Ministério do Ambiente, 2014). No artigo 2º da mesma pode ler-se: “A tarifa de referência aplicável em 2015, nos termos e para os efeitos previstos no artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de Outubro, é de 95 €/MWh”. Para além deste valor, acresce ainda o montante de 10 €/MWh e de 5 €/MWh, caso o produtor opte pelo

enquadramento da respetiva unidade de pequena produção nas categorias II e III, respetivamente.

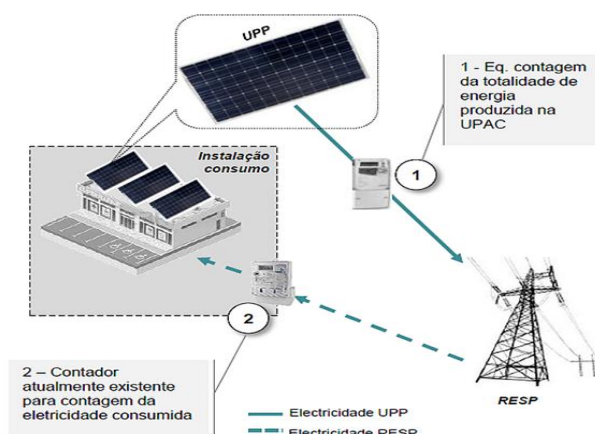


Figura 37 - Modelo de funcionamento de uma UPP

Para além da categoria na qual a unidade de pequena produção está inserida, a tarifa de referência depende ainda da energia primária utilizada. Essas condições encontram-se definidas na Tabela 10 (EDP, 2017) (Ministério do Ambiente, 2014).

Tabela 10 - Tarifas de referência das UPP

Fonte	Coeficiente	Tarifa de Referência (€/MWh)		
		Categoria		
		I	II	III
Solar	100%	95,0	105	100
Biomassa	90%	85,5	95,5	90,5
Biogás	90%	85,5	95,5	90,5
Eólica	70%	66,5	76,5	71,5
Hídrica	60%	57,0	67	62

No que está previsto no artigo 31.º do Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de Outubro, a tarifa final a atribuir corresponde ao valor mais alto resultante das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência. A tarifa de remuneração que é atribuída, vigora por um período de 15 anos desde a data de início de fornecimento de energia elétrica à RESP. Os produtores em que lhes seja atribuída esta tarifa, não podem optar pela adesão de outro tipo de remuneração durante o prazo de vigência da respetiva tarifa (Ministério do Ambiente, 2014).

3.4.2. TARIFÁRIO DAS UNIDADES PARA AUTOCONSUMO

No regime de autoconsumo, Figura 38 (Voltimum) é possível analisar duas situações em relação ao tarifário, nomeadamente a tarifa em relação à remuneração do excesso de energia produzida, injetada na RESP e por outro lado fazer uma análise ao preço da energia

consumida, tendo em conta os diferentes regimes de tarifário possíveis (Ministério do Ambiente, 2014):

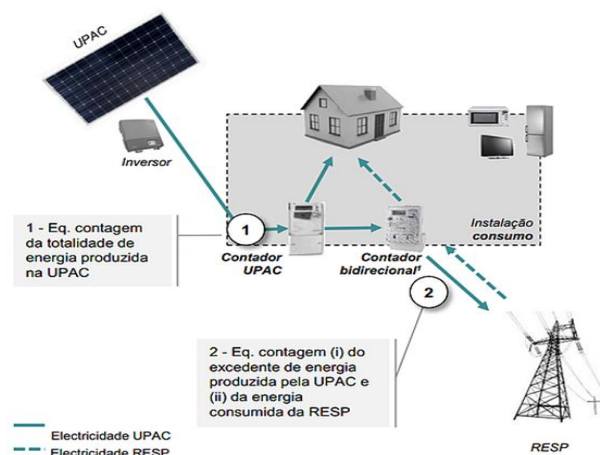


Figura 38 - Modelo de funcionamento de uma UPAC, potência superior a 1,5 kW

- Tarifa da Energia não consumida injetada na RESP

Quando a energia proveniente de uma UPAC, a capacidade instalada não seja superior a 1MW e a instalação de utilização se encontre ligada à RESP, o produtor pode celebrar um contrato de venda de energia com o comercializador de último recurso. Pois o autoconsumo destina-se essencialmente à produção de energia para consumo no próprio local, não sendo aliciante a injeção de energia na rede elétrica, devido ao facto do descrito anteriormente, de modo a incentivar o correto dimensionamento da unidade de produção de acordo com as verdadeiras necessidades de consumo.

- Tarifa da Energia Consumida

A tecnologia fotovoltaica até a alguns anos a esta parte, antes de se tornar uma tecnologia madura e competitiva, apresentava preços elevados, o que fez com que existissem incentivos para a instalação de sistemas fotovoltaicos, através de tarifas bonificadas e garantidas durante alguns anos, cerca de 25 anos, para que fosse viável o investimento neste tipo de produção de energia. O que já não sucede atualmente, relativamente aos incentivos.

O aparecimento da paridade de rede, que se dá no momento em que o custo de produção de energia solar, é igual ao custo de energia consumida e que é vendida pelo comercializador, prova isso mesmo. Este custo de produção de energia solar engloba todos os custos, como, o custo dos equipamentos dos sistemas fotovoltaicos, montagem, manutenção entre outros custos associados. Assim, uma vez atingida a paridade da rede, o produtor em autoconsumo

produz energia ao mesmo preço ou abaixo daquele que pagaria ao comercializador de energia. No Figura 39 (Volumum), é possível perceber melhor a questão da paridade de rede (EDP, 2017).

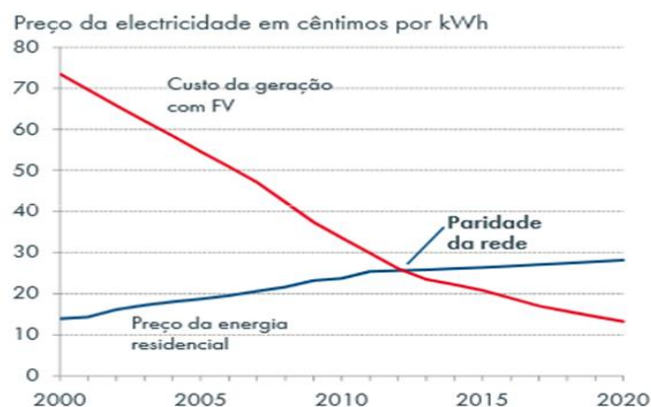


Figura 39 - Paridade da rede

Pela análise da figura anterior, é possível verificar que a tendência vai continuar a ser que o custo da geração fotovoltaica continue a descer, devido ao descrito anteriormente, e o preço da energia vai continuar a aumentar de uma forma mais ou menos linear.

3.5. PERFIS DE CONSUMO

Os perfis de consumo são uma importante fonte de informação quando se pretende traçar o perfil de consumo de energia elétrica de um consumidor, seja ele comercial ou industrial, no caso de instalações de Baixa Tensão em que não existe um equipamento de medição com registo de consumos em períodos de 15 em 15 minutos, a não ser que se utilizem analisadores de energia para monitorizar os consumos durante um intervalo de tempo com a maior extensão possível. Já no caso das instalações de Média Tensão, dada a existência de telecontagem, a simulação do diagrama de cargas é mais precisa, pois o mesmo é baseado num histórico real da instalação de consumo. Deste modo, e dada a disponibilidade gratuita deste histórico, a utilização destes dados de consumo é vista como um método consideravelmente preciso.

3.5.1. PERFIS DE CONSUMO BTN

Os perfis de consumo apresentados neste subcapítulo são provenientes da Diretiva n.º 2/2017, que conforme o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI) aprovado pelo Regulamento n.º 560/2014 e conforme o Regulamento de Relações Comerciais (RRC) aprovado pelo Regulamento n.º 561/2014, preveem a aprovação pela

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) de perfis de perdas nas redes elétricas, perfis de consumo e perfis de produção, numa série de propostas fundamentadas e expostas pelos operadores de redes (ERSE, 2017).

O RRC presume a aplicação de perfis de consumo a todos os clientes finais que não dispõem de equipamento de medição com registo de consumos em períodos de 15 minutos. A estimação dos consumos especificados por períodos de 15 minutos é construída a partir dos consumos registados nos equipamentos de medição dos clientes finais, ou obtidos por estimativa, em função do perfil de consumo aplicável (ERSE, 2017).

Por outro lado, o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica, aprovado pela ERSE através da Diretiva nº 14/2015, de 7 de Agosto, prevê a aplicação de perfis de consumo e de produção específicos para as instalações de autoconsumo em BTN, que não dispõem de equipamento de medição com registo de consumos em períodos de 15 minutos. Os perfis de consumo em BTN podem ser classificados em três classes, tendo como critérios de seleção a potência contratada e o consumo de energia elétrica anual de cada consumidor. Os três perfis possíveis são apresentados na Tabela 11 (ERSE, 2017):

Tabela 11 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN

	Potência contratada (kVA)	Energia Anual Consumida (kWh)
Classe A	> 13,8	-----
Classe B	≤ 13,8	> 7.140
Classe C	≤ 13,8	≤ 7.140

O perfil Classe A é normalmente associado a consumidores com consumo maioritariamente profissional. O perfil Classe B associa-se a consumos residenciais, ainda que com os consumos anuais algo elevados, onde poderão estar incluídos pequenos clientes empresariais. O perfil Classe C dada a baixa potência contratada e o baixo consumo de energia anual é adequado a consumidores residenciais.

Para o caso deste trabalho, que se destina a instalações com sistemas de refrigeração, sejam comerciais e industriais, que têm potências por norma superiores a 13,8 kVA, foi utilizado o perfil classe A. Em seguida apresenta-se um exemplo do perfil de consumo semanal, através de uma amostra de uma semana de um mês, de acordo com os perfis de Baixa Tensão, a aplicar entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2017 ao abrigo da Diretiva ERSE n.º 2/2017,

de 12 de janeiro, obtidos segundo a metodologia descrita nos trabalhos de caracterização do consumo elaborados pela EDP Distribuição (ERSE, 2017).

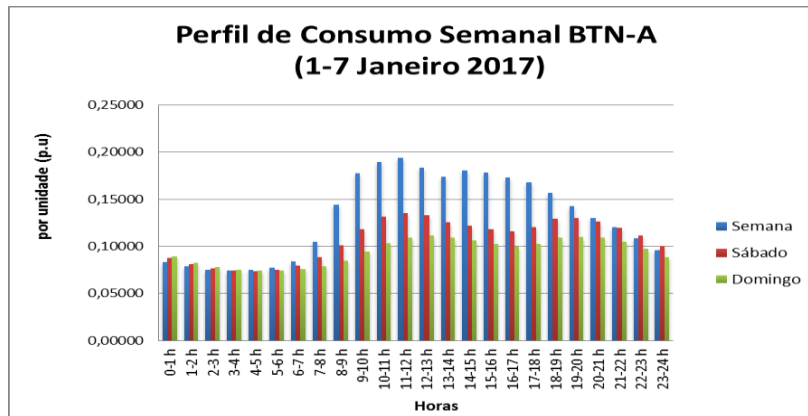


Figura 40 – Exemplo do perfil de consumo semanal em BTN Classe A (dia 1 a 7 de Janeiro de 2017)

3.5.2. PERFIS DE CONSUMO MT

Tal como já referido, no caso dos consumidores industriais, com ligação à rede em média tensão, dada a existência do serviço de telecontagem, a simulação do diagrama de cargas é mais precisa, pois o mesmo é baseado num histórico real da instalação de consumo. Deste modo, e dada a disponibilidade gratuita deste histórico, no site do distribuidor de energia, a utilização destes dados de consumo leva a uma maior precisão, em relação aos verdadeiros consumos de uma instalação.

4. METODOLOGIA DE CÁLCULO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

4.1. PROGRAMAS DE SIMULAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

No mercado atualmente existe uma grande variedade de programas de dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos que utilizam diferentes metodologias. Estes programas são de grande importância quando se pretende projetar um sistema fotovoltaico. A maior parte dos programas existentes, possuem bases de dados de radiação solar e, em alguns casos, dados de temperatura ambiente. Os primeiros programas a aparecer no mercado, foram desenvolvidos nos Estados Unidos.

De seguida, serão descritos alguns dos simuladores mais utilizados, não sendo o estudo muito exaustivo, pois existe uma grande variedade de ferramentas que permitem dimensionar sistemas fotovoltaicos nas suas diferentes configurações, serão apresentados os mais conhecidos, através de uma breve descrição dos programas de simulação e dimensionamento existentes.

4.1.1. PVSYST

O programa *PVSYST* é um dos mais completos e populares programas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos do mercado, sendo de uso genérico e não estando vinculado aos

fabricantes de inversores. Este programa é comercializado pela *PVSYST SA* da Suíça, cuja especialidade é o desenvolvimento e distribuição de *softwares* comerciais para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede ou isolados, com várias funcionalidades e ferramentas, tais como: simulação de produção de eletricidade, avaliação econômica, pré-dimensionamento, efeitos de sombreamentos e importação de dados meteorológicos. O *PVSYST* foi desenvolvido em 1991 pela Universidade de Génova e permite trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial representativo até um sistema detalhado de simulação. Possui bases de dados de radiação de vinte e duas localidades na Suíça e de duzentas localidades do resto do mundo.

É possível também selecionar o inversor e os painéis fotovoltaicos. Esta opção do programa é extremamente completa, sendo possível dimensionar o sistema a partir da potência desejada, ou introduzir o número de painéis por fileira bem como o número de fileiras. A base de dados é bastante longa, com vários inversores e painéis, cada um com as respectivas características técnicas. É possível introduzir novos equipamentos, bem como definir as perdas do sistema. (PVSYST, 2017).

4.1.2. PV*SOL

Mundialmente, o *software* PV*SOL é um dos mais utilizados para simulação de sistemas fotovoltaicos, pois é de fácil utilização, em que o seu menu orienta o utilizador na elaboração do projeto, passo a passo, numa sequência lógica e simples em poucos passos. Esta ferramenta prevê o horizonte, prédios, recortes no telhado, vegetação, para o cálculo do sombreamento, que é crítico para instalações fotovoltaicas. Os módulos e inversores são configurados e verificados na montagem do projeto, já a simulação usa dados climáticos precisos e detalhados. Os resultados são apresentados num relatório, que inclui todos os resultados e vários gráficos exemplificativos. A qualidade da simulação numérica do *software* foi conferida em 2014 pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) do governo dos EUA, comparando-a com instalações reais (PV*SOL, 2017).

4.1.3. SUNNY DESIGN

O *Sunny Design 3* é um programa de *software* desenvolvido pela SMA (*Solar Technology AG*), que está vinculado a um dos maiores fabricantes de inversores do mundo. O *Sunny Design*, permite projetar sistemas fotovoltaicos e sistemas híbridos fotovoltaicos, onde é possível criar a combinação de módulos fotovoltaicos e inversores que atendam, o mais

próximo possível as necessidades pretendidas, tendo em conta os requisitos em relação a classe de energia, rendimento e eficiência. Além disso, tem a opção de determinar e otimizar o potencial de autoconsumo, dimensionar os cabos e calcular a viabilidade económica do sistema, já os resultados são apresentados num relatório, que inclui todos os resultados e vários gráficos exemplificativos (SMA, 2017).

4.2. FERRAMENTA DESENVOLVIDA

Face à publicação do Decreto-Lei n.º 153/2014 que promove a produção de energia elétrica para autoconsumo no próprio local de consumo, integrado nas recentes políticas, que governo português tem vindo a implementar no sistema energético nacional, aliado ao alto consumo de energia elétrica e custo da mesma, por parte de instalações de refrigeração, surgiu o propósito por parte da empresa SKK[®], de construir uma aplicação informática em *Excel*, que permita ajudar no dimensionamento de unidades de produção fotovoltaica para autoconsumo em ambiente comercial e industrial, com o objetivo de estimar as necessidades de potência fotovoltaica a instalar nessas mesmas instalações, condições técnicas do sistema e em simultâneo fazer uma avaliação económica do projeto de forma a avaliar a sua viabilidade.

Neste capítulo são apresentadas as várias funcionalidades da ferramenta de cálculo desenvolvida, onde se destacam as suas principais funções, os pressupostos considerados, as variáveis de entrada (*inputs*) e os resultados apresentados em cada passo, de forma a orientar o correto dimensionamento de unidades de produção para autoconsumo. A folha/ferramenta de cálculo, foi desenvolvida especificamente segundo os requisitos da empresa, utilizando o *Microsoft Office Excel*, de forma a ser utilizada e manipulada por qualquer pessoa da empresa, que tenha os conhecimentos mínimos exigidos. Para além do Excel, foi explorado um pouco do *Visual Basic for Applications* (VBA) do *Excel*, no desenvolvimento dos *Interfaces* para a introdução dos dados de cada cliente, de modo a realizar o estudo de cada caso em específico.

4.2.1. ETAPAS DE DIMENSIONAMENTO

A fim de se projetar um sistema fotovoltaico fiável, é necessário planear o sistema com a máxima precisão possível, em função dos dados que são conhecidos, de forma a garantir a viabilidade tanto técnica como económica do projeto, uma vez que um sistema fotovoltaico sobredimensionado irá ter um grande impacto no custo final do projeto e no preço da energia

produzida. Por outro lado, no caso de um sistema fotovoltaico subdimensionado podem ocorrer situações de não satisfação da necessidade de energia a qualquer momento. A escolha do local para implementação do sistema fotovoltaico é o primeiro aspeto a ter em conta, depois de escolhido o local da instalação, é necessário fazer o levantamento das suas características, como a área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos, a orientação e inclinação das estruturas disponíveis para a colocação do sistema e a envolvente dos edifícios (obstáculos suscetíveis de causar sombreamento). O projeto de um sistema fotovoltaico divide-se nas seguintes etapas:

- Localização;
- Seleção do tipo de projeto fotovoltaico;
- Dados de consumo e diagrama de carga;
- Seleção do módulo solar;
- Seleção de inversor compatível ou configuração de inversores compatíveis com os módulos;
- Estabelecer a configuração ótima módulo-inversor;
- Estimativa da energia produzida baseada nos dados da radiação solar e temperatura do local;
- Balanço entre o consumo, produção fotovoltaica e excedente de produção;
- Seleção das cablagens e cálculo das perdas associadas;
- Resultados económicos;
- Proposta comercial.

No fluxograma representado na Figura 41, é exemplificado todos os passos das etapas de dimensionamento de um sistema fotovoltaico em autoconsumo.

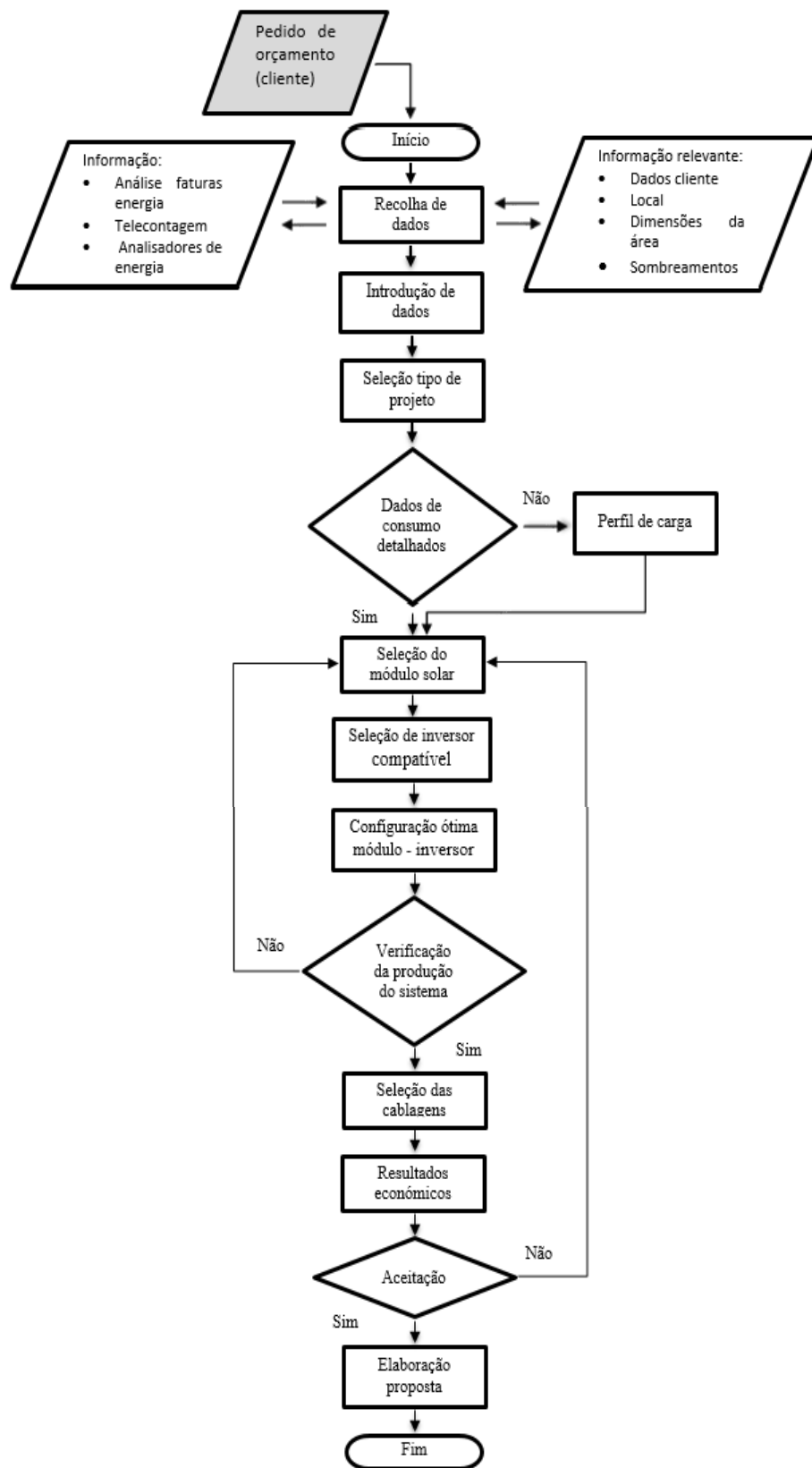


Figura 41 - Fluxograma etapas de dimensionamento

4.2.2. DESCRIÇÃO DA FERRAMENTA

A ferramenta desenvolvida, como já referido tem como base de funcionamento e *interface* de utilização o *software Microsoft Excel-Visual Basic*, onde são efetuados todos os cálculos, análises e tidas todas as considerações necessárias aos sistemas em autoconsumo. Paralelamente a esta ferramenta, foi utilizada a biblioteca, PVGIS da instituição *JRC Europe*, disponível *online* Figura 42, (PVGIS, 2017) com o objetivo de criar uma base de dados, para cada distrito de Portugal Continental e Ilhas, com os dados climáticos através de estimativas dos perfis horários médios (radiação global e temperatura média por hora), para uma inclinação de 35°, seja para sistemas fixos ou sistemas seguidor solar de dois eixos (Anexo A) (PVGIS, 2017). Foi escolhida esta inclinação como base, dada a dificuldade em alterar a inclinação da superfície absorvedora ao longo do ano, no caso de sistemas fixos, onde é determinada pelo tipo de utilização, quando orientado a sul e para utilizações anuais, onde deve ser definida uma inclinação igual a latitude do local (- 5 °), em que as latitudes dos vários locais em Portugal variam entre latitudes de 37° a 42°.

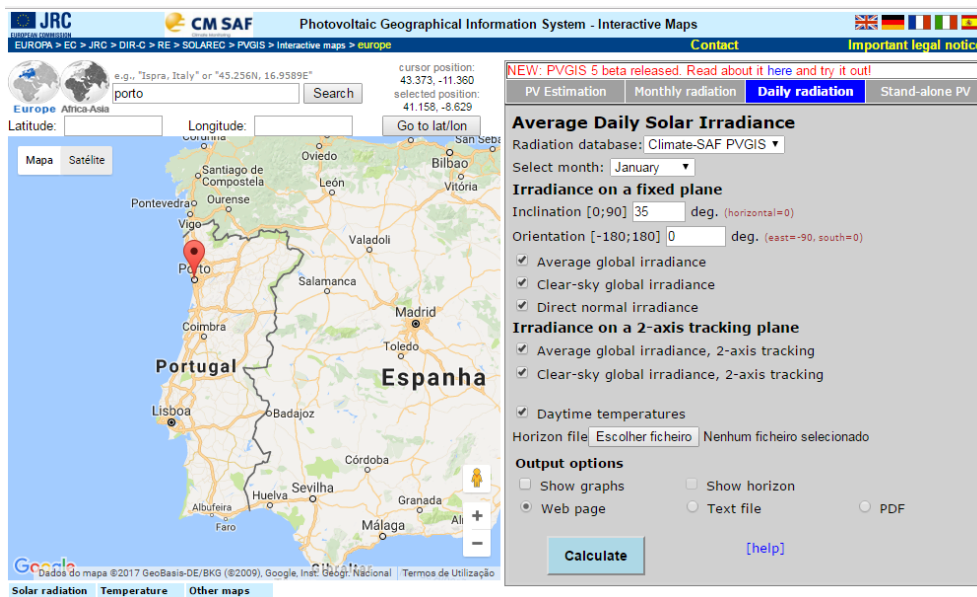


Figura 42 – Biblioteca PVGIS - Dados climáticos para um sistema fixo e seguidor solar de dois eixos para os vários distritos de Portugal

Ao ser iniciado o processo de dimensionamento, utilizando a ferramenta de dimensionamento fotovoltaico, esta apresenta um *interface* com um botão “SKK_SOLAR”, que ao ser pressionado permite abrir um *interface* em *Visual Basic*, de modo a dar início ao processo de dimensionamento, que por sua vez, permite inserir todos os dados específicos, referentes a cada cliente representado nas Figura 43 e Figura 44. Este *interface* divide-se

essencialmente em duas secções, uma corresponde à entrada de dados do cliente, como a localização da instalação; dados pessoais de cada empresa/cliente e a outra corresponde aos dados de consumo, sejam estes globais ou dados mensais detalhados e aos dados acerca da instalação.

4.3. ENTRADA DE DADOS

A secção referente ao menu entrada de dados, apresentada nas Figura 43 e Figura 44, permite ao utilizador introduzir dados referentes à instalação de consumo do cliente, nomeadamente:

- **Distrito:** o utilizador deve seleccionar o distrito onde será instalada a unidade de autoconsumo, de entre os distritos de Portugal Continental, Açores e Madeira;
- **Dados Pessoais:** o utilizador deve introduzir todos os dados pessoais e de contacto referentes à empresa/cliente a quem se destina, de modo a formular a proposta;
- **Consumos detalhados ou consumo anual de energia:** o utilizador deve introduzir os consumos detalhados, ou então o consumo anual de energia, obtidos através da análise de faturas de energia.
- **Potência contratada:** o utilizador deve seleccionar a potência contratada, esta encontra-se mencionada nas faturas de energia eléctrica e varia entre 6,9 kVA e 52 kVA, exceto no caso da MT que introduzirá o valor manualmente.
- **Tarifário:** o utilizador deve seleccionar a tarifa, esta encontra-se mencionada nas faturas de energia eléctrica, que pode ser normal, $BTN \leq 20,7$ kVA, $BTN > 20,7$ kVA; BTE; MT;
- **Ciclo da tarifa:** o utilizador deve seleccionar o ciclo de acordo com a tarifa, sendo que na tarifa normal não existe ciclo, na tarifa bi-horária e tri-horária pode optar pelo ciclo diário ou pelo ciclo semanal;
- **Sistema Fotovoltaico:** o utilizador deve escolher entre um sistema fotovoltaico fixo ou um sistema de seguidor solar de dois eixos.
- **Área Fotovoltaica:** o utilizador deve introduzir a área disponível para a instalação do sistema fotovoltaico.

No primeiro *interface* referente à entrada de dados o utilizador deve escolher através de uma “*commonbox*”, a região onde se pretende instalar a unidade de produção fotovoltaica, de forma, a que a folha de cálculo possa calcular a produção em função dos dados climáticos do local em causa. O utilizador deve também introduzir todos os dados pessoais referentes

ao cliente, para que esses dados integrem a proposta final. Ao ser pressionado o botão “Inserir Dados” é feita uma validação dos dados introduzidos e o envio para a folha *Excel* correspondente, por outro lado, se pressionar o botão “Limpar Dados” é feita a limpeza de todos os dados inseridos, conforme se pode observar na figura seguinte.

Dados Cliente	
Sobrenome	Pinto
Nome	Hugo
Rua	Rua Monte dos Pisos, Amazém 6
Código Postal	059 4460 Guifões
Telefone	229 571 108
Telemóvel	919865112
Fax	229 571 151
Email	geral@skk.pt

Resultados	
Latitude (°)	41.1496
Longitude (°)	-8.611
Irradiação Média Global (kWh/ m ² a)	1.462

Figura 43 - Interface “Dados Cliente”

No segundo interface referente a entrada de dados o utilizador deve introduzir os consumos detalhados da instalação, através da análise das faturas de energia elétrica do comercializador, referentes aos meses do último ano ou por outro lado inserir o consumo total de energia ativa de um ano. O utilizador deve recolher também a partir das faturas, qual a potência contratada na instalação, o tarifário, o ciclo horário e selecionar essas opções através das várias “*commonbox*”, indicadas. Deve também ser indicado qual o sistema fotovoltaico que se pretende, pode ser fixo ou seguidor solar de dois eixos, e qual a área disponível para a instalação do sistema fotovoltaico, pois este é um fator determinante e a ter em conta para um correto dimensionamento, pois se não houver espaço disponível, isto pode condicionar o número de módulos fotovoltaicos a instalar. Ao ser pressionado o botão “Inserir Dados” é feita uma validação dos dados introduzidos e envio para a folha *Excel* correspondente, por outro lado, se pressionar o botão “Limpar Dados” é feita a limpeza de todos os dados inseridos, tal como no caso anterior, conforme se pode observar na figura seguinte.

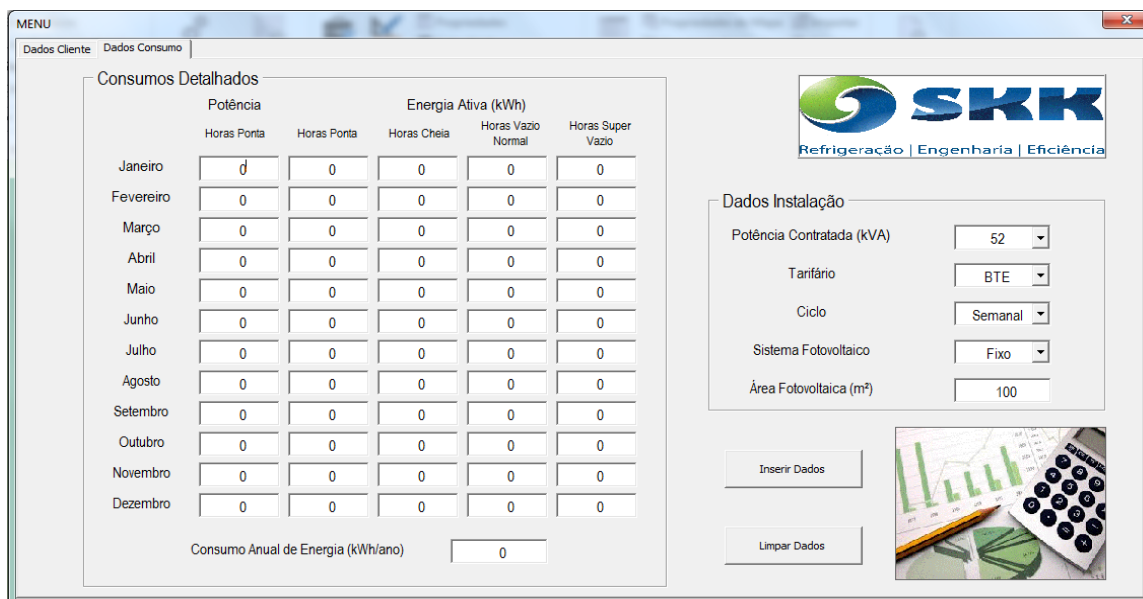


Figura 44 - Interface “Dados Consumo”

Para uma melhor percepção acerca das possibilidades de seleção na Figura 45, são apresentados os pormenores da seleção dos dados da instalação, como a potência contratada, o tarifário, o ciclo horário, qual o sistema fotovoltaico e a área disponível.

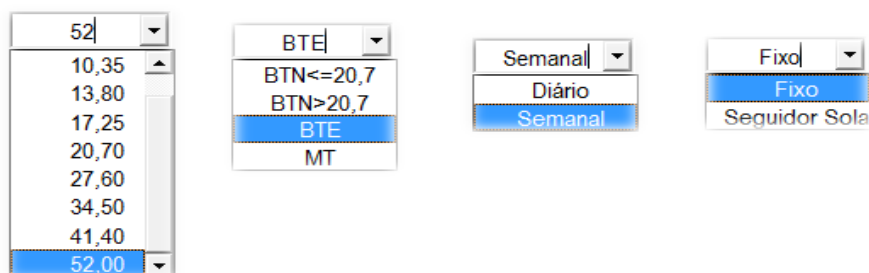


Figura 45 - Pormenores da seleção dos Dados Instalação

No caso de o utilizador pressionar o botão “Inserir Dados”, presente nos interfaces descritos anteriormente, quando não tenha preenchido todos os campos de preenchimento obrigatório, o programa devolve uma mensagem “Preencha todos os campos disponíveis”, a alertar para essa situação e só quando todos os campos estiverem preenchidos os dados serão enviados para as células respetivas de modo a se proceder ao dimensionamento fotovoltaico e a permitir o avanço no processo.

4.4. MENU PRINCIPAL

No menu principal da ferramenta de cálculo *Excel*, é possível ter acesso a um conjunto de “inputs” parametrizáveis, de modo a personalizar o estudo de cada caso de forma detalhada,

de acordo com as características da instalação de consumo, da unidade fotovoltaica e da viabilidade do projeto.

4.4.1. LOCALIZAÇÃO

Em primeiro lugar, para ser feito um correto dimensionamento é preciso conhecer o local de implementação do sistema fotovoltaico e realizar uma avaliação prévia sobre as condições do mesmo. Uma visita a esse local pode revelar aspetos favoráveis ou desfavoráveis para a instalação do sistema, caso o local apresente demasiados aspetos desfavoráveis é aconselhável que a instalação seja feita num local alternativo.

Os aspetos que devemos ter em atenção para realizar a avaliação do local devem ser: o espaço disponível de instalação, a orientação e inclinação dos painéis; tipo de montagem; a localização do inversor; caso seja necessário, por onde irá passar a rede de cablagem do sistema; quais os trabalhos necessários a efetuar para a alteração do contador e a existência de sombreamentos no local onde serão instalados os painéis.

De acordo com a localização escolhida, a ferramenta de dimensionamento, recorre às bases de dados referentes aos dados climáticos, de modo a calcular a produção do sistema fotovoltaico, em função do sistema e dos dados do distrito em que se insere a localização.

Na Figura 46, é apresentado o *interface* parcial relativo à localização da instalação e aos dados do cliente / empresa, já preenchidos anteriormente em “Dados Cliente”.

1		SKK		Dados de Localização	
(Preencher células em branco)					
Local					
Nome do Projeto	Projeto SKK				
País	Portugal				
Região / Distrito	Porto				
Cidade	Paredes				
Temp. ambiente máx.	32				°C
Irradiação base	0				%
Temp.módulo min. / máx.	-10		70		°C
(Preencher células em branco)					
Dados do Cliente					
Empresa	SKK		Nome	Hugo	
Sobrenome	Pinto		Código Postal	59 4460	
Rua	Rua Monte dos Pipos Guifões		Telemóvel	919865112	
Telefone	229 571 108		E-mail	geral@skk.pt	
Fax	229 571 151				

Figura 46 – Interface (parcial) - Localização

4.4.2. DADOS CONSUMO

É de extrema importância analisar as condições contratuais do abastecimento de energia elétrica (tarifa contratada, potência contratada, etc.) bem como os dados de consumo da instalação, fazendo a análise detalhada dos consumos diários, semanais e também ao fim de semana. A análise às faturas de energia elétrica é um ponto importante para se poder fazer a análise económica de um sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo.

No menu da ferramenta de cálculo, referente aos dados de consumo, é possível seleccionar entre dois tipos de projetos fotovoltaicos, como se verifica na Figura 47, tais como:

- Projeto fotovoltaico com Autoconsumo-com ligação à RESP;
- Projeto fotovoltaico com Autoconsumo-sem ligação RESP.

Nesta fase inicial da análise devem ser definidas as características associadas à instalação de consumo, que já foram introduzidas anteriormente em “Dados Consumo”.

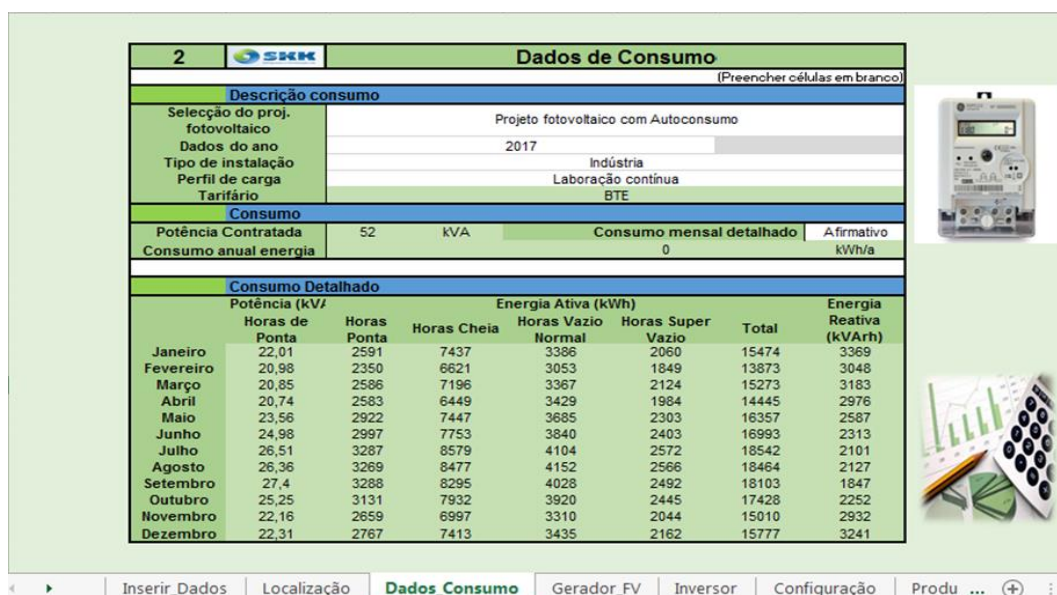


Figura 47 - Interface (parcial) - Dados Consumo

Também é possível ter acesso a um conjunto de “inputs” parametrizáveis, de modo a personalizar o estudo de acordo com as características da instalação de consumo. Tendo em conta que nem todos os consumidores possuem uma contabilização da energia detalhada, a simulação do perfil de carga vai exigir a sensibilidade do utilizador perante a ferramenta de dimensionamento, de modo a simular o diagrama mais aproximado do caso real, em que se pode escolher um perfil de carga em função da energia total anual, como se percebe na Figura

48, que tem como opções de seleção: laboração contínua; maior consumo durante a semana ou maior consumo ao fim de semana.

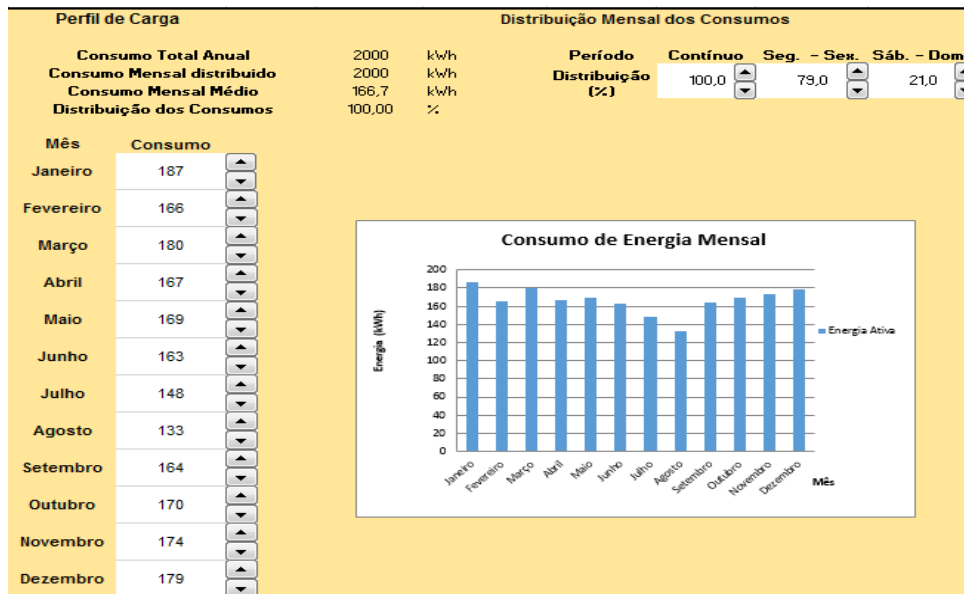


Figura 48 – Simulação do perfil de carga

O passo seguinte, na análise do sistema em autoconsumo, consiste na simulação dos diagramas de carga da instalação de consumo. Por este ponto ser essencial para a viabilidade do projeto, foram utilizados dois métodos para a simulação. O método adotado consiste na simulação de dois diagramas de cargas diferenciados, tendo em consideração se se têm dados de telecontagem ou não.

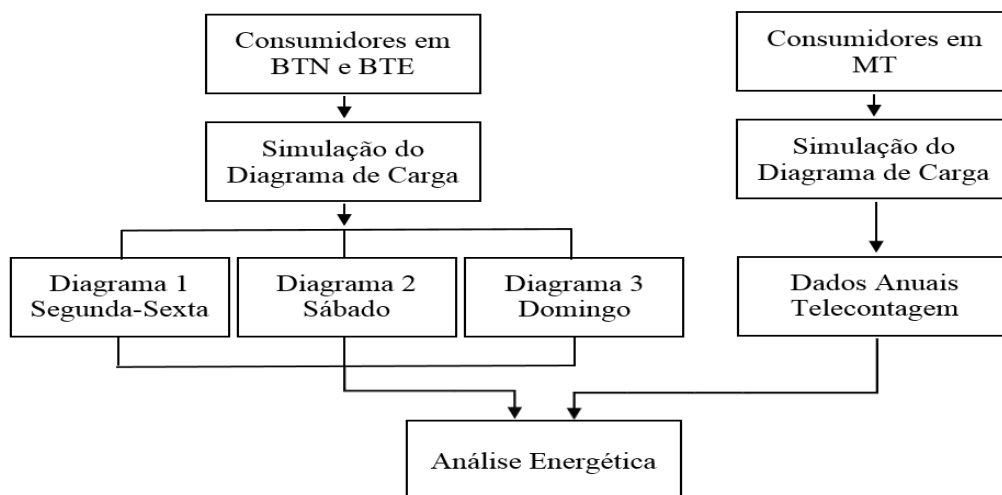


Figura 49 - Métodos de simulação do diagrama de carga

O primeiro método tem aplicabilidade em consumidores comerciais com pontos de receção de EE em níveis de tensão em Baixa Tensão Normal (BTN) e Baixa Tensão Especial (BTE),

no caso de não existir dados de telecontagem, usando perfis estandardizados do consumo em função da potência contratada. Após a definição dos consumos mensais, obteve-se os consumos diários e por hora de EE, estes consumos foram obtidos a partir da distribuição por cada período horário em função das horas que corresponde a cada período horário. A Tabela 12, apresenta o número de horas totais para o ciclo semanal, por cada período horário conforme os dois períodos de hora legal existentes, de acordo com o (Anexo B).

Tabela 12 - Número de horas por período horário no ciclo semanal

Horas	Período de Inverno			Período de Verão		
	Segunda-Sexta	Sábado	Domingo	Segunda-Sexta	Sábado	Domingo
Ponta	5	0	0	3	0	0
Cheias	12	7	0	14	7	0
Vazio Normal	3	13	20	3	13	20
Super Vazio	4	4	4	4	4	4

O número de horas por período horário foi convertido numa percentagem, como se verifica na Tabela 13, que resulta da Tabela 12.

Tabela 13 – Percentagem por período horário

	Semana	Sábado	Domingo
Ponta	100,00%	0,00%	0,00%
Cheias	83,33%	16,67%	0,00%
Vazio Normal	71,42%	14,29%	14,29%
Super Vazio	71,42%	14,29%	14,29%

Sendo estas percentagens obtidas como por exemplo: Cheias (Semana): 5 dias /6 dias = 0,8333 = 83,33%; Cheias (Sábado): 1 dia /6 dias = 0,1666 = 16,67%.

Na Tabela 14, é possível verificar a distribuição dos dias para o ano de 2017, pois em função dessa distribuição irá ser feita a distribuição do consumo de energia.

Tabela 14 – Número de dias por período horário

Mês	Período de hora legal de Inverno						Período de hora legal de Verão					
	Jan	Fev	Mar	Out	Nov	Dez	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
Dias	31	28	31	31	30	31	30	31	30	31	31	30
Semana	22	20	23	22	22	21	20	23	22	21	23	21
Sábado	4	4	4	4	4	5	5	4	4	5	4	5
Domingo	5	4	4	5	4	5	5	4	4	5	4	4

Para este tipo de consumidores, a simulação do diagrama de cargas diário foi feito em função da descrição feita no subcapítulo 3.5.1, em que o diagrama de carga é obtido pelos perfis de consumo, segundo a Diretiva de 2/2017.

O segundo método tem aplicabilidade em consumidores industriais com pontos de receção de EE em níveis de tensão igual ou superior à Média Tensão (MT). Para este tipo de consumidores, a simulação do digrama de carga torna-se mais precisa e simplista, devido a disponibilidade do serviço de telecontagem, o qual fornece um histórico da potência instantânea solicitada à rede para períodos de 15 em 15 minutos. À semelhança do método anterior, mas com recurso à telecontagem, é simulado o diagrama de cargas diário de modo a perfazer um ano.

Com os diagramas simulados, referentes ao período dias úteis e ao período dias não úteis, em função do ciclo horário escolhido, seja diário ou semanal, é feita a distribuição dos consumos diários, onde existem 4 períodos horários (pontas, cheias, vazio normal e super vazio), que variam consoante o dia da semana e o período de hora legal de verão (Abril a Setembro) e inverno (Outubro a Março), conforme a Figura 50.

Ciclo Diário								
Consumo Total (diário)			Período de hora legal de Inverno					
Semana			Janeiro	Fevereiro	Março	Outubro	Novembro	Dezembro
	Ponta	4 h	83,58	83,93	83,42	101,00	88,63	89,26
	Cheias	10 h	199,91	197,05	193,43	213,22	194,35	199,27
	Vazio Normal	6 h	78,01	77,87	77,57	90,31	78,80	79,14
	Super Vazio	4 h	47,46	47,16	48,93	56,33	48,66	49,81
			408,96	406,01	403,36	460,86	410,45	417,47
Ciclo Semanal								
Consumo Total (diário)			Período de hora legal de Inverno					
Semana			Janeiro	Fevereiro	Março	Outubro	Novembro	Dezembro
	Ponta	5 h	117,77	117,50	112,43	142,32	120,86	131,76
	Cheias	12 h	234,74	229,88	217,25	250,36	220,85	245,12
	Vazio Normal	3 h	78,51	77,87	74,68	90,90	76,75	83,45
	Super Vazio	4 h	47,76	47,16	47,11	56,70	47,40	52,52
			478,78	472,42	451,48	540,27	465,86	512,85
Sábado	Cheias	7 h	258,27	229,93	249,90	275,46	242,99	205,95
	Vazio Normal	13 h	86,39	77,90	85,91	100,02	84,45	70,11
	Super Vazio	4 h	52,56	47,18	54,19	62,38	52,15	44,13
			397,22	355,01	390,00	437,86	379,60	320,19
Domingo	Vazio Normal	20 h	69,11	77,90	85,91	80,01	84,45	70,11
	Super Vazio	4 h	42,05	47,18	54,19	49,91	52,15	44,13
			111,16	125,07	140,10	129,92	136,61	114,25

Figura 50 - Consumos totais mensais e diários (Inverno)

A cada um dos 4 períodos está atribuída uma tarifa diferente de compra da energia (€/kWh) que também varia com a hora legal do ano. O ciclo diário não distingue os dias de segunda a domingo, como é possível observar o diagrama de carga na Figura 51, já o ciclo semanal distingue os dias da semana (Anexo C), para efeitos de faturação da energia, segunda a sexta,

dos dias de fim-de-semana, sábado e domingo, de forma a ser alocada a potência média por hora absorvida, de modo a atingir o consumo de energia anual.

Ciclo Diário		Período de hora legal de Inverno					
		Potência (kW)					
Horas		Janeiro	Fevereiro	Março	Outubro	Novembro	Dezembro
Segunda - Domingo	00:00:00 01:00:00	9,55	9,81	11,05	11,27	14,25	14,62
	01:00:00 02:00:00	9,30	9,37	10,27	10,68	13,13	13,70
	02:00:00 03:00:00	9,16	9,24	9,82	10,39	12,68	13,23
	03:00:00 04:00:00	9,27	9,37	9,67	10,46	12,61	13,17
	04:00:00 05:00:00	9,53	9,62	9,82	10,72	12,89	13,37
	05:00:00 06:00:00	9,92	10,04	10,19	11,21	13,31	13,76
	06:00:00 07:00:00	11,03	11,16	11,14	12,45	13,99	14,43
	07:00:00 08:00:00	13,78	13,83	13,47	15,44	15,23	15,76
	08:00:00 09:00:00	19,60	19,49	18,26	21,29	16,59	17,07
	09:00:00 10:00:00	24,40	24,13	22,09	25,84	18,27	18,58
	10:00:00 11:00:00	25,73	25,43	23,55	27,36	19,77	19,82
	11:00:00 12:00:00	26,04	25,68	24,33	27,99	20,27	20,26
	12:00:00 13:00:00	24,82	24,46	23,12	26,94	20,40	20,31
	13:00:00 14:00:00	23,52	23,21	22,00	25,91	20,23	20,05
	14:00:00 15:00:00	24,22	23,82	22,83	27,05	19,87	19,80
	15:00:00 16:00:00	23,93	23,51	22,53	26,93	19,50	19,55
	16:00:00 17:00:00	23,30	22,84	21,73	26,33	19,25	19,44
	17:00:00 18:00:00	21,73	21,09	20,42	24,49	19,77	20,15
	18:00:00 19:00:00	19,49	19,13	19,14	22,25	20,31	20,49
	19:00:00 20:00:00	17,55	17,51	18,34	21,00	20,05	20,12
	20:00:00 21:00:00	15,68	15,70	17,02	19,17	19,12	19,25
	21:00:00 22:00:00	13,99	14,04	15,73	17,21	17,85	18,05
	22:00:00 23:00:00	12,47	12,52	14,29	15,25	16,43	16,90
	23:00:00 00:00:00	10,95	11,01	12,54	13,21	14,68	15,60

Figura 51 – Simulação dos diagramas de carga no ciclo diário (Inverno)

No “Interface (parcial) - Dados Consumo”, é ainda possível definirem-se os dados referentes à faturação energética da instalação de consumo em função do tarifário, através dos preços de tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal Continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira para o ano de 2017 da ERSE (Anexo D), ou então através dos preços do próprio comercializador de energia. Na faturação atual, é contabilizado o custo energético atual da instalação elétrica, ou seja, sem autoconsumo, tendo em consideração o ciclo horário contratado, potência contratada, o imposto especial de consumo de eletricidade (IEC) e o acréscimo respetivo do IVA.

4.4.3. GERADOR_FV

Na seleção dos equipamentos deve-se ter em consideração essencialmente a potência contratada pelo consumidor e a área disponível para a instalação fotovoltaica, duas das restrições essenciais a cumprir, para que se possa instalar o máximo possível de potência fotovoltaica, por outro lado, e visto que as compensações com a injeção de energia na rede são muito reduzidas, o foco deve estar também no consumo energético do consumidor, de modo a se obter a melhor rentabilidade do investimento. Neste contexto, é possível afirmar

que o correto dimensionamento de uma instalação de autoconsumo é o maior desafio da nova legislação.

3		SKK		Gerador FV	
(Preencher células em branco)					
Gerador FV					
Nome do Gerador	Gerador 1				
Fabricante	SunPower				
Tipo de Módulo	X21-345	Inclinação	35	°	
Instalação	Em telhado	Orientação (azimute)	0	°	
Sistema	Fixo				
Nº de Módulos FV	150	Unid.			
Área do Telhado / Área Livre	350	m2	12,64	%	
Potência nominal de saída	51,75	kWp			
Dados Módulo Fotovoltaico					
Potência nominal de saída	345	Wp			
Rendimento	21,16	%			
Tensão PMP a STC (Vmáx.)	57,3	V			
Corrente PMP a STC (Imáx.)	6,02	A			
Tensão em circuito aberto STC	68,2	V			
Corrente de curto-circuito (Icc)	6,39	A			
Altura/Largura/Profundidade	1559/1046/46	mm			

Figura 52 - Interface (parcial) - Seleção do tipo de Gerador FV

Neste menu, Figura 52, é possível ter acesso a um conjunto de “inputs” parametrizáveis, de seleção dos equipamentos a utilizar (painéis solares), que começa com a escolha do fabricante e do módulo fotovoltaico à escolha, de uma base de dados de módulos fotovoltaicos certificados, criada para o efeito com os parâmetros do “*datasheet*” essenciais dos módulos ao dimensionamento, no (Anexo E) é apresentado respetivamente o dos módulos escolhidos para os casos de estudo. Depois de escolhido o módulo fotovoltaico, é apresentado no *interface* os dados relativos ao módulo fotovoltaico, em condições *Standard Test Conditions* (STC), de forma, a que utilizador tenha a real noção das características do módulo fotovoltaico que está a escolher, tais como: valor da potência nominal de saída; rendimento; valor da tensão no ponto de potência máxima (V_{MPP}); valor da corrente no ponto de potência máxima (I_{MPP}); valor da tensão em circuito aberto (V_{oc}); valor da corrente de curto-circuito (I_{sc}) e dimensões do módulo.

A diversidade de opções de módulos existentes no mercado é grande, mas nem todos respeitam as normas e, por consequência, esses não estão certificados. Na escolha do módulo é necessário ter isso em atenção, assim como: a eficiência do módulo FV; o coeficiente térmico; a qualidade e o tipo de célula solar.


Depois de escolhido o módulo fotovoltaico, é possível escolher o tipo de instalação do mesmo, se é montagem em terreno aberto em que as limitações de espaço podem ser

diferentes, se é em telhado ou na fachada de um edifício. Através do (botão de rotação), é possível incrementar a quantidade de módulos fotovoltaicos a instalar de modo a perfazer a potência desejada, cumprindo a limitação de não ultrapassar o valor da potência contratada imposta pelo DL nº 153/2014. Quanto à área fotovoltaica, esta não pode ser superior à área disponível para o efeito, não englobando a distância entre os módulos a qual varia consoante o modo como são dispostos. Estas condições têm de ser verificadas de modo a prosseguir no dimensionamento fotovoltaico.

4.4.4. INVERSOR

Na seleção do/dos inversores deve-se ter em consideração essencialmente a potência total dos módulos fotovoltaicos e qual a ligação AC do inversor (monofásica ou trifásica), que se pretende. Neste menu, é possível escolher os equipamentos a utilizar (inversores), que começa com a escolha do/dos fabricante e do/dos modelos do inversor à escolha, de uma base de dados criada para o efeito com os parâmetros essenciais dos inversores para o dimensionamento, no (Anexo F) é apresentado respetivamente o dos inversores escolhidos para os casos de estudo. Depois de escolhidos os inversores, é apresentado no *interface*, Figura 53, as características elétricas relativas aos inversores, de forma a escolher-se o número de inversores a instalar e faz-se a distribuição dos módulos fotovoltaicos pelos inversores de modo a cumprir as condições, que são explicadas em seguida.

4		SMA		Inversor FV			
(Preencher células em branco)							
Inversor FV							
Nome do Inversor	Inversor 1		Inversor 2		Inversor3		
Ligação CA	Trifásica		Trifásica		Trifásica		
Fabricante	SMA_Sunny_Tripower		SMA_Sunny_Tripower		SMA_Sunny_Tripower		
Modelo	STP 20000TL-30		STP 15000TL-30		STP 20000TL-30		
Nº de Inversores	2		1		0		
Potência nominal AC	20,0 kVA		15,0 kVA		20,0 kVA		
Total	40		15		0		55
Relação de potência min./máx.	0,7 1,2		0,7 1,2		0,7 1,2		
Fator de desfasamento cos φ	1,0		1,0		1,0		
Nº de módulos / Inversor	55		40		0		0
Total de módulos	150 Unid.		=		150		Unid.
Verificação	certo		certo				
Dados Inversor							
Tensão máx. entrada	1000		1000		1000		V
Tensão min. entrada	150		150		150		V
Corrente máx. entrada	33		33		33		A
Potência CC máx.	20,44		15,33		20,44		kW
Rendimento máx.	98,5		98,4		98,5		%
Grau de protecção	IP 65		IP 65		IP 65		
Intervalo de tensão nominal CA	160 - 280		160 - 280		160 - 280		V
Altura/Largura/Profundidade	690/665/265		682/661/264		690/665/265		mm



Localização | Dados_Consumo | Gerador_FV | **Inversor** | Configuração | Produção | Cablagem ...

Figura 53 - Interface (parcial) - Seleção do inversor

No dimensionamento dos inversores, a potência do(s) inversores deve ser inferior à potência dos painéis fotovoltaicos ($P_{INV\ DC} < P_{FV\ DC}$). Normalmente, recorre-se ao subdimensionamento do inversor e, conseqüente, sobredimensionamento dos painéis fotovoltaicos, de modo a aumentar a eficiência global anual do sistema. O desvio que ocorre em relação à potência do painel fotovoltaico ($P_{FV\ DC}$) e a potência mínima e máxima do inversor ($P_{INV\ DC}$) tem que estar compreendido no intervalo de potência entre $0,7 P_{FV\ DC} < P_{INV\ DC} < 1,2 P_{FV}$, como se verifica na Figura 54. Outra condição fundamental, é que em nenhum momento poder ser ultrapassada a tensão máxima de entrada do inversor. Para a pior situação possível, que corresponde à tensão de circuito aberto (V_{OC}) a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, a tensão nessa situação não deve ultrapassar também a tensão máxima de entrada do inversor. A corrente máxima de entrada do inversor também não deve ser ultrapassada. Os cálculos das condições descritas anteriormente, assim como o cálculo do número máximo de módulos por *string*, o número mínimo de módulos por *string* e o número máximo de *strings* por inversor, conforme o descrito nos subcapítulo 2.6.1 a 2.6.5 e as equações 2.23 a 2.29, estão exemplificados na Figura 54.

Cálculo dos Inversores						
Potência FV total		51,75	kwp			
Nº de painéis		150	unidades			
	Nº de inversores	Inversor	Potência nominal	RP	Nº de módulos	Potência
Inversor 1	1	STP 20000TL-30	20,0	1,022	55	18975 kwp
Inversor 2	1	STP 15000TL-30	15,0	1,02	40	13800 kwp
Inversor 3	1	STP 20000TL-30	20,0	1,022	55	18975 kwp
Total			55	kVA	150	51750 kwp
Coeficiente de temperatura de Voc (mV/°C)				-0,25		
Det. Pot. Inversor 1	13282,5	<	P _{inv} (w) 20000	<	22770	certo
Det. Pot. Inversor 2	9660,0	<	P _{inv} (w) 15000	<	16560,0	certo
Det. Pot. Inversor 3	13282,5	<	P _{inv} (w) 20000	<	22770,0	certo
Det. Pot. Inversor 1		Nº Máximo de Módulos por String		13,5		
		Nº Mínimo de Módulos por String		2,9		
		Nº Máximo de String por Inversor		5,5		
Det. Pot. Inversor 2		Nº Máximo de Módulos por String		13,5		
		Nº Mínimo de Módulos por String		2,9		
		Nº Máximo de String por Inversor		5,5		
Det. Pot. Inversor 3		Nº Máximo de Módulos por String		13,5		
		Nº Mínimo de Módulos por String		2,9		
		Nº Máximo de String por Inversor		5,5		

Figura 54 – Cálculo dos Inversores

4.4.5. CONFIGURAÇÃO

Depois da seleção do inversor e cálculo do(s) mesmo(s), em função dos resultados obtidos é necessário fazer a combinação do(s) inversores com os módulos fotovoltaicos, este menu representado na Figura 55 , indica o número máximo e mínimo de módulos a utilizar por fileira, assim como o número máximo de fileira por inversor, de modo a cumprir os pressupostos referidos anteriormente. Na configuração existem (botões de rotação), de forma a incrementar as quantidades, até se verificarem todas as condições.

Nome do Inversor		Inversor 1	Inversor 2	Inversor 3
Fabricante		SMA_Sunny_Tripower	SMA_Sunny_Tripower	SMA_Sunny_Tripower
Modelo		STP 20000TL-30	STP 15000TL-30	STP 20000TL-30
Nº de Inversores		1	1	1
Potência nominal AC		20,0 kVA	15,0 kVA	20,0 kVA

MPPT	Configuração	Inversor 1		Inversor 2		Inversor 3	
		Nº de Strings	Nº de Módulos FV	Nº de Strings	Nº de Módulos FV	Nº de Strings	Nº de Módulos FV
Configuração 1	A	3	11	2	11	3	11
	B	2	11	2	9	2	11
	Total	5	55	4	40	5	55
Configuração 2	A	6	14	0	0	0	0
	B	0	0	0	0	0	0
	Total	6	84	0	0	0	0
Total		139		40		55	

Figura 55 - Interface (parcial) - Configuração

4.4.6. PRODUÇÃO

De seguida, para um correto dimensionamento é preciso calcular a produção fotovoltaica, com os equipamentos que compõem o sistema fotovoltaico escolhidos anteriormente. Neste menu, é possível escolher o preço médio, resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia para Portugal, valor este que vai entrar no cálculo de venda da energia excedente, no caso de a instalação estar ligada à RESP. Tal como no caso do cálculo do custo da energia sem autoconsumo, o custo da energia que se deixa de ir buscar à rede é obtido através dos preços de tarifas transitórias de venda a clientes finais, ou então quando se conhecer o preço de compra de energia do próprio comercializador é possível selecionar essa opção e introduzir os valores, de forma a ser possível obter uma comparação equitativa, como se vê na Figura 56.

7					Produção				
(Preencher células em branco)									
Produção									
Região	Porto				BTE				
Tarifário	52				kVA				
Potência									
Ciclo_Tarifa_Energia	Simplex				Semanal				
Ciclo	Fixo								
Sistema									
Preços									
Preços da Energia			Preços do Comercializador			Afirmativo			
OMIEm:	40,34				€/MWh				
Tarifário	Continente		Açores		Madeira				
Horas de Ponta	0,2210	FALSO	FALSO	FALSO	€/kWh				
Horas de Cheia	0,1311	FALSO	FALSO	FALSO	€/kWh				
Horas de Vazio Normal	0,0914	FALSO	FALSO	FALSO	€/kWh				
Horas de Super Vazio	0,0801	FALSO	FALSO	FALSO	€/kWh				
Reativa	0,0346	FALSO	FALSO	FALSO	€/kVarh				
Potência Horas de Ponta	0,5181	FALSO	FALSO	FALSO	€/kWdia				
Potência Contratada	0,0226	FALSO	FALSO	FALSO	€/kWdia				
Termo Fixo	26,0800	FALSO	FALSO	FALSO	€				
(Preencher células em branco)									
Tarifário	Continente		Açores		Madeira				
Horas de Ponta					€/kWh				
Horas de Cheia					€/kWh				
Horas de Vazio Normal					€/kWh				
Horas de Super Vazio					€/kWh				
Reativa					€/kVarh				
Potência Horas de Ponta					€/kWdia				
Potência Contratada					€/kWdia				
Termo Fixo					€				

Figura 56 - Interface (parcial) - Produção

Com os módulos fotovoltaicos escolhidos anteriormente, é calculada a potência de pico para cada uma das horas do dia em que existe radiação solar, e para os diferentes meses do ano, em função do distrito onde se insere a localização da instalação, a marca e o modelo do módulo fotovoltaico escolhido, de acordo com as equações 2.4 a 2.12, como por exemplo se verifica na Figura 57.

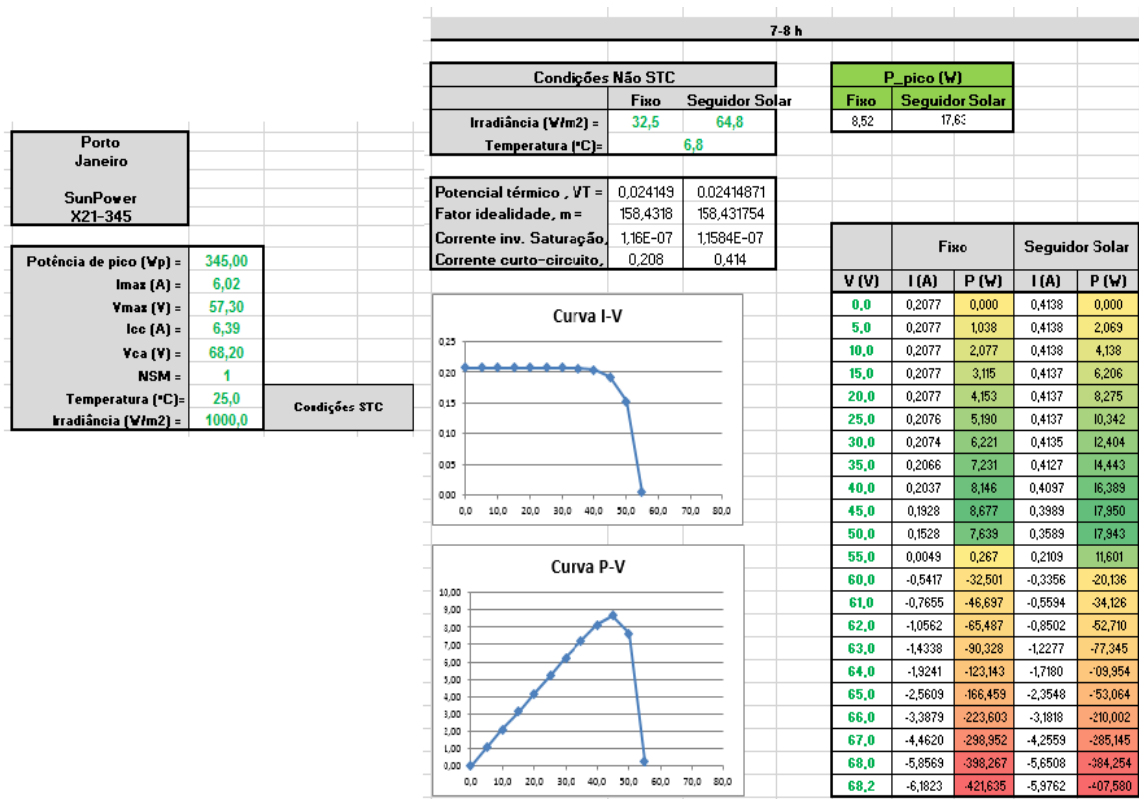


Figura 57 – Exemplo de cálculo da potência de pico (7-8h) no mês de Janeiro no distrito do Porto

Após a caracterização da instalação de consumo e cálculo da produção do sistema fotovoltaico, bem como da simulação dos diagramas de consumo, a próxima etapa consiste na análise energética da instalação elétrica, a partir das seleções feitas anteriormente, como o ciclo mais vantajoso diário ou semanal, em que é efetuada uma comparação de toda a contabilidade energética da instalação elétrica (consumo, produção, autoconsumo, excedente e remuneração com o excedente), tendo em consideração os cenários possíveis exemplificados de seguida:

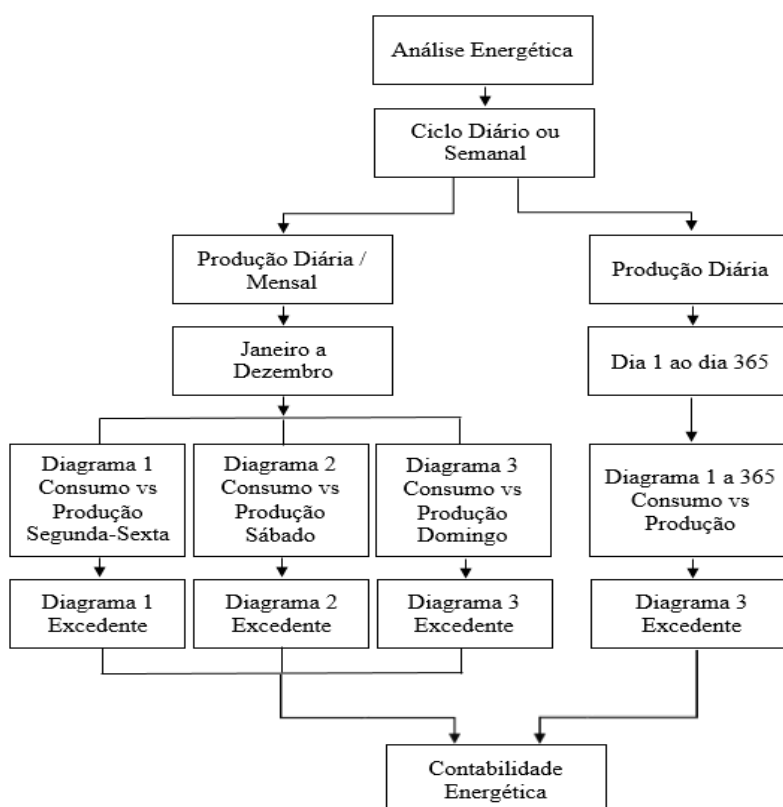


Figura 58 - Métodos de simulação do balanço energético

4.4.7. CABLAGEM

Depois de se fazer toda a contabilização energética, parte-se para a seleção dos cabos a utilizar na instalação (diâmetro e tipo de material) e as distâncias necessárias de cada tipo de condutor, seja cabos de fileira, cabo principal DC ou cabos AC, com a condição de serem cumpridas todas as quedas de tensão máximas admissíveis, conforme o descrito no subcapítulo 2.8 e recorrendo às equações 2.30 a 2.41. Neste menu, depois de seleção dos cabos e distâncias, são apresentados todos os resultados relativos aos comprimentos totais

dos cabos, as perdas de potência por fileira, totais e as perdas de produção totais, como se verifica na Figura 59.

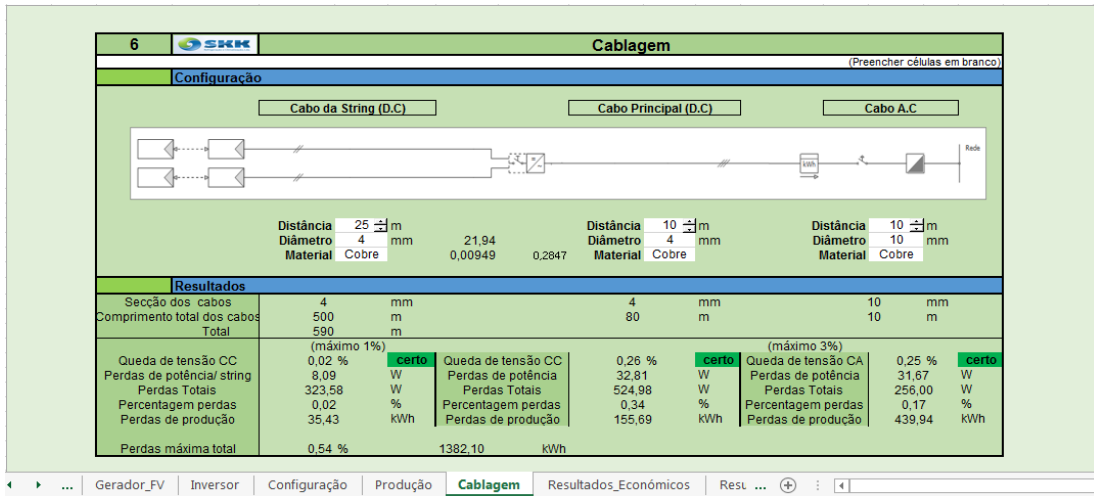


Figura 59 - Interface (parcial) - Cablagem

4.4.8. RESULTADOS ECONÓMICOS

Posteriormente ao dimensionamento fotovoltaico em autoconsumo, com ou sem ligação à rede, é essencial a elaboração de um estudo de viabilidade económica, com o objetivo de determinar a rentabilidade do sistema fotovoltaico, pois estes resultados podem viabilizar ou não a realização do projeto em causa, de acordo com o descrito no subcapítulo 2.10 e equações 2.45 a 2.47. A viabilidade de um sistema fotovoltaico está diretamente relacionada com o investimento inicial, a tarifa de venda de energia, a poupança energética e económica e a taxa de atualização de forma a calcular os índices de viabilidade económica, VAL, TIR e PB, como se verifica na Figura 60.

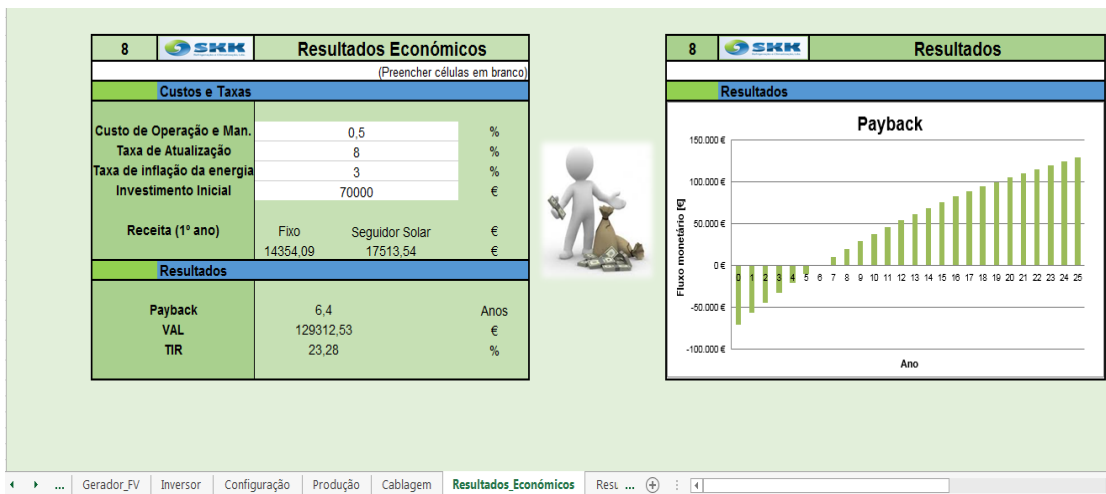


Figura 60 - Interface (parcial) – Resultados económicos

4.5. PROPOSTA GERAL

Terminado o dimensionamento do sistema fotovoltaico e apurados os resultados de viabilidade económica, todos os resultados essenciais para a proposta comercial do cliente, são sintetizados e convertidos num documento em *Word/PDF*, para enviar ao cliente de forma a satisfazer o seu pedido de dimensionamento do sistema fotovoltaico em autoconsumo, tal como na Figura 61. A proposta comercial de dimensionamento (Anexo P) vai acompanhada do respetivo orçamento (Anexo K) e do diagrama unifilar (Anexo L) da instalação fotovoltaica.

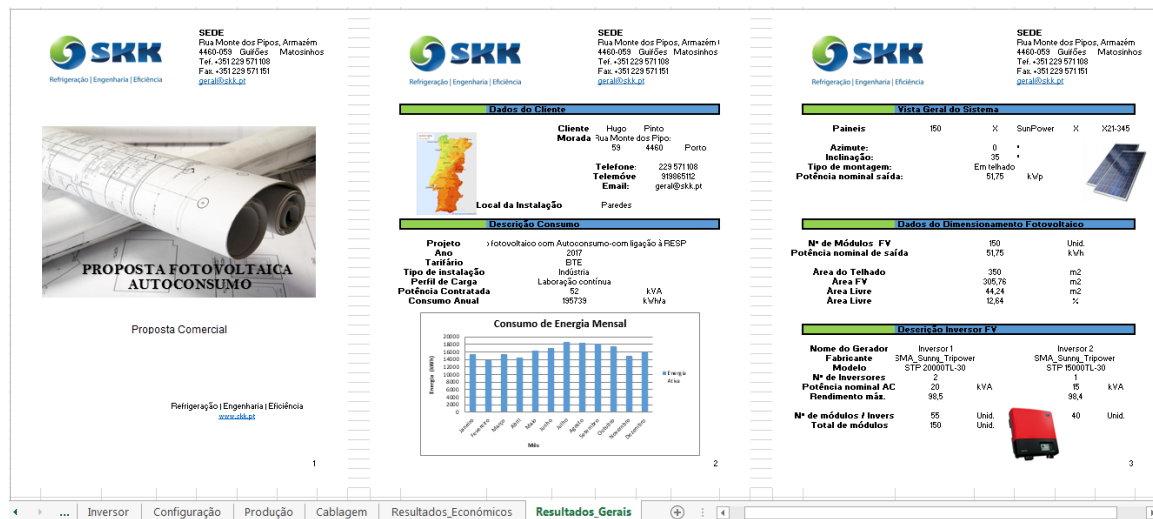


Figura 61 - Interface (parcial) – Resultados Gerais

4.6. ANÁLISE CONCLUSIVA

Depois da descrição pormenorizada da ferramenta de cálculo desenvolvida, é perceptível que esta é uma mais-valia para a empresa, de modo a responder as solicitações dos seus clientes que pretendam instalar sistemas fotovoltaicos. A ferramenta de cálculo desenvolvida permite, que um determinado utilizador na empresa, baseado na localização, potência contratada, tarifa e consumo anual encontrar o perfil de consumo, de um possível cliente, de forma a dimensionar a potência a instalar e avaliar a viabilidade técnica e económica da implementação de uma UPAC, de forma detalhada, tendo em consideração os objetivos do promotor do projeto.

A utilização da ferramenta desenvolvida é compatível com a utilização de outras ferramentas do mercado, de forma a comparar resultados, para uma melhor assertividade nos resultados quer técnicos ou económicos a apresentar ao cliente.

5. ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DOS CASOS DE ESTUDO

5.1. INTRODUÇÃO

A otimização energética nas empresas, quer seja para se tornarem mais competitivas, quer por questões ambientais, são preocupações atuais das empresas, pois o preço da energia é cada vez mais elevado e a indústria em Portugal apresenta uma fatia considerável do consumo de energia, em particular as indústrias ou comércios que possuem nas suas instalações sistemas de refrigeração, daí a necessidade das empresas aproveitarem novas oportunidades de forma a evoluírem e crescerem.

Partindo dos conhecimentos estudados e apresentados nos capítulos 2 e 3, serão analisados três casos, dois casos de estudo (indústrias) do sector da indústria alimentar, com tecnologias semelhantes e consumos diferentes. Foram alvo deste estudo duas instalações do setor de abate de gado (produção de carne), em que foi feito todo o levantamento de informação acerca das instalações principalmente da parte dos sistemas de refrigeração. Para além destes dois casos, foram recolhidos dados de uma outra instalação, especificamente um comércio

com equipamentos de refrigeração de modo a melhor exemplificar as potencialidades da ferramenta desenvolvida.

De forma respeitar a confidencialidade das instalações, estas aparecem com a designação de empresa (A), empresa (B) e empresa (C). Nos vários casos de estudo foi feita uma análise da faturação energética das empresas, e a todo o equipamento e características das câmaras de refrigeração, no caso das indústrias. Em relação às fontes de energia primária, as empresas (A e B) têm em comum, o facto de terem a eletricidade e o gasóleo, como fontes de energia primárias, uma vez que ambas têm geradores de emergência a gasóleo, para o caso de surgir uma falha no abastecimento de eletricidade. No entanto, a empresa (A) utiliza ainda, gás natural como fonte de energia, pois necessitam da produção de vapor de água a alta pressão para o funcionamento da secção de abate de gado. A empresa (B), apesar de pertencer ao setor de atividade de abate de gado não o faz, apenas armazena carne, enquanto a empresa (A) efetua os dois processos.

5.1.1. CARATERIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO: EMPRESA A

A empresa (A) situa-se no distrito de Aveiro, iniciou a sua atividade no ano de 2001, sendo que as câmaras e o sistema de refrigeração são da mesma altura, situa-se numa zona industrial, ladeada por outras instalações industriais. A alimentação desta instalação é feita em Média Tensão (MT) havendo um transformador de 630 kVA. Durante o desenvolvimento do projeto teve-se em atenção os seguintes requisitos:

- O sistema de produção a projetar destina-se a uma unidade industrial com laboração em turno único. O horário de laboração incluindo todas as unidades da empresa é das 8h às 20h (segunda a sexta) e parte de sábado;
- A empresa é alimentada em média tensão e tem um contrato de fornecimento de energia com a potência contratada de 293 kVA em médias utilizações;

O sistema de refrigeração é centralizado, composto por dois compressores com controlo de carga com uma potência total de 90 W e uma torre de refrigeração com potência de 8,25W. Ao nível de câmaras de refrigeração verifica-se que a instalação possui 18 câmaras, sendo as mais pequenas com volume na ordem dos 37 m³ e as maiores de 250 m³, o somatório do volume de cada câmara perfaz um total de 2460 m³. Tratam-se todas de câmaras de refrigeração sendo o seu valor de temperatura interior compreendido entre 0 a 2 °C.

Relativamente aos componentes consumidores de EE no interior das câmaras, os ventiladores dos evaporadores têm uma potência de 370 W.

A potência total instalada dos principais equipamentos da instalação de frio apresenta-se distribuída por: compressores (82%), ventiladores (14%), torre de refrigeração e iluminação (4%), sendo os valores relativos aos ventiladores e iluminação apresentados na Tabela 15 (BARRIAS, 2015), a qual acresce a potência dos compressores e da torre de refrigeração. Os valores totais são de 117,40 kW (BARRIAS, 2015).

Tabela 15 - Descrição de cada câmara frigorífica da empresa (A)

Câmaras		Ventiladores		Iluminação		Potência
Identificação da Câmara	Volume (m ³)	Quantidade	Potência (W)	Quantidade	Potência (W)	Total (W)
1	37,17	1	370	2	98	468
2	36,96	1	370	2	98	468
3	27,65	1	370	2	98	468
4	27,65	1	370	2	98	468
5	27,65	1	370	2	98	468
6	247,05	4	1480	6	294	1774
7	254,45	4	1480	6	294	1774
8	257,80	6	2220	6	294	2514
9	246,14	6	2220	6	294	2514
10	183,17	3	1110	4	196	1306
11	188,89	3	1110	4	196	1306
12	208,58	2	740	6	294	1034
13	192,63	2	740	6	294	1034
14	254,72	2	740	12	588	1328
15	79,38	1	370	3	147	517
16	64,15	1	370	4	196	566
17	63,15	1	370	4	196	566
18	63,15	1	370	4	196	566
Total	2460,34	41	15170	81	3969	19139

Relativamente à fatura energética a instalação apresenta um custo total anual de EE de 128.280,54 € e um consumo anual de energia ativa de 747081 kWh, tal como a Tabela 16.

Tabela 16 - Consumo de energia total no ano 2015 na empresa (A)

Meses	Energia Ativa (kWh)					Reativa (KVarh)	Total
	HP	HC	HVN	HSV	Total		
Janeiro	10066	34526	6084	7768	58444	57	58501
Fevereiro	8664	30147	5289	6689	50789	62	50851
Março	10294	36068	6018	7386	59766	59	59825
Abril	8773	29629	13863	7993	60258	61	60319
Maio	9738	32586	12146	7776	62246	73	62319
Junho	9617	34398	12625	8279	64919	39	64958
Julho	10208	36069	12501	8427	67205	183	67388
Agosto	11145	38767	14409	9199	73520	50	73570
Setembro	10971	38398	10285	8914	68568	49	68617
Outubro	11224	38459	6563	8110	64356	50	64406
Novembro	9336	32252	5556	7057	54201	46	54247
Dezembro	10964	37660	6257	7928	62809	55	62864
Total	121000	418959	111596	95526	747081	784	747865

De referir que a Tabela 17 apresenta os custos de energia consumida pela instalação (2017), seja período legal de Inverno como no de Verão, não estando assim contemplados nestes, os valores referentes à tarifa associada à potência contratada e restantes taxas associadas e a taxa de IVA atualmente em vigor de 23%.

Tabela 17 - Faturação mensal no período de Inverno e Verão na empresa (A)

Meses	Potência (kVA)		Custo (€)					Total
	PC	PHP	HP	HC	HVN	HSV	Reativa	
Janeiro	293	152,65	1455,54	3870,36	473,94	516,57	1,65	6316,42
Fevereiro	293	152,65	1252,81	3379,48	412,01	444,82	1,80	5489,12
Março	293	152,65	1488,51	4043,22	468,80	491,17	1,71	6491,71
Abril	293	153,91	1268,58	3321,41	1079,93	531,53	1,77	6201,45
Maió	293	154,57	1408,11	3652,89	946,17	517,10	2,12	6524,28
Junho	293	152,65	1390,62	3856,02	983,49	550,55	1,13	6780,68
Julho	293	154,67	1476,08	4043,33	973,83	560,40	5,31	7053,64
Agosto	293	154,79	1611,57	4345,78	1122,46	611,73	1,45	7691,54
Setembro	293	152,65	1586,39	4304,42	801,22	592,77	1,42	7284,80
Outubro	293	153,91	1622,99	4311,25	511,26	539,32	1,45	6984,82
Novembro	293	152,65	1349,99	3615,45	432,81	469,29	1,33	5867,54
Dezembro	293	152,65	1585,39	4221,69	487,42	527,21	1,60	6821,71
Total	3516	1840,40	17496,58	46965,31	8693,34	6352,47	22,74	79507,71

Com os valores do consumo e faturação de energia mensal nas horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, para os períodos de Inverno e Verão, procedeu-se ao levantamento do gráfico destes mesmos como se pode constatar nas figuras seguintes. A distribuição dos consumos por períodos horários distribui-se ao longo de um ano como mostra a Figura 62. O período horário que toma preponderância é o das horas cheias, ocupando cerca de 56%, o das horas ponta de cerca de 16%, o de vazio normal de 15% e o de super vazio é de 13%.

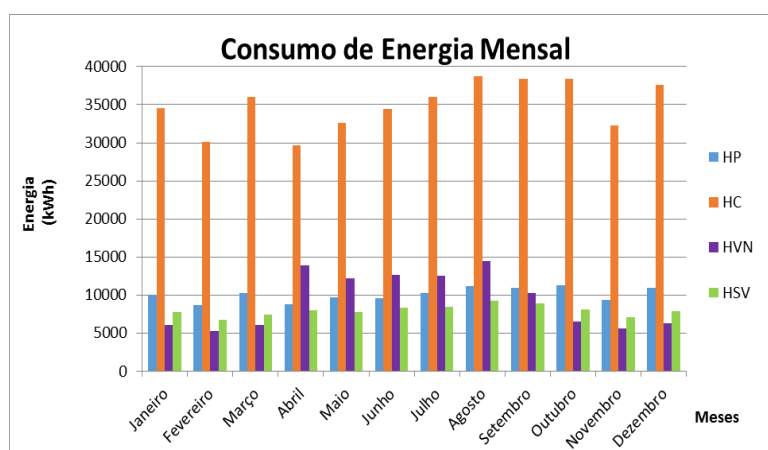


Figura 62 - Distribuição dos consumos mensais por período horário - Empresa (A)

Daqui se retira em que os meses de maior consumo são os meses de verão, já os de menor consumo são Novembro e Fevereiro, os meses de Dezembro e Março apresentam um valor

relativamente superior comparativamente ao mês anterior, este facto deve-se as épocas festivas de páscoa, natal e de ano novo.

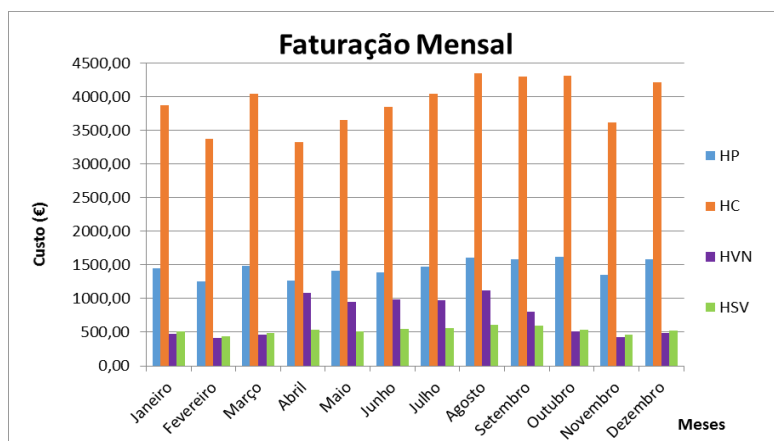


Figura 63 - Faturação mensal de energia ativa na empresa (A)

A potência contratada (PC) é de 293 kVA, a potência em horas de ponta (PHP) é de 153 kW. Além da energia ativa com um custo de cerca de 79507,71 €, Figura 63, esta instalação apresenta valores de energia reativa, o valor total anual de reativa foi de 784 kVARh e o respetivo custo é de 22,74 €. Na Tabela 18, está resumida toda a informação tratada e sintetizada, das necessidades de produção para a empresa (A).

Tabela 18 - Resumo geral da empresa (A)

Descrição	Valor
Consumo Total Anual de EE Ativa	747081 kWh
Quantidade de Produto Anual	5394,8 t
Volume Total das Câmaras	2460,34 m ³
Potência Nominal dos Compressores	90 kW
Potência Instalada de Frio	117,4 kW
Custo Total Anual de EE	128.280,54 €

5.1.2. CARATERIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO: EMPRESA B

A empresa (B) situa-se no distrito do Porto, trata-se de uma empresa inserida no setor de gado, nesta empresa é feita a comercialização e armazenamento de carne. Esta instalação é alimentada em baixa tensão especial (BTE). Durante o desenvolvimento do projeto teve-se em atenção os seguintes requisitos:

- O sistema de produção a projetar destina-se a uma pequena unidade industrial com laboração em turno único. O horário de laboração incluindo todas as unidades da empresa é das 8h às 20h (segunda a sexta) e parte de sábado;

- A empresa é alimentada em baixa tensão especial e tem um contrato de fornecimento de energia com a potência contratada de 52 kVA em médias utilizações;

Entrou em funcionamento no início da década de 90, tendo sofrido algumas melhorias a partir do ano 2000 e a sua localização é num meio rural. Ao nível de câmaras de refrigeração possui nove câmaras sendo uma delas de congelação com um volume total de 1600 m³ (BARRIAS, 2015). As temperaturas das câmaras de refrigeração são de 0 a 2 °C e a da congelação é da ordem dos -18 °C. A potência instalada referente aos compressores é de 46 kW, sendo que a potência total instalada acrescentando os compressores (85%), os motores dos ventiladores (10%) e a iluminação (5%) perfaz um total de 53,8 kW, como se verifica na Tabela 19 (BARRIAS, 2015).

Tabela 19 - Descrição de cada câmara frigorífica da empresa (B)

Câmaras		Compressores	Ventiladores		Iluminação		Potência
Identificação da Câmara	Volume (m ³)	Potência (W)	Quant.	Potência (W)	Quant.	Potência (W)	Total (W)
1	127,04	3700	-	-	4	196	3896
2	130,16	2940	-	-	4	196	3136
3	203,05	5510	-	-	12	588	6098
4	93,96	3730	-	-	2	98	3828
5	259,76	7500	2	2730	8	392	10622
6	146,51	3730	-	-	4	196	3926
7	57,51	3730	2	750	4	196	4676
8	63,18		2	750	4	196	946
9 (congelação)	523,85	9500	2	1100	9	441	16631
		5590					
Total	1605,02	45930	8	5330	51	2499	53759

Relativamente à fatura energética a instalação apresenta um custo total anual de EE de 37.925,39 € e um consumo anual de energia ativa de 195 739 kWh, como mostra a Tabela 20.

Tabela 20 - Consumo de energia total no ano 2015 na empresa (B)

Meses	Energia Ativa (kWh)					Reativa (KVARh)	Total
	HP	HC	HVN	HSV	Total		
Janeiro	2591	7437	3386	2060	15474	3369	18843
Fevereiro	2350	6621	3053	1849	13873	3048	16921
Março	2586	7196	3367	2124	15273	3183	18456
Abril	2583	6449	3429	1984	14445	2976	17421
Maio	2922	7447	368	2303	16357	2587	18944
Junho	2997	7753	3840	2403	16993	2313	19306
Julho	3287	8579	4104	2572	18542	2101	20643
Agosto	3269	8477	4152	2566	18464	2127	20591
Setembro	3288	8295	4028	2492	18103	1847	19950
Outubro	3131	7932	3920	2445	17428	2252	19680
Novembro	2659	6997	3310	2044	15010	2932	17942
Dezembro	2767	7413	3435	2162	15777	3241	19018
Total	34430	90596	43709	27004	195739	31976	227715

De referir que a tabela seguinte apresenta os custos de energia consumida pela instalação (2017), seja no período legal de Inverno como no de Verão, não estando assim contemplados nestes, os valores referentes à tarifa associada à potência contratada e restantes taxas associadas e a taxa de IVA atualmente em vigor de 23%, como se verifica na Tabela 21.

Tabela 21 - Faturação mensal no período de Inverno e Verão na empresa (B)

Meses	Potência (kVA)		Custo (€)					Total
	PC	PHP	HP	HC	HVN	HSV	Reativa	
Janeiro	52	22,01	572,61	974,99	309,48	165,01	116,57	2022,09
Fevereiro	52	20,98	519,35	868,01	279,04	148,10	105,46	1814,51
Março	52	20,85	571,51	943,40	307,74	170,13	110,13	1992,78
Abril	61	20,74	570,84	845,46	313,41	158,92	102,97	1888,64
Maiο	61	23,56	645,76	976,30	336,81	184,47	89,51	2143,34
Junho	55	24,98	662,34	1016,42	350,98	192,48	80,03	2222,21
Julho	55	26,51	726,43	1124,71	375,11	206,02	72,69	2432,26
Agosto	55	26,36	722,45	1111,33	379,49	205,54	73,59	2418,81
Setembro	52	27,4	726,65	1087,47	368,16	199,61	63,91	2381,89
Outubro	52	25,25	691,95	1039,89	358,29	195,84	77,92	2285,97
Novembro	52	22,16	587,64	917,31	302,53	163,72	101,45	1971,20
Dezembro	52	22,31	611,51	971,84	313,96	173,18	112,14	2070,49
Total	651	283,11	7609,03	11877,14	3995,00	2163,02	1106,37	25644,19

Com os valores do consumo e faturação de energia mensal nas horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, para os períodos de Inverno e Verão, procedeu-se ao levantamento do gráfico destes mesmos como se pode constatar nas figuras seguintes. A distribuição dos consumos por períodos horários distribui-se ao longo de um ano como mostra a Figura 64. O período horário que toma preponderância é o das horas cheias, ocupando cerca de 46%, o das horas ponta de cerca de 18%, o de vazio normal de 22% e o de super vazio é de 14%, tal sucede porque o horário de funcionamento da instalação de utilização tem uma distribuição de horas que resulta em 3,5 horas de ponta e 8,5 horas de cheias.

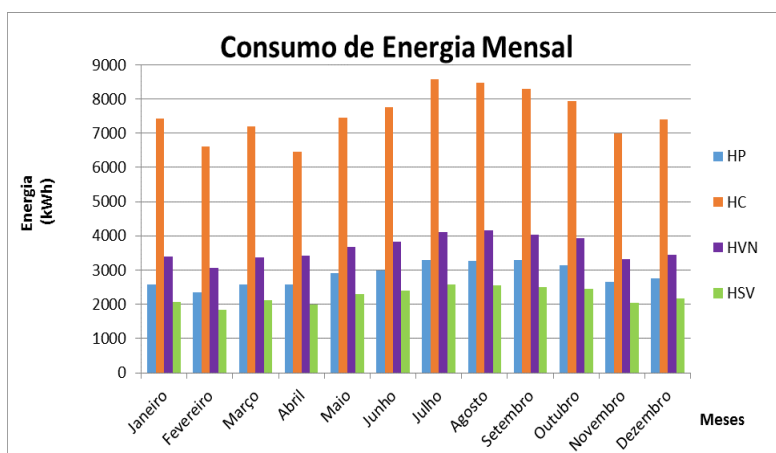


Figura 64 - Distribuição dos consumos mensais por período horário - Empresa (B)

Daqui se retira, que os meses de maior consumo são os meses de verão, já os de menor consumo são Novembro e Fevereiro, os meses de Março e Dezembro apresentam um valor relativamente superior comparativamente ao mês anterior, este facto deve-se as épocas festivas de páscoa, natal e de ano novo.

A potência contratada (PC) varia entre os 52 e os 61 kVA, a potência em horas de ponta (PHP) apresenta um valor médio de 24 kW. Além da energia ativa com um custo de cerca de 25644,2 €, Figura 65, esta instalação apresenta valores significativos de energia reativa, o valor total anual de reativa foi de 31976 kVArh e o respetivo custo anual é de 1106,37 €. Dada a quantidade de motores e de iluminação fluorescente é notório o valor elevado da energia reativa.

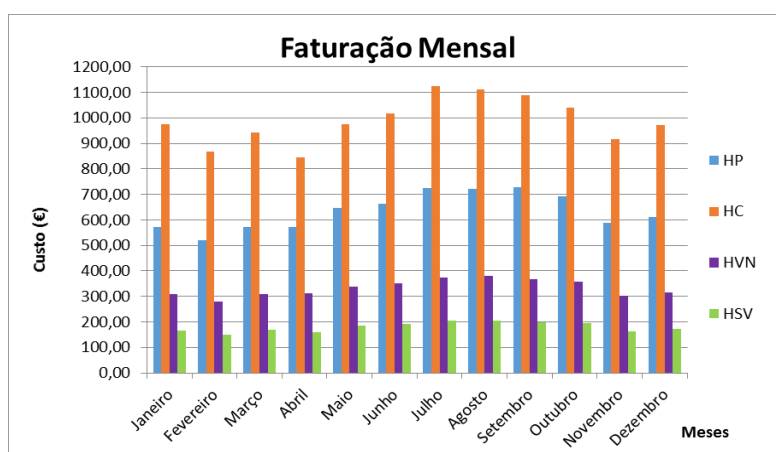


Figura 65 - Faturação mensal de energia ativa na empresa (B)

Na Tabela 22, está resumida toda a informação tratada e sintetizada, das necessidades de produção para a empresa (B).

Tabela 22 - Resumo geral da empresa (B)

Descrição	Valor
Consumo Total Anual de EE Ativa	195739 kWh
Quantidade de Produto Anual	3120 t
Volume Total das Câmaras	1 605,02 m ³
Potência Nominal dos Compressores	45,93 kW
Potência Instalada de Frio	53,76 kW
Custo Total Anual de EE	37925,39 €

5.1.3. CARATERIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO: EMPRESA C

A empresa (C) também se situa-se no distrito do Porto, iniciou a sua atividade no ano de 2004, sendo que as câmaras frigoríficas são da mesma altura. Este comércio insere-se no setor de venda ao cliente final onde se destina a armazenar produtos já congelados. A alimentação desta instalação é feita em Baixa Tensão Normal (BTN). Durante o desenvolvimento do projeto teve-se em atenção os seguintes requisitos:

- O sistema de produção a projetar destina-se a uma unidade comercial com laboração em turno único. O horário em que está aberto ao público é das 8h às 21h (segunda a domingo);
- A empresa é alimentada em baixa tensão e tem um contrato de fornecimento de energia com a potência contratada de 17,25 kVA em médias utilizações;

No caso da empresa C, não foi possível aceder às características dos sistemas de refrigeração, de forma a caracterizar de forma detalhada como nos casos anteriores. Relativamente à fatura energética a instalação apresenta um custo total anual de EE de 8037,43 € e um consumo anual de energia ativa de 9897 kWh, tal como a Tabela 23.

Tabela 23 - Consumo de energia total no ano 2016 na empresa (C)

Meses	Energia Ativa (kWh)			Total
	HP	HC	HVN	
Janeiro	189	465	321	975
Fevereiro	123	323	219	665
Março	166	434	295	895
Abril	157	411	279	847
Mai	161	422	286	869
Junho	157	410	278	845
Julho	177	290	320	787
Agosto	213	83	289	585
Setembro	170	405	274	849
Outubro	164	410	390	964
Novembro	213	411	183	807
Dezembro	149	384	276	809
Total	2039	4448	3410	9897

De referir que a Tabela 24 apresenta os custos de energia consumida pela instalação, seja período legal de Inverno como no de Verão, não estando assim contemplados nestes, os valores referentes à tarifa associada à potência contratada e restantes taxas associadas e a taxa de IVA atualmente em vigor de 23%.

Tabela 24 - Faturação mensal no período de Inverno e Verão na empresa (C)

Meses	Potência (kVA)	Custo (€)			Total
		HP	HC	HVN	
Janeiro	17,25	31,36	77,14	53,25	161,75
Fevereiro	17,25	20,41	53,59	36,33	110,32
Março	17,25	27,54	72,00	48,94	148,48
Abril	17,25	26,05	68,18	46,29	140,52
Maió	17,25	26,71	70,01	47,45	144,17
Junho	17,25	26,05	68,02	46,12	140,19
Julho	17,25	29,36	48,11	53,09	130,56
Agosto	17,25	35,34	13,77	47,95	97,05
Setembro	17,25	28,20	67,19	45,46	140,85
Outubro	17,25	27,21	68,02	64,70	159,93
Novembro	17,25	35,34	68,18	30,36	133,88
Dezembro	17,25	24,72	63,71	45,79	134,21
Total	207	338,27	737,92	565,72	1641,91

Com os valores do consumo e faturação de energia mensal nas horas de ponta, cheias, vazio normal, para os períodos de Inverno e Verão, procedeu-se ao levantamento do gráfico destes mesmos como se pode constatar nas figuras seguintes. A distribuição dos consumos por períodos horários distribui-se ao longo de um ano como mostra a Figura 66. O período horário que toma preponderância é o das horas cheias, ocupando cerca de 45%, o das horas ponta de cerca de 21%, o de vazio normal de 34%.

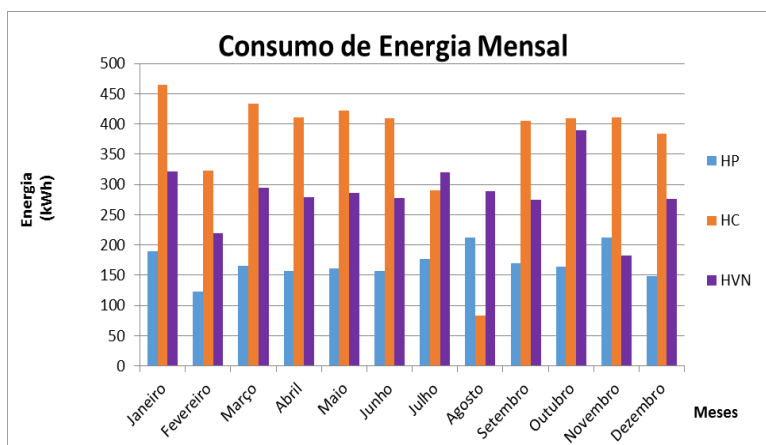


Figura 66 - Distribuição dos consumos mensais por período horário - Empresa (C)

Daqui se retira que os meses de maior consumo são os meses de Janeiro e Março, já os de menor consumo são os de Fevereiro e Agosto, devido ao período de férias.

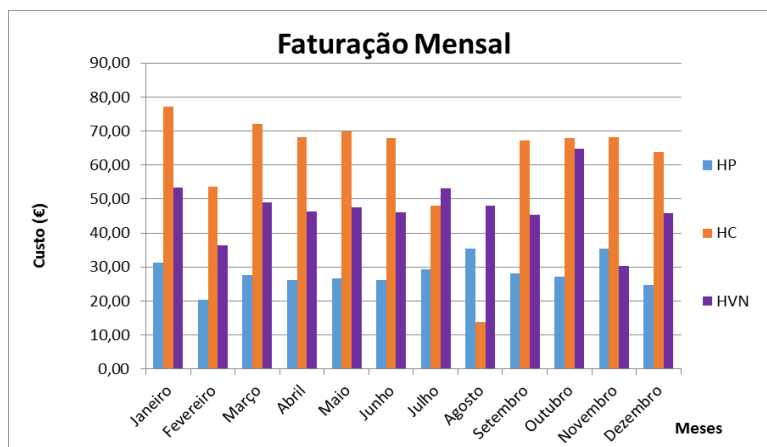


Figura 67 - Faturação mensal de energia ativa na empresa (C)

5.1.4. COMPARAÇÃO ENTRE OS CASOS DE ESTUDO

Sabe-se que as empresas (A e B) atuam no setor de gado, embora com ligeiras diferenças entre elas. A empresa (A) tem a atividade de matadouro e distribui mas só tem refrigeração, a empresa (B) possui uma câmara de congelação e não faz abate de gado apenas armazenamento e distribuição. No caso da empresa (C) diz respeito a um comércio. A volumetria e a envolvente das instalações são dois aspetos distintos entre ambas as instalações, sendo que a primeira estudada tem uma área superior em relação à segunda que tem menores dimensões, com número inferior de janelas e portas o que oferece menores perdas térmicas. A localização da empresa (A) é numa zona industrial, enquanto as instalações da empresa (B) se encontram numa zona rural, já a empresa (C) situa-se em zona de cidade. O tempo de operação difere entre todos os casos de estudo.

A potência instalada para cada instalação, no caso das empresas (A e B), tendo em conta os compressores, evaporadores e a iluminação segue a distribuição representada nas figuras seguintes, valores estes que não apresentam diferenças muito significativas entre elas.

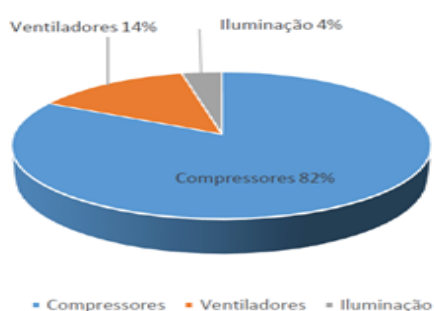


Figura 69 - Distribuição da potência instalada – Empresa (A)

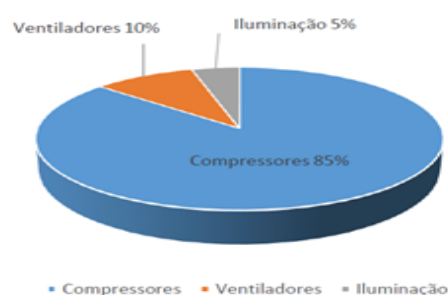


Figura 68 - Distribuição da potência instalada – Empresa (B)

Em relação aos consumos, na empresa (A) os meses de menor consumo são fevereiro e novembro e os de maior consumo o mês de julho e agosto, a mesma tendência acontece na empresa (B), embora se verifique que o mês de agosto é o de maior consumo. Esta tendência justifica-se pelo facto de nos meses quentes a temperatura ser mais elevada o que origina maiores consumos. Os consumos por período horário são demonstrados na Figura 70, onde é evidente que perto de 50% do consumo acontece nas horas de cheias (HC), relativamente aos restantes períodos as empresas (A e B) seguem a mesma tendência, em que o segundo período com maior consumo difere para ambas as empresas, na empresa (A) são as horas ponta (HP), na empresa (B) as horas de vazio normal, (HVN). A empresa (C) apresenta maior consumo nas horas de vazio normal relativamente às horas de ponta.

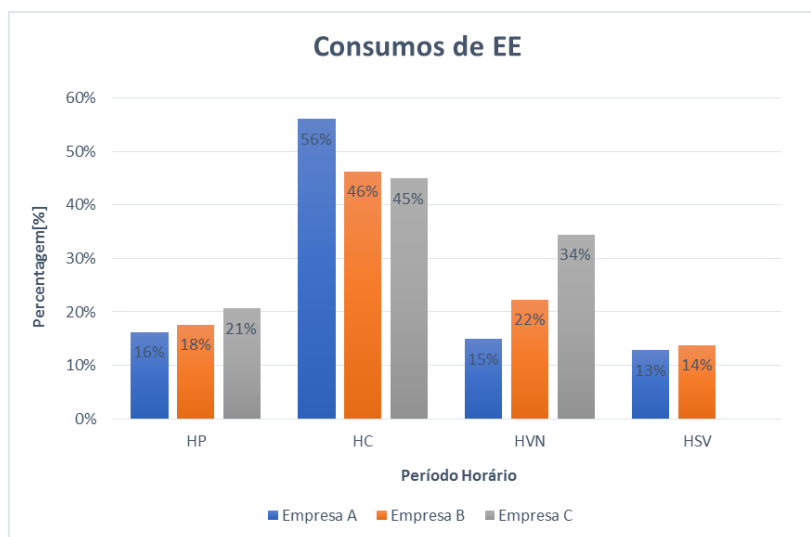


Figura 70 – Distribuição dos consumos de EE por período horário

5.2. DIMENSIONAMENTO FOTOVOLTAICO (SKK_SOLAR)

Neste subcapítulo realiza-se a escolha dos componentes constituintes do sistema fotovoltaico, bem como o dimensionamento da unidade de produção fotovoltaica adequada à área disponível, para estes três casos de estudo. Procedeu-se assim à definição dos componentes da unidade de produção fotovoltaica, sendo esta constituída por painéis fotovoltaicos, inversor central, suportes para módulos solares, contador bidirecional e cabos de ligação, nomeadamente cabos de *string*, cabo principal DC e cabo de ligação AC. Por fim, apresenta-se uma estimativa orçamental dos componentes definidos para a unidade de produção fotovoltaica, com o objetivo de se obter o valor de investimento a utilizar na análise de viabilidade económica e ainda ficar com uma perceção dos custos destes equipamentos.

5.2.1. DESCRIÇÃO TÉCNICA

O módulo fotovoltaico usado no âmbito deste projeto da unidade de produção de energia destinada ao autoconsumo nas instalações de utilização das empresas (A, B e C), foram os módulos monocristalinos SPR-X21-345-COM, da marca SUNPOWER, com as características presentes no (Anexo G). As características técnicas dos módulos são importantes para se poderem realizar estimativas da quantidade de energia gerada, bem como verificar a compatibilidade de ligação com outros componentes do sistema fotovoltaico. De referir que todos estes valores são obtidos em condições de teste (STC), o coeficiente de temperatura é bastante importante porque em dias em que o valor de radiação é elevado, a temperatura nas células aumenta, podendo chegar aos 70°C, causando uma redução do rendimento. Por outro lado, a baixas temperaturas, o valor de tensão em circuito aberto aumenta, colocando em risco o estado da célula fotovoltaica. As características construtivas (dimensões, espessura e peso) também são importantes para a realização do projeto uma vez que estes dados permitem escolher as estruturas de suporte e verificar o espaço que os módulos vão ocupar.

Para os dimensionamentos efetuados foram usados três modelos de inversores do fabricante SMA, no caso da empresa (A) optou-se por usar o modelo *Sunny Tripower 20000TL*, de potência nominal de 20 kW e o modelo *Sunny Tripower 15000TL*, de potência nominal de 15kW, no caso da empresa (B) optou-se por usar o modelo *Sunny Tripower 25000TL*, de potência nominal de 25 kW, já no caso da empresa (C) optou-se pelo modelo *Sunny Boy SB 1.5-IVL-40*, de potência nominal de 1,5 kW, com as características presentes no (Anexo H).

Na Tabela 25 são apresentadas as principais características dos edifícios/empresas onde serão instalados os sistemas fotovoltaicos, nomeadamente a área disponível em cada edifício bem como a sua orientação e inclinação.

Tabela 25 – Características dos edifícios principais nas empresas (A, B e C)

Empresa	Tipo de Telhado	Material	Comprimento (m)	Largura (m)	Área Total (m ²)	Orientação	Inclinação
A	Inclinado	Painel Sandwich	44,45	17,80	791,21	Sul	35°
B	Inclinado	Painel Sandwich	33,40	9,50	317,30	Sul	35°
C	Plano	Tela/Godo	10,2	3,61	36,82	Sul	0°

As áreas totais apresentadas tanto para a empresa A e a empresa B, são as áreas do telhado virado a sul, tendo a área virada a norte áreas totais idênticas, pois ambas as empresas têm instalações com duas partes do telhado nos edifícios principais (pavilhão), uma virada a norte e outra a sul. A área total disponível, para a instalação dos painéis fotovoltaicos é de cerca 791,21 m² na empresa A e de 317,30 m² na empresa B, em que o telhado em ambos os casos tem uma inclinação aproximada de 35°, a área total disponível é considerada na sua totalidade, pois não existe a necessidade de existir distanciamento entre fileiras, de modo a não provocar sombreamento entre os módulos. No caso da empresa C é do tipo plano virado a sul, com uma área disponível de 36,82 m² com uma inclinação de cerca de 0°.

5.2.2. RESULTADOS OBTIDOS DA FERRAMENTA SKK_SOLAR

Módulos e Inversor

Tendo em conta o limite de potência de ligação, em que a potência de ligação do sistema fotovoltaico deve ser igual ou inferior à potência contratada da instalação de consumo, a potência instalada do sistema fotovoltaico não poderá ser superior aos 293 kVA no caso da empresa A, e de 52 kVA no caso da empresa B, mas no primeiro caso como a potência tomada nas horas de ponta apresenta valores médios a rondar os 153 kW, o sistema fotovoltaico em autoconsumo será dimensionado para uma potência a rondar este valor. No caso da empresa C a potência instalada será de 1,5 kW em função das necessidades da instalação. Estes valores de potência contratada foram obtidos da análise das faturas energéticas das empresas, assim como dos consumos nos quatro períodos (ponta, cheia, vazio normal e super vazio), que variam consoante o dia da semana em questão e o período de hora legal de verão (abril a setembro) e inverno (outubro a março), já demonstrados anteriormente. No dimensionamento em autoconsumo efetuado, o ciclo semanal, foi o escolhido para efeitos de faturação da energia, em que existe uma distinção entre os dias da semana (segunda a sexta), dos dias de fim-de-semana, (sábado e domingo), pois o preço da energia adquirida a rede, para cada um destes períodos horários é diferente, em função também da hora legal do ano, visto que tanto na empresa A como na empresa B a laboração é de segunda a sexta, e parte do dia de sábado, mas como possuem sistemas de refrigeração, equipamentos que estão sempre em funcionamento, o consumo é contínuo, embora seja durante a semana que se registam os maiores consumos devido ao facto da entrada e saída

de pessoas e de alimentos nas câmaras frigoríficas. No caso da empresa C, embora o período de funcionamento seja de segunda a domingo, foi usado o ciclo semanal, tarifa tri-horária.

Do dimensionamento realizado no SKK_Solar, apresentam-se os principais resultados obtidos, na Tabela 26.

Tabela 26 - Síntese do dimensionamento efetuado no SKK_Solar

Empresa	A	B	C
Total de Módulos	442	150	4
Modelo	X21-345W	X21-345W	X21-345W
Potência Instalada	152,49	51,75	1,38
Total de Inversores	6	2	1
	2		
Modelos	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30	SB 1.5-1VL-40
	STP 15000TL-30		
Potência Nominal (kW)	120	50	1,5
	30		
Área Disponível (m²)	791	317	37
Área Utilizada (m²)	720,78	244,61	6,52
Área Livre (%)	8,88	22,84	82,37

Da Tabela 26, é possível verificar que no caso da empresa A, que para uma potência instalada de 152,49 kWp, esta correspondendo a uma potência nominal ou de ligação de 150 kW, no caso da empresa B, que para uma potência instalada de 51,75 kWp, esta correspondendo a uma potência nominal ou de ligação de 50 kW, já no caso da empresa C, que para uma potência instalada de 1,38 kWp, esta correspondendo a uma potência nominal ou de ligação de 1,5 kW. Em relação à área disponível verifica-se que em todos os casos ainda sobrou área disponível para efeitos de manutenção.

Configuração

Tendo em conta os parâmetros dos inversores escolhidos para os casos das empresas A e B, em que o limite mínimo e máximo de tensão para potência MPP dos inversores escolhidos é respetivamente 150V-800V, a tensão máxima do sistema do inversor é de 1000V e a corrente máxima de entrada é 33 A. Relativamente a empresa A chegou-se aos resultados apresentados na Figura 71, em que o número máximo de módulos por *string* é de 13 unidades, o número mínimo de módulos por *string* é de 2 unidades e o número máximo de *strings* por inversor (MPP1 e MPP2) é de 5 unidades. No (Anexo L) é possível observar o diagrama unifilar de distribuição do sistema.

Inversor FV									
Nome do Inversor		Inversor 1			Inversor 2				
Fabricante		SMA_Sunny_Tripower			SMA_Sunny_Tripower				
Modelo		STP 20000TL-30			STP 15000TL-30				
N° de Inversores		6			2				
Potência nominal AC		20,0 kVA			15,0 kVA				
Configuração									
(Preencher células em branco)									
N° Máximo de Módulos por String		13 Unid.			13 Unid.				
N° Mínimo de Módulos por String		2 Unid.			2 Unid.				
N° Máximo de String por Inversor		5 Unid.			5 Unid.				
MPPT		N° de Strings		N° de Módulos FV		N° de Strings		N° de Módulos FV	
Configuração 1	A	3	11	3	12	0	0		
	B	2	11	2	10	0	0		
	Total	5	55	5	56	0	0		
Configuração 2	A	0	0	0	0	0	0		
	B	0	0	0	0	0	0		
	Total	0	0	0	0	0	0		
Total		55		56		0			

Figura 71 – Configuração do sistema fotovoltaico na empresa (A)

Os resultados em relação à empresa B, em que os parâmetros dos inversores são os mesmos que no caso anterior, obteve-se os resultados apresentados na Figura 72, em que o número máximo de módulos por *string* é de 13 unidades, o número mínimo de módulos por *string* é de 2 unidades e o número máximo de *strings* por inversor (MPP1 e MPP2) é de 5 unidades.

Inversor FV									
Nome do Inversor		Inversor 1			Inversor 2				
Fabricante		SMA_Sunny_Tripower			SMA_Sunny_Tripower				
Modelo		STP 25000TL-30			STP 25000TL-30				
N° de Inversores		1			1				
Potência nominal AC		25,0 kVA			25,0 kVA				
Configuração									
(Preencher células em branco)									
N° Máximo de Módulos por String		13 Unid.			13 Unid.				
N° Mínimo de Módulos por String		2 Unid.			2 Unid.				
N° Máximo de String por Inversor		5 Unid.			5 Unid.				
MPPT		N° de Strings		N° de Módulos FV		N° de Strings		N° de Módulos FV	
Configuração 1	A	2	13	2	13	0	0		
	B	1	13	1	13	0	0		
	Total	3	39	3	39	0	0		
Configuração 2	A	2	9	2	9	0	0		
	B	2	9	2	9	0	0		
	Total	4	36	4	36	0	0		
Total		75		75		0			

Figura 72 - Configuração do sistema fotovoltaico na empresa (B)

Já os resultados em relação à empresa C, em que os parâmetros dos inversores escolhidos são diferentes dos referidos no caso anterior, pois foi escolhido um inversor em que a saída AC é monofásica, e obteve-se os resultados apresentados na Figura 73, em que o número máximo de módulos por *string* é de 7 unidades, o número mínimo de módulos por *string* é de 0 unidades e o número máximo de *strings* por inversor (MPP1 e MPP2) é de 1 unidade.

Inversor FV									
Nome do Inversor		Inversor 1							
Fabricante		SMA_Sunny_Boy							
Modelo		SB 1.5-1VL-40							
N° de Inversores		1							
Potência nominal AC		1,5 kVA							
Configuração									
(Preencher células em branco)									
N° Máximo de Módulos por String		7 Unid.							
N° Mínimo de Módulos por String		0 Unid.							
N° Máximo de String por Inversor		1 Unid.							
MPPT		N° de Strings		N° de Módulos FV		N° de Strings		N° de Módulos FV	
Configuração 1	A	1	5	0	0	0	0		
	B	0	0	0	0	0	0		
	Total	1	5	0	0	0	0		
Configuração 2	A	0	0	0	0	0	0		
	B	0	0	0	0	0	0		
	Total	0	0	0	0	0	0		
Total		5		0		0			

Figura 73 - Configuração do sistema fotovoltaico na empresa (C)

Produção

Para se chegar à produção fotovoltaica, foi calculada a potência produzida para cada uma das horas do dia em que há radiação solar e para cada um dos meses do ano. Como foram recolhidos os dados diários, relativos à produção fotovoltaica, foi assumido que a produção fotovoltaica diária é idêntica em todos os dias do mês em análise, só varia ao longo das horas do dia e dos meses respetivamente, em que se efetuou a média dos valores de radiação e temperatura em intervalos de uma hora, de forma a criar a base de dados (Anexo A). Para o caso da empresa A, que se situa no distrito do Aveiro, obteve-se os seguintes resultados de produção fotovoltaica diária e mensal nominal em cada um dos ciclos horários em que existe produção para cada um dos meses do ano, como se verifica na Tabela 27, sem estarem consideradas as situações de comportamento sob baixa radiação, o desvio em relação à temperatura nominal do módulo, perdas de conversão do inversor e as perdas nos condutores.

Tabela 27 - Produção estimada pelo sistema fotovoltaico na empresa (A)

Empresa A							
Mês	Nº dias	Produção FV Diária (kWh)	Produção FV Mensal (kWh)				
			Segunda-Sexta		Sábado		Domingo
			Ponta	Cheias	Cheias	Vazio Normal	Vazio Normal
Janeiro	31	472,5	3515,5	6880,2	932,8	957,3	2362,7
Fevereiro	28	668,0	4753,0	9943,7	1256,5	1415,6	3340,2
Março	31	831,8	5583,4	12715,1	1466,1	1860,9	4158,8
Abril	30	859,4	6661,5	12245,2	2057,4	1373,1	4297,0
Maio	31	915,8	6994,6	13153,9	2159,8	1485,4	4579,2
Junho	30	940,9	7144,6	13555,5	2205,8	1534,4	4704,6
Julho	31	977,5	7535,5	13969,0	2329,1	1563,2	4887,4
Agosto	31	985,4	7713,0	13965,4	2385,5	1546,5	4926,9
Setembro	30	930,4	7525,5	12942,9	2332,7	1386,3	4651,9
Outubro	31	722,8	5050,4	10850,1	1333,5	1557,5	3613,8
Novembro	30	534,1	3918,2	7832,2	1038,5	1097,9	2670,6
Dezembro	31	437,7	3333,0	6296,0	886,4	864,3	2188,4
Total	365	9276,2	69728,1	134349,3	20384,2	16642,6	46381,2

Estes valores de produção estimada para o sistema fotovoltaico na empresa (A), estão exemplificados no gráfico da Figura 74.

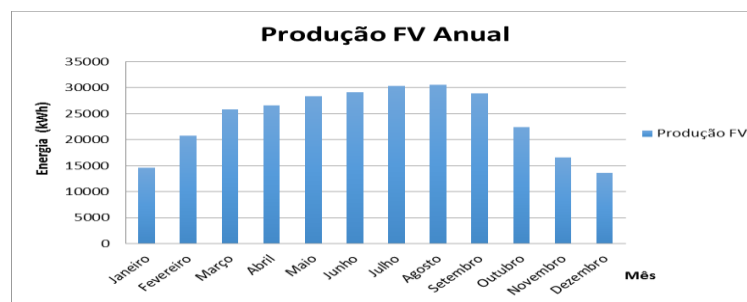


Figura 74 – Produção fotovoltaica para o caso da empresa A

Para o caso da empresa B, que se situa no distrito de Porto, obteve-se os seguintes resultados de produção fotovoltaica diária e mensal em cada um dos ciclos horários em que existe produção para cada um dos meses do ano, como se verifica na Tabela 28.

Tabela 28 - Produção estimada pelo sistema fotovoltaico na empresa (B)

Empresa B							
Mês	Nº dias	Produção FV Diária (kWh)	Produção FV Mensal (kWh)				
			Segunda-Sexta		Sábado		Domingo
			Ponta	Cheias	Cheias	Vazio Normal	Vazio Normal
Janeiro	31	160,4	1193,0	2334,9	316,6	324,9	801,8
Fevereiro	28	226,7	1613,0	3374,6	426,4	480,4	1133,5
Março	31	282,3	1894,8	4315,1	497,5	631,5	1411,3
Abril	30	291,6	2260,7	4155,6	698,2	466,0	1458,2
Mai	31	310,8	2373,7	4464,0	732,9	504,1	1554,0
Junho	30	319,3	2424,6	4600,3	748,6	520,7	1596,6
Julho	31	331,7	2557,3	4740,6	790,4	530,5	1658,6
Agosto	31	334,4	2617,5	4739,4	809,6	524,8	1672,0
Setembro	30	315,7	2553,9	4392,4	791,7	470,5	1578,7
Outubro	31	245,3	1713,9	3682,2	452,5	528,6	1226,4
Novembro	30	181,3	1329,7	2658,0	352,4	372,6	906,3
Dezembro	31	148,5	1131,1	2136,6	300,8	293,3	742,7
Total	365	3148,0	23663,4	45593,7	6917,7	5647,9	15740,2

Para o caso da empresa C, que se situa no distrito de Porto, obteve-se os seguintes resultados de produção fotovoltaica diária e mensal em cada um dos ciclos horários em que existe produção para cada um dos meses do ano, como se verifica na Tabela 29.

Tabela 29 - Produção estimada pelo sistema fotovoltaico na empresa (C)

Empresa C							
Mês	Nº dias	Produção FV Diária (kWh)	Produção FV Mensal (kWh)				
			Segunda-Sexta		Sábado		Domingo
			Ponta	Cheias	Cheias	Vazio Normal	Vazio Normal
Janeiro	31	4,3	31,8	62,3	8,4	8,7	21,4
Fevereiro	28	6,0	43,0	90,0	11,4	12,8	30,2
Março	31	7,5	50,5	115,1	13,3	16,8	37,6
Abril	30	7,8	60,3	110,8	18,6	12,4	38,9
Mai	31	8,3	63,3	119,0	19,5	13,4	41,4
Junho	30	8,5	64,7	122,7	20,0	13,9	42,6
Julho	31	8,8	68,2	126,4	21,1	14,1	44,2
Agosto	31	8,9	69,8	126,4	21,6	14,0	44,6
Setembro	30	8,4	68,1	117,1	21,1	12,5	42,1
Outubro	31	6,5	45,7	98,2	12,1	14,1	32,7
Novembro	30	4,8	35,5	70,9	9,4	9,9	24,2
Dezembro	31	4,0	30,2	57,0	8,0	7,8	19,8
Total	365	83,9	631,0	1215,8	184,5	150,6	419,7

Cablagem

Após o cálculo da produção fotovoltaica nos três casos de estudo, passou-se ao cálculo das quedas de tensão e perdas de potência, nos cabos de *string*, cabos principais DC e cabos AC. Considerando-se uma queda tensão máxima de 1% entre os módulos fotovoltaicos e os inversores e de 3% entre os inversores e o ponto de ligação à rede.

Os cabos DC utilizados são do tipo TOP SOLAR PV ZZ-F (AS). Estes cabos, aptos para instalações fotovoltaicas, são adequados para uma tensão máxima de 1800 Vdc. São cabos de alta segurança (AS): não propagadores de incêndio, com baixa emissão de fumos e livres de halogéneos, (Anexo I).

Os cabos AC utilizados são do tipo *Exzhellent XXI RZ1-K, FXZ1 (frt, zh)* - 0.6/1 kV. Uma vez que os locais de instalações dos mesmos podem ser exteriores, expostos a radiação solar, são cabos de alta segurança (AS): não propagadores de incêndio, com baixa emissão de fumos e livres de halogéneos. O cabo selecionado é multipolar, constituído por 5 condutores de cobre (3 fases, neutro e terra) com secções de 10 mm² (RZ1-K5G10). As fichas técnicas dos cabos utilizados, podem ser encontradas no (Anexo J).

Na Tabela 30, são demonstrados os cálculos efetuados para o caso da empresa (A), onde os comprimentos estimados são os seguintes:

- Cabo de *String*: L=25 metros, S=4 mm² $\sigma = 56 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$;
- Cabo Principal DC: L=10 metros, S=4 mm² $\sigma = 56 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$;
- Cabo AC: L=10 metros, S=10 mm² $\sigma = 56 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$.

De cada caixa de junção DC sai apenas um par de cabos (positivo e negativo) que vai ligar ao respetivo inversor. É calculado um comprimento médio de 20 metros para cada cabo principal (10 metros para o condutor positivo e 10 metros para o condutor negativo). Os cabos AC encontram-se em esteiras perfuradas e na mesma esteira podem ser encontrados vários cabos contíguos, pelo que se deverá aplicar um fator de correção à corrente admissível de 0,80. A verificação da corrente máxima admissível dos cabos é efetuada através da equação 2.31 a 2.33. O cálculo da queda de tensão de forma a respeitar a queda de tensão admissível é efetuado de acordo com a equação 2.34; 2.36; 2.38 e 2.39. As perdas de potência nos cabos, em regime nominal, são calculadas conforme a equação 2.35; 2.37; 2.40 e 2.41:

Tabela 30 - Dimensionamento das cablagens - empresa (A)

Empresa A						
Parâmetros	Corrente Máxima (A)	Queda de Tensão (%)	Perdas de Potência (W)	Perdas Totais (W)	Porcentagem de Perdas (%)	Perdas Máximas Totais (W)
Cabo <i>string</i>	8,00	0,21	8,09	323,60	0,21	1103,52
Cabo Principal DC	24,00	0,26	32,91	526,56	0,35	
Cabo AC	32,00	0,25	31,67	253,36	0,17	

As perdas totais de potência no lado DC são dadas pela soma das perdas totais nas *strings* com as perdas totais nos cabos principais DC, a porcentagem das perdas totais no lado DC em regime nominal é de 0,56 %. As perdas totais de potência no lado AC são dadas pela soma das perdas totais nos cabos AC, a porcentagem das perdas totais no lado AC em regime nominal é de 0,17 %. De acordo com os cálculos efetuados, as quedas de tensão máximas pretendidas são cumpridas, em que nos cabos de *string* e cabos principais DC é de 0,47%, e de 0,25% nos cabos AC.

Na Tabela 31, são demonstrados os cálculos efetuados para o caso da empresa (B), onde os comprimentos estimados são os seguintes:

- Cabo de *String*: L=30 metros, S=4 mm² $\sigma = 56 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$;
- Cabo Principal DC: L=15 metros, S=4 mm² $\sigma = 56 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$;
- Cabo AC: L=10 metros, S=10 mm² $\sigma = 56 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$.

Tabela 31 - Dimensionamento das cablagens - empresa (B)

Empresa B						
Parâmetros	Corrente Máxima (A)	Queda de Tensão (%)	Perdas de Potência (W)	Perdas Totais (W)	Porcentagem de Perdas (%)	Perdas Máximas Totais (W)
Cabo <i>string</i>	8,00	0,22	9,71	135,94	0,26	746,16
Cabo Principal DC	24,00	0,32	136,72	546,88	1,06	
Cabo AC	32,00	0,25	31,67	63,34	0,13	

As perdas totais de potência no lado DC são dadas pela soma das perdas totais nas *strings* com as perdas totais nos cabos principais DC, a porcentagem das perdas totais no lado DC em regime nominal é de 1,32 %. As perdas totais de potência no lado AC são dadas pela soma das perdas totais nos cabos AC, a porcentagem das perdas totais no lado AC em regime nominal é de 0,13 %. De acordo com os cálculos efetuados, as quedas de tensão máximas

pretendidas são cumpridas, em que nos cabos de *string* e cabos principais DC é de 0,54%, e de 0,25% nos cabos AC.

Na Tabela 32, são demonstrados os cálculos efetuados para o caso da empresa (C), onde os comprimentos estimados são os seguintes:

- Cabo de *String*: L=10 metros, S=4 mm² $\sigma = 56 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$;
- Cabo AC: L=20 metros, S=10 mm² $\sigma = 56 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$.

Tabela 32 - Dimensionamento das cablagens - empresa (C)

Empresa C						
Parâmetros	Corrente Máxima (A)	Queda de Tensão (%)	Perdas de Potência (W)	Perdas Totais (W)	Percentagem de Perdas (%)	Perdas Máximas Totais (W)
Cabo <i>string</i>	8,00	0,23	3,24	3,24	0,24	6,15
Cabo AC	8,00	0,20	2,91	2,91	0,19	

A percentagem das perdas totais no lado DC em regime nominal é de 0,24 %. A percentagem de perdas totais de potência no lado AC em regime nominal é de 0,19 %. De acordo com os cálculos efetuados, as quedas de tensão máximas pretendidas são cumpridas, em que nos cabos de *string* é de 0,23%, e de 0,20% nos cabos AC.

Balanco Energético

Para um dimensionamento preciso, será feita a análise diária em autoconsumo, em que foram diferenciados os 4 períodos horários, nos períodos de verão e inverno, pelo facto do ciclo horário ser diferente, assim como também pelo facto da tarifa de compra de energia também ser diferente nestes 2 períodos. É essencial para o correto dimensionamento, comparar o consumo de energia e a produção fotovoltaica em cada hora do dia, durante a semana e fim-de-semana, em cada mês de forma a se aferir qual o consumo, a produção fotovoltaica, a produção autoconsumida, a energia consumida da rede e o excedente injetado na rede e comparar todos estes dados de forma a se perceber qual a poupança monetária de energia.

Para exemplificar o balanço energético obtido para o dimensionamento fotovoltaico, será exemplificado para o caso da empresa (A), em que foi tomado como base o mês de Agosto, por ser o mês com a produção fotovoltaica mais elevada, tido como o mês em que existirá mais excedente de energia, de forma a não comprometer a produção nos restantes meses em que a radiação solar será menor e o não aproveitamento deste recurso estaria em causa. Deste modo na Tabela 33, serão apresentados os valores obtidos das considerações descritas

anteriormente, para os dias de segunda a sexta, sem considerar todas as perdas associadas. Para os dias de sábado e os domingos é o mesmo processo.

Tabela 33 - Dimensionamento em autoconsumo de segunda a sexta em Agosto na empresa (A)

Empresa A - Agosto					
Segunda - Sexta					
	Consumo (kWh)	Produção (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Consumo da Rede (kWh)	Injetada na Rede (kWh)
0-1h	63,68	0,00	0,00	63,68	0,00
1-2h	58,54	0,00	0,00	58,54	0,00
2-3h	56,06	0,00	0,00	56,06	0,00
3-4h	55,72	0,00	0,00	55,72	0,00
4-5h	56,53	0,00	0,00	56,53	0,00
5-6h	58,06	0,00	0,00	58,06	0,00
6-7h	62,95	0,00	0,00	62,95	0,00
7-8h	72,89	39,89	39,89	33,00	0,00
8-9h	91,70	70,67	70,67	21,03	0,00
9-10h	107,63	97,21	97,21	10,42	0,00
10-11h	115,40	116,93	115,40	0,00	1,53
11-12h	119,48	128,14	119,48	0,00	8,66
12-13h	119,09	130,47	119,09	0,00	11,37
13-14h	118,40	123,64	118,40	0,00	5,24
14-15h	123,37	108,04	108,04	15,33	0,00
15-16h	123,46	84,66	84,66	38,80	0,00
16-17h	121,08	55,57	55,57	65,51	0,00
17-18h	114,59	25,43	25,43	89,15	0,00
18-19h	105,20	4,73	4,73	100,46	0,00
19-20h	98,53	0,00	0,00	98,53	0,00
20-21h	93,74	0,00	0,00	93,74	0,00
21-22h	88,85	0,00	0,00	88,85	0,00
22-23h	81,35	0,00	0,00	81,35	0,00
23-24h	72,25	0,00	0,00	72,25	0,00
Total	2178,54	985,38	958,59	1219,95	26,79

Em que a primeira coluna diz respeito ao consumo obtido a partir do diagrama de carga já descrito anteriormente. A segunda coluna é relativa à produção através da metodologia de cálculo referida atrás. A terceira coluna resulta do balanço da energia que é consumida da unidade de produção em função das necessidades de consumo, e ao dar um valor inferior à produção significa que existe excedente, como se verifica na quinta coluna e nesse caso não é necessário consumir energia da rede, caso contrário será e significa que a produção fotovoltaica não é capaz de corresponder às necessidades de consumo naquele período como se verifica na quarta coluna. Para uma melhor perceção dos resultados do dimensionamento em autoconsumo de segunda a sexta em Agosto na empresa A, é possível observar a Figura 75.

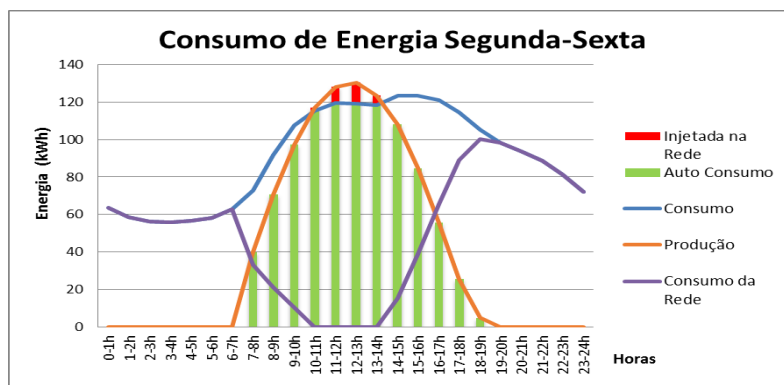


Figura 75 - Relação entre consumo e produção de um dia semanal em Agosto na empresa A

Na figura anterior, é possível verificar uma taxa de autoconsumo diária de cerca de 97 %, para um dia semanal em agosto, valor este obtido do quociente entre a energia que é autoconsumida e a energia total produzida, isto sendo a pior situação em que existirá maior excedente durante a semana. Já durante o sábado e domingo o excedente de energia será superior, visto que a laboração é inferior ou a empresa está encerrada. Para que não haja repetição de conteúdos no que ao dimensionamento de sábado e domingo diz respeito, usou-se o mesmo processo, assim como para os restantes meses.

Os resultados gerais referentes à empresa A, referentes apenas às horas em que existe radiação e produção fotovoltaica, e considerando um coeficiente de segurança de 10%, relativamente a comportamento sob baixa radiância e desvio em relação à temperatura nominal do módulo, estão demonstrados de seguida. Os resultados referentes aos outros dois casos estão demonstrados no (Anexo M).

Sem Auto Consumo											
Mês	Consumo de Energia Mensal (kWh)					Faturação Mensal (€)					
	Segunda-Sexta		Sábado		Domingo	Segunda-Sexta		Sábado		Domingo	Total
	Horas de Ponta	Horas de Cheias	Horas de Cheias	Horas de Vazio	Horas de Vazio	Horas de Ponta	Horas de Cheias	Horas de Cheias	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	
Janeiro	6430,3	16621,0	1103,9	1843,6	911,9	929,82	1863,22	123,74	143,62	71,04	3131,43
Fevereiro	6112,4	17831,3	962,9	1864,2	775,6	883,86	1998,89	107,94	145,22	60,42	3196,33
Março	7066,4	19017,7	1282,0	2340,2	947,6	1021,81	2131,88	143,71	182,30	73,82	3553,51
Abril	7997,9	20725,3	1278,4	1614,7	1243,9	1156,49	2323,30	143,31	125,78	96,90	3845,79
Maiο	5824,4	16840,5	1640,3	2098,8	1414,9	842,21	1887,82	183,88	163,50	110,22	3187,63
Junho	7419,3	20311,3	1692,6	2203,6	1477,5	1072,83	2276,90	189,74	171,66	115,10	3826,24
Julho	7873,6	22116,3	1399,7	1831,9	1177,3	1138,52	2479,23	156,90	142,71	91,71	4009,07
Agosto	7598,4	21712,1	1896,3	2497,8	1667,8	1098,72	2433,93	212,57	194,58	129,93	4069,72
Setembro	8388,2	23000,6	1446,3	1878,7	1364,1	1212,93	2578,36	162,13	146,35	106,27	4206,04
Outubro	6728,1	20428,5	1219,4	2373,9	766,4	972,89	2290,04	136,70	184,93	59,70	3644,25
Novembro	4572,5	14874,9	1027,8	2003,7	820,1	661,19	1667,47	115,22	156,09	63,88	2663,84
Dezembro	5494,9	15722,7	941,7	1583,4	660,9	794,56	1762,52	105,56	123,34	51,48	2837,46
Total	81506,4	229202,1	15891,3	24134,4	13227,9	11785,83	25693,55	1781,42	1880,07	1030,45	42171,32

Figura 76 - Balanço energético nas horas de produção da empresa (A) sem autoconsumo

Com Auto Consumo													
Consumo de Energia da Rede (kWh)					Faturação Mensal (€)					Poupança		Receita	
Segunda-Sexta		Sábado		Domingo	Segunda-Sexta		Sábado		Domingo	Total	Ciclo Semanal		
Horas de Ponta	Horas de Cheias	Horas de Cheias	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Horas de Ponta	Horas de Cheias	Horas de Cheias	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal				
3186,3	10271,3	243,0	960,2	0,0	460,73	1151,41	27,24	74,80	0,00	1714,18	1417,25	45%	65,58
1821,7	8750,6	0,0	567,7	0,0	263,41	980,94	0,00	44,22	0,00	1288,58	1907,75	60%	112,01
2011,8	7524,1	0,0	656,7	0,0	290,91	843,45	0,00	51,16	0,00	1185,51	2368,00	67%	145,57
2027,8	9719,8	0,0	383,8	0,0	293,23	1089,59	0,00	29,90	0,00	1412,72	2433,07	63%	148,58
0,0	5272,1	0,0	791,4	0,0	0,00	591,00	0,00	61,65	0,00	652,65	2534,98	80%	202,47
1098,3	8386,8	0,0	854,6	0,0	158,82	940,15	0,00	66,57	0,00	1165,55	2660,69	70%	140,59
1163,2	9741,7	0,0	450,1	0,0	168,19	1092,04	0,00	35,06	0,00	1295,30	2713,77	68%	178,89
740,5	9265,9	0,0	1119,9	0,0	107,07	1038,71	0,00	87,24	0,00	1233,02	2836,70	70%	155,71
1687,2	11491,8	0,0	647,5	0,0	243,97	1288,24	0,00	50,44	0,00	1582,64	2623,40	62%	159,36
2188,8	10698,2	20,6	978,2	0,0	316,50	1199,27	2,31	76,20	0,00	1594,29	2049,96	56%	110,57
983,5	7694,1	76,4	997,0	0,0	142,21	862,50	8,56	77,66	0,00	1090,94	1572,91	59%	75,41
2431,4	9893,1	127,2	780,9	0,0	351,58	1109,02	14,26	60,83	0,00	1535,69	1301,77	46%	60,13
19340,4	108709,4	467,2	9187,9	0,0	2796,62	12186,32	52,38	715,74	0,00	15751,06	26420,26	63%	1554,86

Figura 77 - Balanço energético nas horas de produção da empresa (A) com autoconsumo

Na Figura 78, é possível observar a comparação entre as necessidades de consumo e a produção fotovoltaica, do sistema projetado no caso da empresa A.

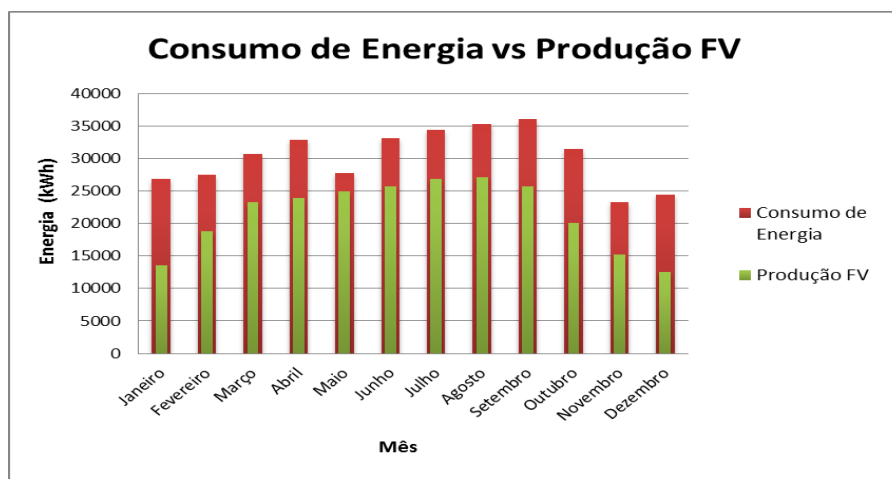


Figura 78 – Consumo vs Produção FV na empresa (A)

5.3. VIABILIDADE ECONÓMICA (SKK_SOLAR)

Depois de se efetuar o dimensionamento em autoconsumo, é imprescindível a elaboração de um estudo de viabilidade económica, com o objetivo de determinar a rentabilidade do sistema fotovoltaico. Os resultados que advêm deste estudo podem influenciar a realização ou não do projeto estudado. A viabilidade de um sistema fotovoltaico está diretamente relacionada com o investimento inicial e a poupança energética e económica, sendo o estudo realizado com base em previsões de custos e de proveitos gerados pelo projeto através do cálculo de diversos indicadores de viabilidade, como o VAL, TIR e PB.

De referir que em termos de análise económica considerou-se um período de vida útil da unidade de produção de 25 anos, sendo o ano 0 referente à instalação do sistemas, uma taxa de atualização de 8% e uma taxa de crescimento/inflação da energia correspondente a 3% por ano. Por outro lado considerou-se encargos de operação e manutenção do sistema, durante o período de vida útil do projeto a partir do quinto ano, pois embora o fabricante dos painéis fotovoltaicos selecionados dê garantia deste equipamento durante o tempo de vida útil deste (25 anos), as despesas de operação e manutenção dizem respeito a limpeza e alguma manutenção que necessitem os equipamentos.

5.3.1. CENÁRIO 1 - SISTEMAS DE AUTOCONSUMO

Neste primeiro cenário, não foi considerado a utilização de qualquer sistema de armazenamento de energia (baterias), sendo todo o excedente de energia injetado na rede elétrica.

Empresa A

Na Tabela 34 pode-se verificar as despesas anuais com operação e manutenção da UPAC, tendo-se considerado 0,5% do investimento inicial e o cash flow de exploração (CFE) que corresponde ao saldo entre a poupança e as despesas de O&M. Na tabela seguinte é apresentado também o cash flow de exploração atualizado (CFE atualizado) e o cash flow global acumulado (CFG acumulado) em função do ano da instalação da UPAC. Através da mesma tabela é possível retirar informações relevantes da UPAC, como o valor do investimento inicial representado no ano 0. O valor final do CFG acumulado, apresentado no ano 25, corresponde ao valor do VAL.

O investimento inicial para a instalação fotovoltaica no caso da empresa A é de 229.257 €, estando os valores detalhados dos diversos equipamentos constituintes do sistema fotovoltaico, de forma algo superficial no orçamento, demonstrado no (Anexo K), neste valor total já está incluído o valor da instalação, assim como o valor de registo da instalação UPAC com ligação à rede que é de 500 € + IVA, conforme a Tabela 9. Quanto ao valor da poupança ao fim do primeiro ano, com a poupança de energia não consumida da rede assim como pela injeção do excedente na RESP, obteve-se um valor de 27.975,12 €.

Tabela 34 - Estudo de viabilidade económica da UPAC da empresa (A)

Ano	Investimento Inicial (€)	Receita (€)	Custos de O & M (€)	Cash Flow Exploração (€)	Cash Flow Atualizado (€)	Cash Flow Global Acumulado (€)
0	229257,00	0,00	-	-229257,00	-229257,00	-229257,00
1	-	27975,12	-	27975,12	25902,89	-203354,11
2	-	28814,37	-	28814,37	24703,68	-178650,43
3	-	29678,80	-	29678,80	23559,99	-155090,44
4	-	30569,17	-	30569,17	22469,25	-132621,19
5	-	31486,24	-	31486,24	21429,01	-111192,18
6	-	32430,83	1146,29	31284,55	19714,57	-91477,61
7	-	33403,76	1146,29	32257,47	18821,92	-72655,68
8	-	34405,87	1146,29	33259,58	17969,12	-54686,56
9	-	35438,05	1146,29	34291,76	17154,42	-37532,15
10	-	36501,19	1146,29	35354,90	16376,16	-21155,99
11	-	37596,22	1146,29	36449,94	15632,75	-5523,23
12	-	38724,11	1146,29	37577,82	14922,67	9399,44
13	-	39885,83	1146,29	38739,55	14244,45	23643,89
14	-	41082,41	1146,29	39936,12	13596,69	37240,58
15	-	42314,88	1146,29	41168,59	12978,06	50218,64
16	-	43584,33	1146,29	42438,04	12387,26	62605,90
17	-	44891,86	1146,29	43745,57	11823,07	74428,97
18	-	46238,61	1146,29	45092,33	11284,31	85713,28
19	-	47625,77	1146,29	46479,48	10769,86	96483,14
20	-	49054,54	1146,29	47908,26	10278,63	106761,77
21	-	50526,18	1146,29	49379,89	9809,60	116571,37
22	-	52041,96	1146,29	50895,68	9361,78	125933,15
23	-	53603,22	1146,29	52456,94	8934,22	134867,36
24	-	55211,32	1146,29	54065,03	8526,02	143393,38
25	-	56867,66	1146,29	55721,37	8136,32	151529,70

Os resultados obtidos dos indicadores de viabilidade económica para a empresa (A) foram os seguintes:

- Valor Atual Líquido (VAL) = 151529,70 €
- Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) = 14,06 %
- Retorno do investimento/Payback \approx 11 anos

Na Figura 79 está representado a evolução do retorno ao longo dos 25 anos de exploração da UPAC.

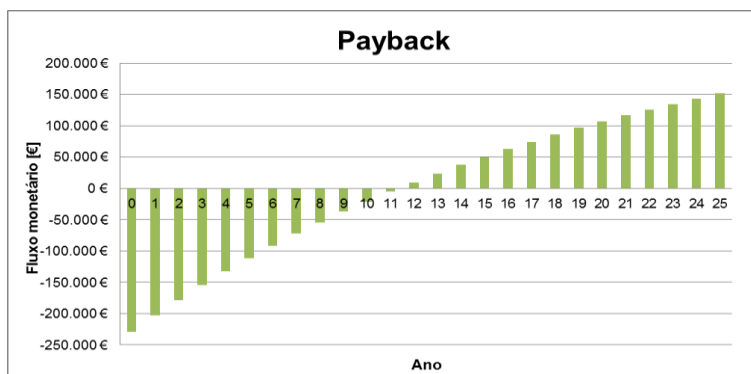


Figura 79 - Retorno do investimento no caso da empresa (A)

Ao analisar todos os indicadores económicos para o sistema dimensionado em regime de autoconsumo, pode-se verificar que o investimento é bom. Esta conclusão é sustentada pelo facto do valor do *payback* ser menos de metade do período de tempo de exploração considerado, e pelo facto de o valor do VAL ser positivo. Outro fator que indica que o projeto é viável do ponto de vista económico é a TIR apresentar um valor bem superior ao da taxa de atualização considerada, de quase do dobro.

Empresa B

No caso da empresa (B) foram usados os mesmos critérios descritos no caso da empresa A. O investimento inicial para a instalação fotovoltaica no caso da empresa B é de 76.873 €, neste valor total já está incluído o valor da instalação, assim como o valor de registo da instalação UPAC com ligação à rede que é de 250 € + IVA, conforme a Tabela 9. Quanto ao valor da poupança ao fim do primeiro ano, com a poupança de energia não consumida da rede assim como pela injeção do excedente na RESP, obteve-se um valor de 11.968,76 €.

Tabela 35 - Estudo de viabilidade económica da UPAC da empresa (B)

Ano	Investimento Inicial (€)	Receita (€)	Custos de O & M (€)	Cash Flow Exploração (€)	Cash Flow Atualizado (€)	Cash Flow Global Acumulado (€)
0	76873,00	0,00	-	-76873,00	-76873,00	-76873,00
1	-	11968,76	-	11968,76	11082,19	-65790,81
2	-	12327,82	-	12327,82	10569,12	-55221,69
3	-	12697,66	-	12697,66	10079,81	-45141,88
4	-	13078,59	-	13078,59	9613,15	-35528,73
5	-	13470,95	-	13470,95	9168,10	-26360,63
6	-	13875,08	384,37	13490,71	8501,44	-17859,19
7	-	14291,33	384,37	13906,96	8114,58	-9744,61
8	-	14720,07	384,37	14335,70	7745,13	-1999,48
9	-	15161,67	384,37	14777,30	7392,33	5392,85
10	-	15616,52	384,37	15232,15	7055,43	12448,29
11	-	16085,01	384,37	15700,65	6733,74	19182,03
12	-	16567,57	384,37	16183,20	6426,57	25608,60
13	-	17064,59	384,37	16680,23	6133,28	31741,88
14	-	17576,53	384,37	17192,17	5853,26	37595,15
15	-	18103,83	384,37	17719,46	5585,91	43181,06
16	-	18646,94	384,37	18262,58	5330,67	48511,73
17	-	19206,35	384,37	18821,98	5087,00	53598,73
18	-	19782,54	384,37	19398,17	4854,37	58453,10
19	-	20376,02	384,37	19991,65	4632,31	63085,41
20	-	20987,30	384,37	20602,93	4420,32	67505,73
21	-	21616,91	384,37	21232,55	4217,97	71723,70
22	-	22265,42	384,37	21881,06	4024,81	75748,51
23	-	22933,39	384,37	22549,02	3840,44	79588,96
24	-	23621,39	384,37	23237,02	3664,46	83253,42
25	-	24330,03	384,37	23945,66	3496,50	86749,91

Os resultados obtidos dos indicadores de viabilidade económica para o caso da empresa (B) foram os seguintes:

- Valor Atual Líquido (VAL) = 86749,91 €
- Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) = 17,86 %
- Retorno do investimento/Payback \approx 8 anos

Na Figura 80 está representado a evolução do retorno ao longo dos 25 anos de exploração da UPAC no caso da empresa (B).

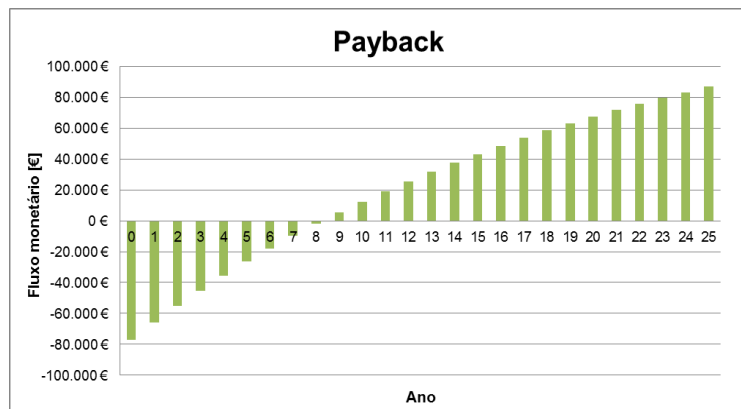


Figura 80 - Retorno do investimento no caso da empresa (B)

Ao analisar todos os indicadores económicos para o sistema dimensionado em regime de autoconsumo para a empresa (B), pode-se verificar que o investimento também é bom. Esta conclusão é sustentada pelo facto do tempo do retorno do investimento ser poucos anos em relação ao período de tempo de exploração considerado, e pelo facto de o valor do VAL ser um valor positivo. Outro fator que indica que o projeto é viável do ponto de vista económico é a TIR, que apresenta um valor bem superior ao da taxa de atualização considerada, revelando que é o investimento certo a investir.

Empresa C

No caso da empresa (C) foram usados os mesmos critérios descritos no caso da empresa A e B. O investimento inicial para a instalação fotovoltaica no caso da empresa (C) é de 2760 €, estando os valores detalhados dos diversos equipamentos constituintes do sistema fotovoltaico, de forma algo superficial no orçamento, neste valor total já está incluído o valor da instalação, assim como o valor de registo da instalação UPAC com ligação à rede que é de 30 € + IVA, conforme a Tabela 9. Quanto ao valor da poupança ao fim do primeiro ano, com a poupança de energia não consumida da rede, obteve-se um valor de 367,27 €.

Tabela 36 - Estudo de viabilidade económica da UPAC da empresa (C)

Ano	Investimento Inicial (€)	Receita (€)	Custos de O & M (€)	Cash Flow Exploração (€)	Cash Flow Atualizado (€)	Cash Flow Global Acumulado (€)
0	2760,00	0,00	-	-2760,00	-2760,00	-2760,00
1	-	367,27	-	367,27	340,07	-2419,93
2	-	378,29	-	378,29	324,33	-2095,61
3	-	389,64	-	389,64	309,31	-1786,30
4	-	401,33	-	401,33	294,99	-1491,31
5	-	413,37	-	413,37	281,33	-1209,97
6	-	425,77	13,80	411,97	259,61	-950,36
7	-	438,55	13,80	424,75	247,83	-702,52
8	-	451,70	13,80	437,90	236,58	-465,94
9	-	465,25	13,80	451,45	225,84	-240,10
10	-	479,21	13,80	465,41	215,57	-24,53
11	-	493,59	13,80	479,79	205,77	181,25
12	-	508,39	13,80	494,59	196,41	377,66
13	-	523,65	13,80	509,85	187,47	565,13
14	-	539,36	13,80	525,56	178,93	744,06
15	-	555,54	13,80	541,74	170,78	914,83
16	-	572,20	13,80	558,40	162,99	1077,83
17	-	589,37	13,80	575,57	155,56	1233,38
18	-	607,05	13,80	593,25	148,46	1381,84
19	-	625,26	13,80	611,46	141,68	1523,53
20	-	644,02	13,80	630,22	135,21	1658,74
21	-	663,34	13,80	649,54	129,03	1787,77
22	-	683,24	13,80	669,44	123,14	1910,91
23	-	703,74	13,80	689,94	117,51	2028,42
24	-	724,85	13,80	711,05	112,13	2140,55
25	-	746,59	13,80	732,79	107,00	2247,55

Os resultados obtidos dos indicadores de viabilidade económica para o caso da empresa (C) foram os seguintes:

- Valor Atual Líquido (VAL) = 2247,55 €
- Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) = 15,33 %
- Retorno do investimento/Payback \approx 10 anos

Na Figura 81, está representado a evolução do retorno ao longo dos 25 anos de exploração da UPAC no caso da empresa (C).

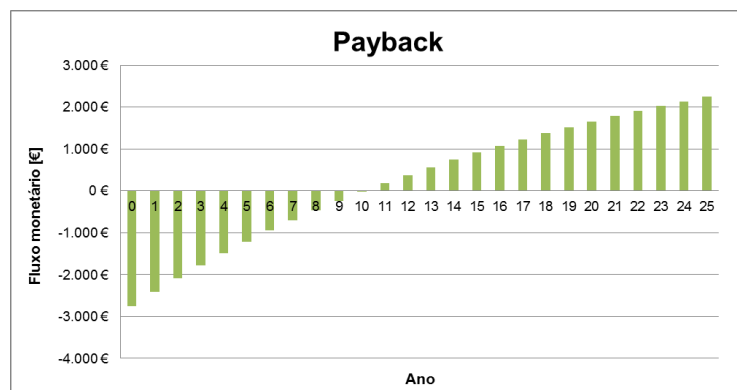


Figura 81 - Retorno do investimento no caso da empresa (C)

Ao analisar todos os indicadores económicos para o sistema dimensionado em regime de autoconsumo para a empresa (C), pode-se verificar que também é um bom investimento. Esta conclusão é sustentada pelo facto do valor do retorno do investimento ser em poucos anos em relação ao período de tempo de exploração considerado, e pelo facto de o valor do VAL ser um valor positivo. Outro fator que indica que o projeto é viável do ponto de vista económico é a TIR, que apresenta um valor bem superior ao da taxa de atualização considerada, revelando que é o investimento certo a investir.

5.3.2. CENÁRIO 2 - SISTEMAS DE AUTOCONSUMO COM APOIO DE BATERIA

No segundo cenário, o princípio aqui subjacente assenta na produção em autoconsumo, porém com sistemas de armazenamento (baterias) associadas ao sistema fotovoltaico, de forma a minimizar a injeção de energia excedente na rede, visto que a remuneração da respetiva energia é reduzida. Selecionou-se a bateria *Tesla Powerwall 2*, com uma capacidade de armazenamento de 13,2 kWh/dia (Anexo O), para o armazenamento do excedente diário e posterior consumo, com uma eficiência da bateria de 89% e com um preço unitário de 9320 € (Tesla Powerwall, 2017).

Para este cenário foi tido em conta, tal como anteriormente um dia de semana, do mês de maior produção fotovoltaica, ou seja, o mês de Agosto, pois será o mês com maior excedente de energia a injetar na rede.

Empresa A

O sistema fotovoltaico projetado para o caso de empresa (A), num dia de semana apresentava um excedente de 26,3 kWh/dia, daí se optar por instalar duas baterias, numa associação em paralelo de forma a aumentar a capacidade do modelo descrito anteriormente. Após a energia autoconsumida diretamente da geração fotovoltaica, ou seja 215122 kWh/ano, o que corresponde a 29% das necessidades efetivas de consumo, obteve-se um excesso de 43442,7 kWh/ano e um consumo anual a suprir de 531959 kWh/ano.

O excesso que foi armazenado na bateria foi autoconsumido posteriormente, autoconsumiu-se 9820,8 kWh/ano de energia armazenada. Ao autoconsumir-se 224943 kWh/ano da energia autoproduzida supre-se 30% das necessidades efetivas de consumo da instalação, o que se traduz numa poupança de 687,46 €/ano na fatura elétrica anual, sendo que em vez de se ter uma poupança anual de 28079,63 €, já com a venda do excedente, passa-se a ter uma poupança de 28410,5 €.

Os custos do investimento adicional são de 19140 €, dado que se considerou um acréscimo de cerca 500 € no preço da bateria devido à instalação das mesmas, em que o investimento inicial passou de 229.257,00 €, para 248.397,00 €.

Os resultados obtidos dos indicadores de viabilidade económica para o caso da empresa (A), com a utilização de baterias, e considerando uma vida útil de 10 anos para as baterias, obteve-se um retorno do investimento/ payback de aproximadamente 15 anos

Empresa B

O sistema fotovoltaico projetado para o caso de empresa (B), num dia de semana apresentava um excedente de 53,7 kWh/dia, daí se optar por instalar quatro baterias do modelo descrito anteriormente. Após a energia autoconsumida diretamente da geração fotovoltaica, ou seja 63817,8 kWh/ano, o que corresponde a 32,6% das necessidades efetivas de consumo, obtém-se um excesso de 24257,1 kWh/ano e um consumo anual a suprir de 131921 kWh/ano.

O excesso que foi armazenado na bateria foi autoconsumido posteriormente, autoconsumiu-se 19641,6 kWh/ano de energia armazenada. Ao autoconsumir-se 83459,4 kWh/ano da energia autoproduzida supre-se 42,6 % das necessidades efetivas de consumo da instalação, o que se traduz numa poupança de 1374,9 €/ano na fatura elétrica anual, sendo que em vez de se ter uma poupança anual de 12018,7 €, já com a venda do excedente, passa-se a ter uma poupança de 13044,5 €.

Os custos do investimento adicional são de 37780 €, dado que se considerou um acréscimo de cerca 500 € no preço da bateria devido à instalação das mesmas, em que o investimento inicial passou de 76.873,00 €, para 114.653,00 €.

Os resultados obtidos dos indicadores de viabilidade económica para o caso da empresa (A), com a utilização de baterias, e considerando uma vida útil de 10 anos para as baterias, obteve-se um retorno do investimento/ payback de aproximadamente 15 anos

Empresa C

No caso da empresa (C), não se justifica a implementação de equipamentos de armazenamento, visto que a energia produzida é quase na sua totalidade consumida na própria instalação.

Comparando esta solução em relação ao autoconsumo sem baterias, verifica-se que neste cenário temos uma redução da fatura elétrica de 330,9 €/ano para o caso da empresa (A) e

de 1025,8 €/ano no caso da empresa (B) (considerando apenas o custo de energia ativa), sendo essa poupança da energia autoconsumida a partir das baterias, em que a poupança revela-se não muito elevada devido ao facto da energia em horas de vazio ser mais barata. Considerando que o sistema fotovoltaico dura 25 anos e que as baterias escolhidas têm garantia de apenas 10 anos, obteve-se retornos do investimento de aproximadamente 15 anos em ambos os casos, o que revela que mesmo que a tarifa paga pelo excedente de energia injetado na rede seja reduzida, a opção pela implementação de baterias torna a recuperação do investimento mais difícil, tornando os projetos fotovoltaicos em causa menos aliciantes.

5.4. ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DE RESULTADOS

De forma a validar a ferramenta de dimensionamento desenvolvida durante o estágio foram comparados os resultados gerais obtidos, com os resultados obtidos em algumas ferramentas existentes no mercado descritos anteriormente.

5.4.1. COMPARAÇÃO COM OUTRAS FERRAMENTAS

Empresa A

Os resultados obtidos (Anexo N), para o caso de estudo relativo à empresa (A) foram os apresentados na Tabela 37:

Tabela 37 – Comparação resultados obtidos em *softwares* existentes no mercado (Empresa A)

Empresa A				
Parâmetros	SKK_Solar	PV*SOL	PVsyst	Sunny Design 3
Energia Fotovoltaica nominal (kWh/Ano)	287485,49	286315,60	273900,00	n/a
Energia Fotovoltaica-Rede AC (kWh/Ano)	258565,03	254324,00	242000,00	240200,00
Autoconsumo (kWh/Ano)	244132,45	236345,00	n/a	225180,00
Consumo da Rede (kWh/Ano)	502949,00	510969,00	n/a	521901,00
Injeção na Rede (kWh/Ano)	14432,60	17979,00	n/a	15020,00

Empresa B

Os resultados obtidos, para o caso de estudo relativo à empresa (B) foram os apresentados na Tabela 38:

Tabela 38 - Comparação resultados obtidos em *softwares* existentes no mercado (Empresa B)

Empresa B				
Parâmetros	SKK_Solar	PV*SOL	PVsyst	Sunny Design 3
Energia Fotovoltaica nominal (kWh/Ano)	97562,90	90688,60	93000,00	n/a
Energia Fotovoltaica-Rede AC (kWh/Ano)	88074,90	80603,00	82000,00	81543,40
Autoconsumo (kWh/Ano)	73603,87	67407,00	n/a	67837,07
Consumo da Rede (kWh/Ano)	122135,00	128358,00	n/a	114196,00
Injeção na Rede (kWh/Ano)	14471,00	13196,00	n/a	13706,3

Empresa C

Os resultados obtidos, para o caso de estudo relativo à empresa (C) foram os apresentados na Tabela 39:

Tabela 39 - Comparação resultados obtidos em *softwares* existentes no mercado (Empresa C)

Empresa C				
Parâmetros	SKK_Solar	PV*SOL	PVsyst	Sunny Design 3
Energia Fotovoltaica nominal (kWh/Ano)	2601,60	2418,40	2337,00	n/a
Energia Fotovoltaica-Rede AC (kWh/Ano)	2348,66	2111,00	2205,00	2127,00
Autoconsumo (kWh/Ano)	2331,39	1784,00	n/a	2119,00
Consumo da Rede (kWh/Ano)	7565,61	8123,00	n/a	7770,00
Injeção na Rede (kWh/Ano)	17,27	327,00	n/a	8,00

Depois de simulados os três casos em estudo em *softwares* existentes no mercado é possível afirmar qual a verdadeira validade da ferramenta de dimensionamento fotovoltaico desenvolvida. Perante os valores obtidos na ferramenta desenvolvida “SKK_Solar”, é possível concluir-se que os valores de produção nominal são superiores aos resultados obtidos noutros *softwares*, pois foram usados valores relativamente aos dados climáticos, valores médios estimativos de radiação global para cada uma das horas do dia em que existe radiação e para todos os diferentes meses do ano, enquanto nos *softwares* existentes são utilizados dados médios anuais de radiação.

Nas simulações efetuadas com o “SKK_Solar” foi considerado uma redução de produção fotovoltaica nominal em cerca de 10%, como um coeficiente de segurança de forma a assegurar o comportamento dos módulos solares sob baixa radiação; desvio em relação à temperatura nominal dos módulos e em relação à conversão CC/AC dos inversores, em simetria com os resultados obtidos a partir das simulações nos restantes *softwares*.

De acordo com os diagramas de cargas estipulados, de forma a se aproximar o mais possível à realidade das instalações, visto que não existiam dados consumo através de telecontagem e à produção fotovoltaica mais detalhada, obteve-se resultados no “SKK_Solar”, em que a energia autoconsumida é superior nos diversos casos de estudo e conseqüentemente menos energia excedente injetada na rede no caso da empresa A e C.

A ferramenta desenvolvida é a mais completa, visto que os *softwares* existentes nem todos permitem fazer o dimensionamento fotovoltaico, seleção de equipamentos que constituem os sistemas fotovoltaicos e façam uma análise económica da viabilidade do projeto de uma forma completa, podendo assim afirmar-se que é uma boa solução de dimensionamento fotovoltaico em autoconsumo.

5.4.2. VALIDAÇÃO DA FERRAMENTA (DESVIOS TOTAIS)

A ferramenta desenvolvida, relativamente à energia produzida e entregue à rede AC, apresenta desvios, calculados segundo a equação 5.1:

$$\text{Desvios} = \left(\frac{\text{Programa}}{\text{SKK_Solar}} - 1 \right) \times 100 \quad (5.1)$$

Onde:

- Programa – corresponde aos resultados totais obtidos pelo programa comparativo;
- SKK_Solar – corresponde aos resultados totais obtidos pela ferramenta desenvolvida.

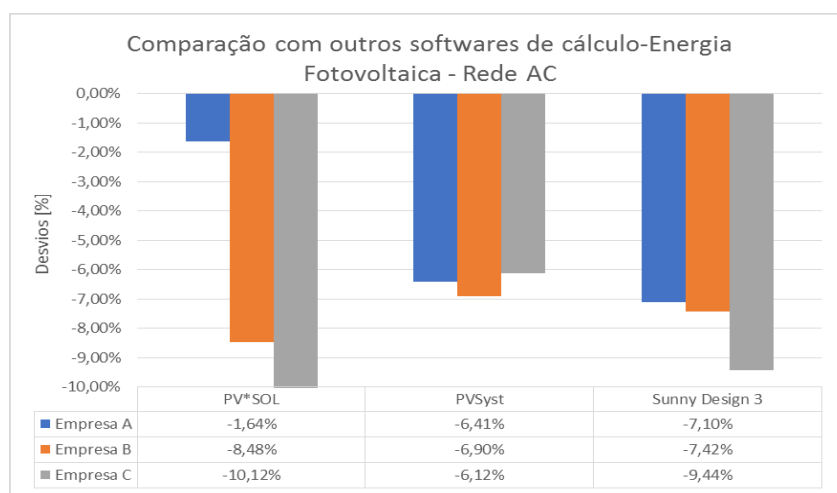


Figura 82 – Desvios obtidos nas diversas simulações

Na Figura 82 são apresentados os resultados da comparação com alguns dos *softwares* existentes no mercado, que permitem utilizar a versão teste grátis, de forma a validar os resultados obtidos com a ferramenta desenvolvida, relativamente ao parâmetro da energia fotovoltaica produzida entregue à rede, já considerando as perdas associadas. É possível verificar que nos diversos casos de estudo, os desvios estão compreendidos entre -1,64% e -10,12%, sendo que em todos os casos verificou-se que os resultados obtidos na ferramenta desenvolvida são os mais satisfatórios em termos de produção fotovoltaica.

5.5. ANÁLISE AMBIENTAL

Seria impossível falar de energia sem associar o meio ambiente ao tema, pois toda a energia produzida é resultado da utilização e transformação das fontes oferecidas pela natureza, pois o impacto da energia elétrica que consumimos depende das fontes utilizadas na sua produção.

Quando a produção resulta do aproveitamento de fontes renováveis (à exceção do aproveitamento da biomassa e dos resíduos sólidos urbanos), não há emissão de gases poluentes para a atmosfera. Já o mesmo não se verifica quando a energia é produzida a partir de combustíveis fósseis, originando libertação de gases poluentes ou, no caso das centrais nucleares, geração de resíduos nucleares. A produção de energia a partir de fontes não renováveis apresenta um conjunto de impactos ambientais mais relevantes, designadamente alterações climáticas, poluição atmosférica local resultante da emissão de gases poluentes, e geração de resíduos perigosos (com particular relevância nas centrais nucleares), entre outros.

Embora praticamente todos os tipos de geração de energia, de alguma forma tragam impactos negativos ao meio ambiente, a energia é necessária para poder atender ao crescimento da população e às suas necessidades de desenvolvimento e sobrevivência. O que precisa ser feito é a conscientização do homem para a exploração e utilização de fontes de energia renováveis e também uma mudança cultural da forma de utilização da energia para o atendimento de suas necessidades, procurando utilizá-la de forma inteligente, racional e responsável. Como tal, devem-se ter em conta as emissões associadas à produção de energia, sendo que para a EDP Comercial, os valores anuais de emissões de 2016 de CO₂ foram de 196,02 (g/kWh) (EDP, 2017).

Na tabela seguinte, são apresentados os valores de emissões de CO₂ evitados ao longo da vida do projeto, com a geração de energia solar através dos sistemas projetados para os vários casos de estudo.

Empresa	Fator de Conversão (Kg kWh ⁻¹)	Sem Autoconsumo		Com Autoconsumo	
		Consumo (kWh) (25 anos)	CO ₂ (Kg)	Consumo (kWh) (25 anos)	CO ₂ (Kg)
A	0,19602	18677025	3661070	13298975	2606870
B		4893475	959219	131921	646479
C		247425	48500	7829	38366

Ao produzirmos a nossa própria energia verifica-se que nos três casos de estudo se obteve uma redução de emissões para a atmosfera na ordem 29% no caso da empresa (A), 33% no caso da empresa (B) e 21% no caso da empresa (C), o que revela que a instalação de sistemas fotovoltaicos é uma medida de eficiência ambiental, em que é possível que se reduzam os vários impactos ambientais com a produção de energia não renovável.

6. CONCLUSÕES

6.1. ANÁLISE SINTÉTICA

Ao longo da elaboração desta dissertação, já foram sendo apresentadas conclusões que permitem sustentar e justificar os conteúdos dos temas abordados e as opções tomadas no desenvolvimento da ferramenta de dimensionamento, seleção de equipamentos e estudo da viabilidade econômica para sistemas fotovoltaicos em autoconsumo para alimentar instalações com sistemas de refrigeração. Assim, neste último capítulo é realizada uma síntese das principais conclusões, consequências e relevância do trabalho realizado e perspectivas futuros desenvolvimentos.

Existe atualmente a nível mundial uma grande preocupação com as questões relacionadas com o meio ambiente, com o aquecimento global e com as emissões de gases com efeito de estufa que são emitidos para a atmosfera, principalmente, pelo uso de combustíveis fósseis. No sentido de ultrapassar esta questão, de forma a preservar o meio ambiente e promover o desenvolvimento econômico nas empresas, as energias renováveis têm assumido um papel cada vez mais importante na nossa economia, como forma de reduzir a dependência energética do país e promover a implementação de um modelo de produção distribuída, que aproxima a produção de energia elétrica das instalações de consumo, incentivando os consumidores a produzirem a sua própria energia.

Com a realização deste trabalho, pretendia-se principalmente abordar a temática da produção fotovoltaica no âmbito do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro, pois com a entrada em vigor deste novo Decreto-Lei, atualmente em vigor, os consumidores podem produzir e consumir a sua própria energia, conseguindo dessa forma poupar na aquisição de energia da rede elétrica. Esta atual legislação privilegia o modelo de geração distribuída assegurando a sustentabilidade técnica e económica do sistema elétrico nacional, evitando possíveis sobrecustos para o sistema. O autoconsumo assenta no princípio de que a energia elétrica produzida deve ser predominantemente consumida pelo produtor-consumidor, conseguindo-se assim um maior benefício, quando a unidade de produção é dimensionada de acordo com as necessidades reais de consumo da instalação. O sobredimensionamento pode colocar a viabilidade económica do sistema em causa, especialmente em instalações com um número reduzido de módulos fotovoltaicos. As diversas tipologias de autoconsumo existentes, bem como o seu modo de funcionamento associado, proporcionam aos consumidores diferentes tipos de aplicações, desde sistemas isolados até sistemas ligados à RESP, com possibilidade de injeção de excedente na rede. Uma vez que o autoconsumo não constitui um modelo *standard*, quando comparado com a mini e microprodução, dado que neste caso é fortemente dependente da instalação de consumo, o objetivo definido baseou-se no estudo de três casos distintos com âmbito no setor industrial e comercial.

6.2. ANÁLISE CONCLUSIVA

A ferramenta de cálculo desenvolvida permite que um determinado utilizador na empresa, baseado na localização, potência contratada, tarifa e consumo anual encontrar o perfil de consumo, de um possível cliente, de forma a dimensionar e avaliar a viabilidade técnica e económica da implementação de uma UPAC, tal como apurar a potência a instalar tendo em consideração os objetivos do promotor do projeto, permitindo assim aferir as poupanças monetárias, energéticas e analisar os principais fluxos de energia resultantes, recorrendo a indicadores como o VAL, TIR e *payback*, e também apurar a potência fotovoltaica adequada tendo em conta o maior valor do VAL, entre outros fatores como poupança monetária no primeiro ano, de forma a poder concluir se um determinado projeto de investimento é favorável ou não.

A seleção dos três casos, para análise de resultados pretendeu abranger tipos de instalações distintas e exemplificar possíveis consumos reais. Efetuadas as análises e considerando os

principais objetivos das unidades de produção para autoconsumo em instalações comerciais e industriais, realça-se o impacto na redução de energia proveniente da RESP e também a tentativa de minimização de excedente a injetar na rede. O retorno deste tipo de investimento é menos atrativo do que o que se verificava há alguns anos na microprodução, no entanto com a tendência de subida do preço de custo da energia elétrica, este pode ser considerado um bom investimento a pensar num futuro próximo. A opção de venda de excedente à rede não apresenta grande significado em termos de análise económica dado que a remuneração obtida tem um valor muito residual.

A análise efetuada para a UPAC, nos três casos de estudo teve em consideração, que o tempo de exploração de um sistema fotovoltaico seja à volta dos 25 anos, garantia dada pelos fabricantes, e que o preço da energia tende a aumentar, tal como considerado neste trabalho.

O sistema fotovoltaico no caso da empresa A, totaliza 442 módulos fotovoltaicos, 720,8 m² de área usada, 8 inversores, apresentando uma potência instalada de 152,5 kWp, uma potência nominal de 150 kW e uma produção de energia elétrica para o primeiro ano de 258.565,03 kWh. No dimensionamento efetuado obtém-se uma taxa de autoconsumo de energia diária de 94,5% nos dias de maior produção e uma poupança de 27.975,12 €/ano, relativamente ao valor de custo total a pagar pela energia ativa, caso não fosse instalada a UPAC na empresa, que corresponde a uma diminuição de 35,2%.

No caso da empresa B, o sistema fotovoltaico totaliza 150 módulos fotovoltaicos, 244,6 m² de área usada, 2 inversores, apresentando uma potência instalada de 51,75 kWp, uma potência nominal de 50 kW e uma produção de energia elétrica para o primeiro ano de 88.074,9 kWh. No dimensionamento efetuado obtém-se uma taxa de autoconsumo de energia diária de 84,2% nos dias de maior produção e uma poupança de 11.968,76 €/ano, relativamente ao valor de custo total a pagar pela energia ativa, caso não fosse instalada a UPAC na empresa, que corresponde a uma diminuição de 46,7%.

No caso da empresa C, o sistema fotovoltaico totaliza 4 módulos fotovoltaicos, 6,52 m² de área usada, 1 inversores, apresentando uma potência instalada de 1,38 kWp, uma potência nominal de 1,5 kW e uma produção de energia elétrica para o primeiro ano de 2332,83 kWh. No dimensionamento efetuado obtém-se uma taxa de autoconsumo de energia diária de 99,4% nos dias de maior produção e uma poupança de 367,3 €/ano, relativamente ao valor

de custo total a pagar pela energia ativa, caso não fosse instalada a UPAC na empresa, que corresponde a uma diminuição de 22,4%.

Relativamente à viabilidade económica, obteve-se em todos os três casos estudados retornos de investimento aceitáveis em função do tempo de vida do projeto, com VAL positivos e taxas internas de rentabilidade bem superiores à taxa de atualização, o que demonstra serem bons projetos de investimento, tendo em conta um período de exploração de 25 anos e uma taxa de atualização de 8%, em que se utilizaram dos melhores equipamentos fotovoltaicos do mercado. Em relação ao segundo cenário estudado, acerca do sistema fotovoltaico em autoconsumo com apoio de sistemas de armazenamento, ou seja baterias, o retorno do investimento já apresenta resultados piores, e visto que a energia nas horas de vazio é mais barata e como a vida útil das baterias é inferior aos restantes equipamentos do sistema, esta solução já não é tao aliciente.

Conclui-se assim que todos os objetivos iniciais desta dissertação foram alcançados com êxito.

6.3. TRABALHOS FUTUROS

Para futuros trabalhos e dissertações neste âmbito, sugere-se o aperfeiçoamento da ferramenta de dimensionamento em autoconsumo, modificações ao modelo, construindo a ferramenta utilizando o *Visual Basic* como base essencial, de forma a simplificar as folhas de cálculo utilizadas e a ultrapassar por exemplo uma das limitações da ferramenta, como configurar o sistema ideal (módulos fotovoltaicos/inversor) de forma automática, dando as várias possibilidades de configuração.

Em trabalhos futuros, é possível também completar as bases de dados climáticos para outras inclinações possíveis dos módulos fotovoltaicos, de modo a afinar ainda mais a ferramenta e estender as bases de dados referentes aos modelos de módulos fotovoltaicos e inversores a utilizar.

Referências Documentais

- APREN. (Maio de 2017). Acesso em Maio de 2017, disponível em APREN - Associação de Energias Renováveis: http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/estatisticas_rapidas-renovaveis_janeiro_2017_dgeg_1491321550.pdf
- APREN/INEGI. (Julho de 2017). *Associação de Energias Renováveis*. Acesso em Julho de 2017, disponível em projeto e2p – Energias Endógenas de Portugal: <http://www.apren.pt/pt/projetos/nacionais/e2p/>
- BARRIAS, F. (2015). *Tecnologias de Produção de Frio: Estudo e Análise de Soluções Técnico-económicas*. Tese Dissertação, ISEP, Engenharia Eletrotécnica. Acesso em Maio de 2017, disponível em http://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/7939/1/DM_FernandoBarrias_2015_MEES EE.pdf
- CARNEIRO, J. (2010). *Universidade do Minho - Módulos Fotovoltaicos, Características e Associações*. Acesso em Maio de 2017, disponível em Repositorium.sdum.UMinho: https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf
- CASTRO, R. (Maio de 2008). *Energias Renováveis e produção descentralizada: Introdução à energia fotovoltaica. Edição 2.2*. IST - Instituto Superior Técnico. Acesso em Maio de 2017
- COSTA, A. S. (Maio de 2017). *APREN*. Acesso em Maio de 2017, disponível em http://www.apren.pt/fotos/editor2/antonio_sa_da_costa.pdf
- COUTADA, J. (Julho de 2015). *Produção Fotovoltaica em Autoconsumo e Pequena Produção: Caso de Estudo do Isep*. Dissertação, ISEP, Engenharia Eletrotécnica. Acesso em Maio de 2017, disponível em <http://hdl.handle.net/10400.22/7072>
- Crompton, T. P. (2000). *Battery reference book, Third Edition*. (Newnes, Editor) Acesso em Junho de 2017, disponível em Science Direct: <http://www.sciencedirect.com/science/book/9780750646253>

- EDP. (Julho de 2017). Acesso em Julho de 2017, disponível em Origem da Energia (Emissões associadas à produção de energia): <https://energia.edp.pt/empresas/apoio-cliente/origem-energia/?sector=Empresas&year=2016&period=-1>
- EDP. (2017). *EDP- Distribuição*. Acesso em Abril de 2017, disponível em Perfis de Consumo:
<http://www.edpdistribuicao.pt/pt/comercializador/DisponibilizacaoDadosdeEnergia/Pages/Perfis.aspx>
- ERSE. (Janeiro de 2017). ERSE – Perfis de consumo em 2017 para instalações em BT e o diagrama de carga. *Diário da República, 2.ª série — N.º 9 — 12 de janeiro de 2017*. Acesso em Abril de 2017, disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/acessoasredesaasinterligacoes/Documents/Diretiva%202-2017,%20de%2012%20de%20janeiro.pdf>
- FERREIRA, T. (2015). *Análise do Potencial de Melhoria de Eficiência Energética através da Aplicação de Tecnologias mais Modernas em Sistemas de Frio*. Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica, FEUP, Engenharia Mecânica. Acesso em Maio de 2017, disponível em <https://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/79861?mode=simple>
- GASPAR, P., & SILVA, P. (2015). *Handbook of Research on Advances and Applications in Refrigeration Systems and Technologies*. Engineering Science Reference. Acesso em Maio de 2017, disponível em <http://www.igi-global.com/book/handbook-research-advances-applications-refrigeration/123126>
- GOLI, S., MCKANE, A., & OLSEN, D. (Junho de 2011). *Demand Response Opportunities in Industrial*. Acesso em Maio de 2017, disponível em National Grid.”Demand Response Programs, Shared Demand Response Sample Audit” 2004: <https://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/1050706/>
- Haisheng Chen, T. N. (2009). *Science Direct*. Acesso em Junho de 2016, disponível em Progress in electrical energy storage system: A critical review. Progress in Natural Science,; <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S100200710800381X>
- Hora, R. n. (2017). *Microprodução e Miniprodução - Legislação*. Acesso em Março de 2017, disponível em Renováveis na Hora: <http://www.renovaveisnahora.pt/web/srm/legislacao>

- kinetics, C. (Maio de 2017). *Autoconsumo*. Acesso em 2017, disponível em <http://critical-kinetics.pt/Autoconsumo/autoconsumo.html>
- Ministério do Ambiente, O. d. (2014). Decreto - Lei nº 153/2014, 20 de Outubro. D.R. 1º Série nº 202. Acesso em Fevereiro de 2017, disponível em http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?uuid=00feb764-5a09-4bdd-b9b7-f1888c8f3e18&groupId=13360
- MONTEIRO, J. A. (Abril de 2014). *Produção Fotovoltaica: Legislação, tarifas, tecnologia necessária e viabilidade económica para a produção numa perspetiva de chave na mão*. FEUP, Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Acesso em Maio de 2017, disponível em http://sigarra.up.pt/feup/pt/publs_pesquisa.show_publ_file?pct_gdoc_id=367395.
- OLIVEIRA, F. (2013). *Dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica para uma exploração agrícola direcionada à indústria de lacticínios*. Dissertação, ISEP, Departamento de Mecânica. Acesso em Maio de 2017, disponível em WWW:<URL: <http://www.rcaap.pt/detail.jsp?id=oai:recipp.ipp.pt:10400.22/4674>>.
- OMIE. (2016). *Preços médios finais no OMIE para o pólo Português*. Acesso em Maio de 2017, disponível em http://www.omie.es/reports/index.php?report_id=311#
- Paul V Braun, J. C. (Junho de 2012). *Science Direct*. Acesso em Junho de 2016, disponível em High power rechargeable batteries. Current Opinion in Solid State and Materials Science:
<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.659.5740&rep=rep1&type=pdf>
- PEREIRA, F., & OLIVEIRA, M. (2015). *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica - 2ª edição*. Pubindústria.
- PINTO, H. (2015). *Caracterização do parque nacional de refrigeração em setores de atividade para os quais o frio industrial é crítico*. Tese Mestrado, FEUP, Engenharia Mecânica. Acesso em Abril de 2017, disponível em <https://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/90139>
- PV*SOL. (Junho de 2017). *PV Software PV*SOL premium | Valentin Software*. (NREL (National Renewable Energy Laboratório)) Acesso em Junho de 2017, disponível em www.valentin-software.com/en/products/.../57/pvsol-premium

- PVGIS. (2017). *JRC's Institute for Energy e Transport. Solar radiation and photovoltaic electricity potential country and regional maps for Europe*. Acesso em Maio de 2017, disponível em WWW:<URL: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur_old.htm>
- PVSYST. (Junho de 2017). *PVsystem - PV System Simulation*. (PVSYST SA) Acesso em Junho de 2017, disponível em www.pvsyst.com
- REN. (Maio de 2017). *REN-Redes Energéticas Nacionais*. Acesso em Maio de 2017, disponível em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/CaracterizacaoRNT/CaracterizacaoRNT2015.pdf>
- REN21. (25 de Maio de 2017). *REN21 - Renewables 2015 - Global Status Report*. Acesso em 2017, disponível em REN21: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/REN12->
- República, D. d. (Maio de 1988). Decreto - Lei nº 189/88, 27 de Maio. Acesso em Março de 2017, disponível em <https://www.edpsu.pt/pt/PRE/cogeracao/RegulamentaoDocs/DL189-88.pdf>
- SMA. (Junho de 2017). *SUNNY DESIGN WEB / SMA Solar*. (SMA Solar) Acesso em Junho de 2017, disponível em www.sma.de/en/products/planning.../sunny-design-web.html
- SOARES, I., MOTA, J., PINHO, C., & COUTO, J. (2007). *Decisões de Investimento - Análise Financeira de Projetos, 1ª Edição*. Edições Sílabo, Lda. Acesso em Junho de 2017
- Solar, C. d. (2017). *MPPT*. Acesso em Junho de 2017, disponível em <http://www.mpptsolar.com/pt/controlador-de-carga-para-painel-solar.html>
- SOLARGIS. (Março de 2017). *solargis.com/products/maps-and-gis-data*. Fonte: <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/portugal>
- SOLIDAL. (2010). *Solidal, "Dimensionamento dos Condutores e Cabos Eléctricos"*. Fonte: <http://www.solidal.pt/var/imagens/gerais/File/guiatecnico/Cap%202.pdf>
- SPAES. (2017). *SPAES- Solar Products and Energy Solutions*. Acesso em Junho de 2017, disponível em <http://spaes.com.pt/pt/fotovoltaico.html>

Stern, E. -N. (Janeiro de 2017). *New York University - Stern School of Business*. Acesso em Junho de 2017, disponível em www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betaEurope.xls

Tesla Powerwall. (2017). (Tesla) Acesso em Junho de 2017, disponível em https://www.teslamotors.com/en_GB/powerwall?redirect=no

Voltimum. (s.d.). *Autoconsumo na perspectiva dos consumidores domésticos / Apresentação realizada no âmbito do seminário sobre Autoconsumo*. Acesso em Fevereiro de 2017, disponível em <http://www.voltimum.pt/biblioteca/autoconsumo-na-perspectiva-dos-consumidores-domesticos-apresentacao-realizada-no-ambito>

Anexo A. Dados Climáticos - Sistema Fixo

Neste anexo é apresentada a base de dados climáticos criada para o sistema fixo, com os dados de radiação e temperatura médias para todos os distritos.

Mês	Região / Horas	Aveiro	Agores	Beja	Braga	Bragança	Castelo Branco	Coimbra	Évora	Faro	Guarda	Lentia	Lisboa	Madeira	Portalegre	Porto	Santarém	Setúbal	Viana do Castelo	Vila Real	Viseu	
		G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)	G(W/m ²) Td(°C)
Janeiro	7-8h	44.0	18.8	61.0	12.8	23.5	14.3	32.0	53.3	68.3	28.5	14.8	33.8	29.8	65.0	32.5	42.0	45.0	30.3	25.8	32.8	4.8
	8-9h	222.5	66.5	272.8	194.0	176.0	230.3	218.3	265.0	224.8	203.0	156.3	221.3	72.5	203.5	217.3	224.8	234.3	204.0	176.3	218.0	4.8
	9-10h	360.8	138.0	427.0	318.8	307.0	376.8	362.3	413.3	450.5	341.0	369.5	369.5	304.0	379.0	353.3	379.0	392.5	336.0	294.5	351.8	6.1
	10-11h	453.0	181.0	536.5	406.3	400.0	481.3	465.8	518.3	568.8	440.3	476.0	474.3	441.5	480.5	448.3	490.5	507.5	428.5	377.8	446.5	7.4
	11-12h	514.0	197.0	598.3	453.3	452.0	540.3	524.3	571.0	634.0	496.5	536.3	534.0	484.8	538.3	502.0	553.5	573.0	480.5	424.5	500.5	8.8
	12-13h	525.3	200.3	610.8	465.3	463.3	552.0	539.8	589.0	643.8	508.0	548.8	546.0	493.5	550.0	513.0	566.5	586.0	490.8	434.3	511.3	10.0
	13-14h	491.8	180.5	573.5	435.8	431.8	516.8	500.8	553.5	609.0	473.8	512.0	510.0	467.5	515.0	480.5	528.3	546.5	459.5	405.8	478.8	10.0
	14-15h	415.3	167.8	487.5	367.0	358.3	434.5	419.5	471.3	516.0	396.0	428.3	427.0	406.8	435.3	405.8	440.5	456.0	387.3	340.5	404.3	10.0
	15-16h	296.3	107.8	355.3	261.5	246.3	308.3	295.0	344.3	373.0	276.3	202.3	295.5	311.0	312.3	290.8	306.8	318.3	275.3	240.0	289.5	10.0
	16-17h	13.0	126.8	47.8	131.8	107.5	80.8	139.8	120.8	170.8	182.5	103.8	123.8	103.8	112.8	126.8	139.8	136.8	13.0	9.6	10.6	10.0
	17-18h	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	18-19h	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	19-20h	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	20-21h	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	7-8h	125.5	55.0	151.0	94.5	100.3	123.5	113.8	153.0	155.5	113.3	115.8	116.3	57.3	41.0	118.8	122.0	128.3	113.3	105.3	117.0	4.5
	8-9h	317.5	179.8	356.5	238.0	295.0	332.5	307.0	355.5	372.8	311.0	311.0	314.5	160.5	326.0	317.8	322.0	332.5	307.0	294.3	313.0	4.5
	9-10h	479.3	339.3	526.0	442.0	462.5	502.5	464.5	520.5	554.0	476.5	471.3	478.5	383.3	468.8	478.3	496.0	518.0	464.8	451.5	471.5	5.2
	10-11h	596.8	406.0	649.3	551.0	586.5	626.8	579.5	640.3	685.5	596.3	588.8	599.0	457.3	606.8	595.0	624.3	640.5	579.8	567.0	587.0	7.7
	11-12h	663.5	442.8	718.8	613.5	657.8	697.8	644.8	708.3	760.3	667.8	655.3	667.3	498.0	674.3	661.5	697.5	715.3	645.3	633.0	653.3	9.0
	12-13h	677.3	450.0	733.3	626.0	672.3	712.3	657.8	721.8	775.3	691.8	668.8	681.3	506.0	687.8	674.8	712.3	730.3	658.3	646.5	666.5	10.0
	13-14h	636.8	428.0	690.8	587.3	629.0	668.3	618.5	681.0	730.3	639.8	628.5	639.8	481.8	647.0	634.8	668.3	685.3	619.0	606.5	626.8	10.0
	14-15h	579.0	376.8	591.0	509.0	530.0	571.0	520.0	596.5	629.5	549.5	529.5	549.5	426.5	548.8	536.5	566.5	598.0	520.0	510.0	536.0	10.0
	15-16h	403.3	294.3	446.5	371.5	383.3	422.3	390.5	443.3	468.8	396.5	395.8	401.3	333.8	412.3	402.8	413.8	426.3	396.0	377.5	397.0	10.0
	16-17h	224.5	120.5	258.0	205.8	201.0	235.0	216.3	259.0	268.5	216.3	65.5	220.8	211.3	232.3	225.3	223.8	232.3	216.3	204.5	222.0	10.0
17-18h	13.2	124.3	10.3	112.3	9.3	124.3	10.3	124.3	10.3	124.3	10.3	124.3	10.3	124.3	10.3	124.3	10.3	124.3	10.3	124.3	10.0	
18-19h	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
19-20h	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
20-21h	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
7-8h	223.0	161.5	248.0	203.0	211.3	220.8	212.8	246.8	253.5	212.8	216.3	210.3	95.3	207.5	228.0	215.0	217.8	223.8	206.5	216.0	7.6	
8-9h	420.3	296.3	442.3	362.8	397.3	425.0	394.5	436.0	465.0	395.5	404.5	404.8	303.0	415.3	418.8	414.5	425.0	423.0	388.8	399.8	8.8	
9-10h	579.5	392.3	600.5	527.8	556.3	591.0	547.3	590.5	641.3	558.3	564.3	572.0	458.3	570.5	578.5	586.8	605.5	585.3	541.3	554.5	10.0	
10-11h	694.3	458.0	712.5	632.0	671.5	710.8	657.0	699.8	767.0	672.8	678.8	693.3	534.3	691.3	685.5	712.8	738.3	702.0	691.3	709.8	11.5	
11-12h	758.3	493.5	775.3	690.8	736.5	778.3	718.8	761.0	837.8	738.0	743.5	762.3	575.5	743.5	758.0	784.5	813.8	768.3	713.5	728.5	12.6	
12-13h	771.5	509.3	797.8	702.3	749.8	791.8	721.0	775.0	852.3	759.8	756.8	775.8	584.0	770.8	786.8	829.0	815.0	768.0	726.0	741.0	13.5	
13-14h	732.5	474.5	750.3	657.3	710.3	751.0	694.0	736.0	809.3	712.0	717.5	734.5	559.0	718.5	732.5	755.5	748.5	741.8	688.5	703.3	14.1	
14-15h	643.0	429.0	662.5	585.5	620.0	657.5	608.0	651.3	719.0	621.5	627.5	639.0	500.5	631.8	642.0	656.3	678.8	643.8	602.0	615.8	14.1	
15-16h	505.0	348.0	526.8	453.8	481.5	513.0	478.8	518.5	558.8	483.8	489.3	493.3	407.0	498.0	503.8	505.5	520.3	509.3	469.8	482.0	14.1	
16-17h	327.0	237.8	348.8	298.3	306.0	329.0	305.5	344.5	362.0	308.0	312.3	309.3	279.0	324.3	325.8	316.3	322.5	328.8	300.5	310.0	14.1	
17-18h	15.7	14.0	16.5	14.8	12.6	14.7	15.8	15.9	16.0	11.7	16.5	16.2	9.7	14.4	14.7	17.0	15.4	14.8	14.0	13.7	14.1	
18-19h	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
19-20h	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
20-21h	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
7-8h	267.0	223.3	267.0	247.3	247.5	261.3	245.3	266.8	275.8	244.0	251.0	254.0	200.3	251.8	270.0	253.3	259.3	272.3	241.3	246.8	10.0	
8-9h	440.9	367.3	446.0	400.3	414.3	441.0	403.0	443.3	475.0	417.8	431.5	431.5	345.8	419.0	444.0	434.8	440.8	451.0	390.5	403.5	12.6	
9-10h	586.0	480.0	595.3	527.0	557.3	593.8	535.3	590.5	648.5	545.0	558.8	583.8	448.3	560.0	589.3	610.0	603.0	610.0	530.8	533.5	14.1	
10-11h	691.3	589.0	703.0	617.3	661.3	705.5	630.3	696.5	769.8	644.8	660.5	695.5	516.5	661.5	694.0	707.0	734.3	709.5	626.5	626.8	14.1	
11-12h	750.5	602.5	763.0	688.0	720.0	768.3	683.5	756.0	840.8	701.5	718.3	758.3	556.8	718.5	753.0	773.0	803.3	770.8	680.8	679.0	14.1	
12-13h	762.0	611.5	775.5	678.3	732.0	781.0	694.3	768.0	854.8	713.0	730.0	771.0	564.3	730.0	765.0	786.5	817.3	783.0	691.5	689.5	14.1	
13-14h	727.0	585.3	739.0	647.8	696.5	743.0	662.3	732.0	812.3	670.8	6											

Maio	7-8h	291,5	249,3	290,8	276,5	284,5	289,5	273,8	291,3	292,0	281,3	274,0	276,8	195,8	284,3	297,0	278,0	278,0	297,8	282,5	280,0
	8-9h	462,0	373,3	463,0	423,8	453,0	470,5	431,8	463,3	496,3	448,8	433,3	454,5	334,8	456,8	471,5	460,0	467,3	474,3	448,3	443,0
	9-10h	606,3	472,5	618,5	558,0	597,8	626,3	565,3	606,8	654,0	590,5	579,5	611,3	426,3	603,0	619,0	620,0	635,3	624,5	589,3	580,8
	10-11h	711,3	542,0	727,3	651,0	704,0	740,8	663,3	710,0	777,3	694,3	682,8	727,8	489,3	710,0	726,8	739,8	761,0	734,5	692,0	680,8
	11-12h	19,6	15,2	22,1	16,7	16,7	20,0	19,9	20,7	19,3	16,4	20,3	20,6	12,2	18,7	19,8	21,1	16,2	16,7	17,6	17,9
	12-13h	20,2	16,2	23,6	19,5	17,7	20,3	20,6	21,7	20,2	17,2	21,3	21,3	13,4	20,5	19,4	22,1	16,8	19,2	16,8	16,8
	13-14h	747,0	588,0	801,0	714,3	777,0	819,8	730,0	780,0	862,3	765,0	754,0	808,5	530,3	783,0	800,8	823,3	848,5	810,0	763,0	743,3
	14-15h	20,6	16,8	24,8	20,0	18,4	21,6	21,2	22,5	20,4	17,9	22,0	21,9	14,8	21,2	19,8	22,3	19,1	19,5	19,6	19,5
	15-16h	664,0	511,0	678,5	609,3	656,3	689,3	619,3	663,8	722,0	647,5	636,5	675,3	461,3	662,0	678,5	695,8	704,3	685,0	645,8	636,0
	16-17h	20,3	17,2	26,1	20,3	19,6	22,6	21,4	23,8	20,8	19,0	22,2	22,0	17,2	22,5	19,7	23,8	19,5	19,4	21,0	20,3
	17-18h	379,3	319,8	362,0	355,3	370,5	381,8	354,5	379,8	391,0	367,0	357,5	366,5	279,5	372,5	386,5	370,0	373,5	388,0	367,3	363,3
	18-19h	19,8	16,9	25,7	19,3	19,4	22,4	20,6	23,5	20,8	16,9	21,4	21,6	15,5	22,3	19,2	23,2	19,4	19,1	20,6	20,0
	19-20h	204,0	182,8	199,3	197,0	199,0	198,3	193,3	201,0	194,5	195,8	191,8	198,5	196,3	196,3	207,0	189,0	186,3	200,0	198,0	196,5
	20-21h	17,9	16,5	24,8	19,2	18,8	21,8	19,6	22,8	20,6	18,2	20,3	20,7	13,0	21,6	18,4	22,2	19,1	18,5	20,1	19,3
	7-8h	301,5	249,5	304,8	295,3	308,3	309,5	287,5	305,0	300,3	498,0	290,0	290,0	193,3	304,0	306,3	295,8	289,8	310,8	303,8	300,0
	8-9h	17,9	13,9	18,5	17,0	16,6	18,6	17,5	18,4	20,0	17,5	17,9	16,5	7,6	16,2	17,4	16,8	17,8	17,6	16,8	16,4
	9-10h	474,5	384,3	501,5	458,3	503,0	458,3	503,0	458,3	503,0	458,3	503,0	458,3	362,0	495,3	486,8	488,3	486,0	487,3	482,5	478,0
	10-11h	621,8	456,0	670,5	596,8	664,5	683,0	597,3	665,5	676,5	666,3	603,3	640,8	472,0	661,0	632,3	658,8	660,0	638,0	645,0	630,3
	11-12h	729,5	520,0	795,8	697,5	789,0	812,5	702,3	788,3	806,5	791,8	719,8	763,3	551,0	763,3	741,8	786,3	790,3	748,5	762,0	742,3
	12-13h	22,7	21,1	25,6	23,1	23,2	26,6	24,2	22,4	23,9	22,0	20,6	22,8	23,1	27,2	23,4	24,2	27,0	21,7	21,7	21,4
13-14h	791,3	555,0	887,5	755,3	891,0	897,8	762,8	850,8	891,0	894,7	785,3	829,3	595,0	804,0	860,0	860,0	866,3	812,0	829,5	806,5	
14-15h	23,4	18,9	27,4	22,3	21,7	25,2	23,4	25,1	22,3	21,6	23,8	23,9	18,6	24,3	21,9	25,3	20,4	21,6	22,8	22,4	
15-16h	803,8	562,3	882,3	767,0	875,5	903,0	775,0	873,3	896,3	879,3	795,5	848,5	603,8	868,3	816,8	875,3	882,0	824,8	843,5	819,8	
16-17h	23,8	19,3	28,8	22,8	22,5	26,0	24,1	26,1	22,5	22,4	24,5	24,6	19,3	25,2	22,3	26,3	20,7	21,8	23,6	23,1	
17-18h	766,5	641,0	838,5	732,0	832,0	857,5	738,3	830,3	851,0	835,0	797,3	805,5	577,5	825,3	779,0	830,3	835,5	786,5	802,5	780,5	
18-19h	24,0	20,9	29,6	23,1	23,2	26,6	24,2	22,4	23,9	22,7	23,0	25,0	25,1	19,5	25,9	22,4	27,0	21,9	24,1	23,6	
19-20h	661,0	491,5	739,5	652,3	732,8	750,0	655,0	733,0	747,8	735,0	670,5	708,5	575,8	726,3	692,5	729,5	731,5	698,8	703,3	631,8	
20-21h	24,0	21,6	30,6	23,1	23,7	27,0	24,1	27,4	22,3	23,5	25,1	25,2	19,6	26,5	22,3	27,4	20,7	21,8	24,8	23,9	
7-8h	552,5	413,5	590,8	531,5	585,8	608,0	530,0	587,0	594,0	586,5	540,3	563,0	420,5	582,8	562,3	578,3	577,3	567,0	570,0	558,5	
8-9h	23,6	21,7	30,9	23,0	23,9	27,2	23,7	27,7	23,0	23,6	24,8	25,0	20,0	26,7	22,1	27,2	20,8	21,6	24,9	23,9	
9-10h	390,0	309,0	405,0	378,0	404,5	410,8	372,5	404,0	402,8	403,3	377,5	384,8	297,3	401,5	398,0	393,3	388,8	401,0	396,8	391,0	
10-11h	23,0	21,1	30,6	22,7	23,0	25,9	23,0	27,5	23,1	23,3	24,2	24,3	20,3	25,6	21,5	26,8	21,3	20,8	23,5	23,5	
11-12h	212,5	187,8	205,0	210,8	213,5	209,5	202,8	206,3	199,3	208,3	203,3	197,8	159,0	206,8	219,0	200,5	193,8	219,5	212,0	209,3	
12-13h	22,1	20,5	29,6	22,0	22,9	26,2	22,0	26,7	23,1	22,6	23,0	23,2	19,7	25,3	20,8	25,4	20,7	20,8	23,8	22,8	
13-14h	75,3	85,3	64,0	77,8	70,8	62,3	72,8	64,5	61,3	64,5	71,3	67,0	59,3	66,5	77,0	65,3	59,5	76,5	71,5	70,5	
14-15h	21,3	20,5	28,2	21,2	22,0	25,1	21,0	25,7	22,8	21,7	21,9	22,2	19,4	24,9	20,0	24,2	20,4	20,2	22,8	21,8	
15-16h	0,0	0,0	11,5	8,5	20,0	17,0	14,8	17,8	8,8	8,0	15,3	17,0	8,5	0,0	9,0	20,0	8,5	7,5	20,0	17,5	
16-17h	20,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
17-18h	19,8	20,3	27,8	20,9	21,7	24,8	20,7	25,4	22,6	21,4	21,6	21,9	19,2	24,6	19,7	23,9	20,2	19,3	22,5	21,5	
7-8h	299,0	255,0	310,0	298,3	314,5	314,8	294,0	312,0	302,3	315,5	292,0	294,0	200,5	312,3	305,5	297,5	292,0	304,0	309,8	308,0	
8-9h	19,3	16,7	20,1	18,8	18,5	21,9	18,5	20,1	21,9	18,4	18,0	19,8	10,0	20,6	19,1	20,2	16,8	19,0	19,3	18,8	
9-10h	487,3	376,3	529,0	465,3	530,3	496,5	526,3	516,0	536,8	495,8	496,5	496,5	419,8	514,3	510,3	504,5	492,0	510,3	510,3	510,3	
10-11h	214,0	176,8	207,0	20,7	24,8	20,3	22,9	22,9	19,3	21,8	13,7	23,0	20,9	22,3	19,7	20,6	21,5	21,0	20,6	21,0	
11-12h	650,8	473,8	720,3	641,3	722,0	735,8	655,5	715,8	700,0	732,8	655,8	676,5	554,0	723,5	658,8	700,8	695,3	655,0	696,8	692,3	
12-13h	23,2	19,3	25,5	22,5	22,7	26,7	22,1	24,6	23,8	22,7	20,6	23,6	16,9	25,1	22,4	24,3	20,6	22,0	23,5	23,0	
13-14h	772,3	542,0	863,0	753,5	866,5	885,0	781,8	855,3	838,3	880,5	782,8	809,8	655,8	867,5	845,0	839,5	776,3	832,5	825,8	828,8	
14-15h	24,6	20,6	28,0	23,9	24,2	28,1	23,7	26,4	24,3	24,2	21,7	25,1	19,1	26,6	23,4	26,1	21,4	22,9	25,0	24,7	
15-16h	845,5	679,5	946,0	824,5	950,8	919,8	819,3	926,3	951,0	951,5	859,8	889,8	719,8	959,8	959,3	929,3	929,3	845,8	910,0	903,5	
16-17h	25,5	21,7	30,2	25,0	25,3	29,1	25,0	27,8	24,5	25,4	22,5	26,2	20,4	27,7	24,1	27,5	22,0	23,5	26,3	26,0	
17-18h	856,5	587,0	962,8	841,8	967,8	988,8	869,3	952,0	934,0	963,8	871,5	904,5	725,3	967,8	864,3	946,5	940,5	859,8	927,0	919,0	
18-19h	26,1	22,7	32,1	25,7	26,4	29,3	25,8	29,1	24,8	26,4	23,1	27,1	21,1	28,8	24,4	28,7	22,4	23,8	27,4	27,0	
19-20h	814,3	564,8	912,5	800,3	916,8	936,5	825,3	903,3	886,0	931,8	826,8	856,3	690,5	917,3	822,3	895,3	889,5	817,8	879,3	872,3	
20-21h	26,2	23,5	33,8	26,1	27,2	30,7	26,1	30,3	25,0	27,2	23,4	27,7	21,3	29,8	24,6	27,7	22,6	23,9	28,2	27,7	
7-8h	214,0	176,8	207,0	20,7	24,8	20,3	22,9	22,9	19,3	21,8	13,7	23,0	20,9	22,3	19,7	20,6	21,5	21,0	20,6	21,0	
8-9h	489,5	396,5	522,0	485,0	516,8	524,3	482,3	521,3	512,8	519,5	485,0	495,3	413,8	517,5	495,0	502,8	499,8	511,3	507,5	507,5	
9-10h	21,5	18,0	22,8	20,4	23,9	20,4	22,6	23,3	20,1	19,5	21,6	14,2	22,7	20,7	22,1	19,9	20,4	20,8	20,5	20,8	
10-11h	661,5	518,0	715,8	656,5	717,3	721,0	658,8	710,3	705,5	721,5	664,5	687,5	562,3	710,3	669,0	709,8	704,0	676,0	708,5	692,0	
11-12h	23,4	19,6	25,5	22,2	22,1	26,1	22,3	24,7	24,1	22,2	20,7	23,7	17,5	24,7	22,3	24,2	20,7	21,8	22,8	22,6	
12-13h	788,8	604,5	859,8	783,8	868,5	867,5	789,8	850,3	846,5	874,0	798,8	831,8	670,5	853,8	798,3	861,0	855,5	806,5	856,5	823,3	
13-14h	24,9	20,9	27,9	23,7	23,6	27,7	24,0	26,4	24,6	23,8	21,7	25,2	19,9	26,3	23,5	26,0	21,5	22,8	24,5	24,3	
14-15h	861,8	653,3	942,3</																		

Setembro	7-8h	236,3	207,3	250,0	229,5	229,3	243,3	228,8	250,5	232,3	233,3	237,0	102,3	241,5	240,0	237,3	237,8	237,3	228,8	237,0	
	8-9h	446,5	361,3	464,0	433,0	449,5	466,0	434,5	464,0	471,0	451,3	441,8	449,3	328,5	455,3	452,0	455,3	460,5	447,5	446,0	446,5
	9-10h	20,2	15,4	20,3	19,2	17,1	20,3	19,9	20,2	21,6	17,2	16,6	20,3	10,7	19,8	19,6	20,3	19,0	15,5	18,2	16,5
	10-11h	632,5	489,5	650,0	613,3	649,8	664,3	617,0	649,0	664,8	646,5	627,0	637,0	440,0	643,3	639,5	650,5	660,0	634,5	642,5	631,0
	11-12h	22,1	17,2	22,6	20,8	18,9	22,2	21,7	22,0	22,2	18,9	20,4	21,9	13,5	21,5	21,1	22,1	19,7	20,9	19,9	20,2
	12-13h	771,3	580,8	787,0	747,5	801,0	812,8	753,8	785,5	807,8	797,0	764,8	777,0	518,0	783,0	779,3	796,5	810,0	774,0	791,3	769,0
	13-14h	23,6	19,9	24,8	22,3	20,3	23,7	23,9	23,8	22,7	20,3	22,4	23,2	15,8	23,0	22,4	23,8	20,4	22,1	21,4	21,7
	14-15h	851,3	631,8	866,0	825,0	869,3	899,5	832,0	863,3	890,3	863,3	844,0	857,3	560,8	863,5	859,8	881,3	897,3	864,3	877,8	848,0
	15-16h	24,8	20,4	26,8	23,4	21,5	24,9	24,6	25,0	23,0	21,4	24,2	24,3	17,9	24,1	24,1	23,4	21,0	23,0	22,6	22,9
	16-17h	867,8	641,8	882,0	841,0	907,3	916,3	848,0	879,0	900,8	860,5	873,8	569,0	880,0	876,0	898,5	914,8	870,8	895,5	864,0	864,0
	17-18h	25,5	21,4	26,2	24,2	22,5	25,8	25,5	26,1	23,3	22,3	25,5	25,1	19,7	25,1	24,0	26,6	21,4	23,4	23,7	23,9
	18-19h	819,0	611,3	834,3	793,8	853,8	864,0	800,5	832,0	857,0	846,5	812,0	825,0	543,8	831,0	827,3	847,0	862,0	822,0	842,8	816,3
	19-20h	25,9	21,7	29,3	24,8	23,3	26,5	25,8	26,9	23,4	23,0	26,2	25,7	21,3	25,8	24,2	27,5	21,4	23,6	24,6	24,5
	20-21h	708,8	540,0	725,3	687,0	732,5	745,8	682,0	724,3	743,3	729,8	702,8	719,8	493,5	720,0	716,3	730,8	742,3	711,0	724,0	706,8
	7-8h	54,3	429,8	562,3	527,8	554,5	570,0	530,5	561,8	573,3	554,8	539,3	562,3	258,2	568,0	554,3	550,8	557,8	565,3	545,8	543,8
	8-9h	25,0	21,3	29,8	24,2	23,7	26,7	24,9	27,2	23,4	23,2	25,7	25,5	21,4	26,1	23,4	27,8	21,4	22,9	25,1	24,6
	9-10h	342,3	268,3	358,5	332,0	339,3	355,3	332,3	358,8	361,8	342,0	338,3	343,8	262,0	349,3	346,8	346,8	343,5	343,3	337,5	342,5
	10-11h	23,9	20,7	29,1	23,4	23,1	26,1	23,8	26,7	23,3	22,8	24,6	24,6	19,4	25,7	22,5	26,7	21,4	22,1	24,6	23,7
	11-12h	136,3	129,0	145,8	133,0	128,3	138,5	131,8	146,8	144,3	130,5	134,5	135,5	115,3	133,3	133,3	135,0	134,0	137,0	128,5	137,0
	12-13h	22,6	20,1	27,8	22,4	22,1	25,1	22,4	25,8	23,1	21,7	23,2	23,4	16,8	24,8	21,4	25,4	21,3	21,3	23,6	22,7
	13-14h	11,8	9,0	11,3	11,5	9,0	10,8	11,3	12,5	11,8	10,0	10,5	11,5	49,0	11,3	11,8	10,8	10,3	11,8	9,0	11,3
14-15h	21,7	20,1	26,4	21,4	21,0	24,0	21,3	24,7	22,8	20,7	21,9	22,4	16,2	23,9	20,5	24,1	21,1	20,7	22,4	21,6	
15-16h	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
16-17h	0,0	0,0	26,3	21,3	20,9	21,2	24,6	22,8	24,6	20,8	21,8	22,3	16,2	23,8	20,4	24,8	21,1	20,6	22,3	21,5	
17-18h	19,8	19,9	26,1	21,1	20,7	23,7	21,0	24,4	22,6	20,4	21,6	22,1	16,0	23,6	20,2	23,8	20,5	20,4	22,1	21,3	
7-8h	155,3	64,0	193,0	135,3	138,8	164,8	148,8	185,3	180,8	144,8	151,5	158,3	98,0	167,0	155,3	163,3	153,5	137,8	157,0	157,0	
8-9h	15,6	11,7	14,9	14,4	11,0	13,9	15,9	15,4	19,0	11,6	15,9	16,4	5,7	14,4	15,2	16,8	17,2	15,3	12,4	14,3	
9-10h	346,0	247,3	404,3	319,8	328,3	368,0	336,3	389,5	412,5	337,5	343,3	357,3	215,5	363,8	346,0	356,8	375,5	341,8	321,3	344,5	
10-11h	18,4	12,5	15,4	15,4	12,5	15,4	15,4	12,5	15,4	15,4	12,5	15,4	15,4	12,5	15,4	15,4	12,5	15,4	15,4	15,4	
11-12h	509,5	400,8	580,5	467,8	501,0	543,0	503,3	560,5	602,3	507,0	503,3	530,3	414,8	528,8	511,5	534,0	562,8	502,3	482,5	505,0	
12-13h	17,8	13,6	18,5	17,0	13,9	16,9	18,4	18,2	20,1	14,1	18,3	18,8	10,2	17,0	17,6	18,4	18,1	17,6	15,2	16,7	
13-14h	629,5	485,8	708,8	576,3	630,3	671,3	624,5	684,8	741,0	632,5	631,3	657,0	498,8	649,3	630,3	665,0	701,5	620,0	601,3	621,8	
14-15h	19,1	15,2	20,1	18,3	15,3	18,2	19,7	19,5	20,6	15,3	19,7	19,8	12,3	18,2	18,8	19,7	18,7	18,7	16,5	17,0	
15-16h	638,0	533,3	761,5	637,5	704,0	744,8	694,3	758,0	820,0	704,5	700,8	729,5	544,8	718,0	696,3	740,0	781,8	687,3	670,0	688,3	
16-17h	20,2	16,7	21,6	19,3	16,3	19,4	20,8	20,7	21,0	16,3	20,9	20,7	14,3	19,3	18,3	21,0	19,4	18,7	16,6	16,5	
17-18h	711,8	542,8	796,3	650,0	719,3	760,0	708,3	763,3	836,0	719,3	715,3	744,3	553,8	731,8	712,3	755,3	798,0	687,8	683,8	701,8	
18-19h	20,9	17,8	22,6	20,1	17,2	20,3	21,6	21,7	21,2	17,2	21,9	21,5	15,7	20,2	20,5	22,0	19,8	20,3	18,6	19,0	
19-20h	670,5	514,0	752,3	612,8	674,3	715,3	666,3	727,0	788,3	675,5	672,8	700,3	526,5	690,3	671,0	709,8	743,3	660,0	642,3	661,5	
20-21h	21,3	18,9	23,3	20,5	17,9	21,0	22,0	22,4	21,4	17,8	22,6	22,0	16,5	20,8	20,9	22,7	20,1	20,6	19,3	19,5	
7-8h	575,5	448,0	651,3	527,5	572,0	615,5	570,0	623,0	678,8	571,0	576,5	600,3	461,5	535,3	577,0	605,0	633,0	607,0	573,8	593,3	
8-9h	21,0	18,4	23,5	20,5	18,2	21,2	21,9	22,5	21,2	17,9	22,7	22,1	16,4	20,9	20,7	23,0	20,1	20,5	18,6	19,6	
9-10h	432,5	345,0	497,8	398,3	419,0	460,5	425,5	480,0	512,8	426,8	430,8	448,5	359,0	451,3	434,5	450,3	474,3	426,8	406,3	429,5	
10-11h	20,4	18,0	23,1	20,0	17,9	20,7	21,2	22,0	21,3	17,4	22,2	21,6	15,5	20,4	20,0	22,6	20,0	19,8	19,4	19,1	
11-12h	252,5	210,5	302,0	234,5	232,3	268,3	244,8	280,8	304,3	242,3	246,3	259,3	225,0	268,8	254,5	257,3	270,5	243,5	230,5	253,0	
12-13h	19,3	17,3	22,0	19,0	17,0	19,8	20,1	21,1	21,0	16,5	21,0	20,7	13,7	19,5	19,0	21,8	19,8	18,9	18,7	18,1	
13-14h	63,5	40,3	59,3	55,5	40,3	67,3	58,0	79,5	82,3	53,0	28,5	60,0	63,5	70,8	64,3	62,0	60,5	52,8	42,3	53,8	
14-15h	18,1	16,7	20,6	17,9	15,9	18,5	18,9	19,8	20,7	15,3	19,6	19,6	11,6	18,3	17,8	20,4	19,6	17,9	17,6	16,9	
15-16h	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
16-17h	17,2	16,7	19,4	16,9	14,9	17,5	18,0	18,8	20,3	14,4	18,7	18,7	11,1	17,4	16,9	19,4	19,3	17,3	16,7	16,0	
17-18h	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
18-19h	17,0	16,7	19,3	16,8	14,8	17,4	17,9	18,7	20,3	14,3	18,6	18,6	11,1	17,3	16,8	19,3	19,3	17,2	16,6	15,9	
19-20h	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
20-21h	16,8	16,5	19,1	16,6	14,6	17,2	17,7	18,5	20,1	14,1	18,4	18,4	10,9	17,1	16,6	19,1	19,1	17,0	16,4	15,7	
7-8h	61,5	29,0	96,0	36,3	40,0	50,3	45,3	60,8	94,3	51,3	25,3	77,8	37,3	23,8	59,8	86,3	91,3	52,0	42,8	59,3	
8-9h	11,0	8,3	9,2	9,5	6,3	8,6	11,2	10,2	15,2	6,5	11,5	12,1	1,2	9,1	10,6	11,2	13,8	11,0	7,5	8,3	
9-10h	252,3	75,3	310,3	222,3	215,5	268,3	245,0	299,8	333,0	231,0	227,0	276,8	76,5	228,8	247,8	281,0	295,8	240,8	210,0	242,5	
10-11h	11,3	8,5	10,4	10,3	7,2	9,6	11,9	11,1	15,5	7,1	12,2	12,8	2,6	10,0	11,3	11,9	13,9	11,6	8,3	8,9	
11-12h	398,8	249,5	476,5	355,3	370,0	420,0	333,0	460,3	532,0	361,3	408,5	418,5	332,8	414,5	432,3	453,5	385,3	333,3	362,3	362,3	
12-13h	12,4	9,6	11,9	11,5	8,2	10,7	13,0	12,2	16,0	8,1	13,1	13,7	4,6	11,0	12,2	13,0	14,3	12,6	9,3	9,9	
13-14h	504,3	432,8	596,0	490,3	484,3	529,0	500,0	575,5	622,8	490,8	512,5	518,8	407,0	521,0	496,0	540,0	566,0	488,8	445,3	482,5	
14-15h	13,7	11,4	13,5	12,7	9,3	12,0	14,2	13,5	16,5	9,1	14,3	14,7	6,7	12,1	13,4	14,2	14,8	13,7	10,5	11,1	
15-16h	564,0	479,5	663,8	503,8																	

Anexo B. Ciclo Horário

Neste anexo é apresentado o ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental nas horas legais de Inverno e Verão, utilizado nos diversos casos de estudo.

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

Figura B - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal

Anexo C. Perfil de carga Semanal

Neste anexo é apresentado perfil de carga, com a distribuição de potência, nas diversas horas do dia e nos diversos meses do ano, segundo o ciclo semanal, de forma a se obter o diagrama de carga.

Ciclo Semanal		Período de hora legal de Inverno								Período de hora legal de Verão							
		Potência (kW)								Potência (kW)							
		Horas	Janeiro	Fevereiro	Março	Outubro	Novembro	Dezembro	Horas	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro		
Segunda- Sexta	00:00:00	01:00:00	11,19	11,41	11,08	13,22	16,18	17,97	00:00:00	01:00:00	12,20	16,80	14,18	16,64	15,99		
	01:00:00	02:00:00	10,89	10,91	10,66	12,52	14,90	16,83	01:00:00	02:00:00	11,60	15,78	13,48	15,68	14,70		
	02:00:00	03:00:00	10,72	10,75	10,45	12,18	14,39	16,25	02:00:00	03:00:00	11,33	15,13	13,04	15,05	14,08		
	03:00:00	04:00:00	10,85	10,90	10,59	12,26	14,31	16,18	03:00:00	04:00:00	11,44	15,01	13,05	15,00	13,99		
	04:00:00	05:00:00	11,16	11,19	10,89	12,57	14,63	16,42	04:00:00	05:00:00	11,76	15,29	13,27	15,21	14,19		
	05:00:00	06:00:00	11,61	11,68	11,42	13,14	15,11	16,91	05:00:00	06:00:00	12,32	15,78	13,79	15,73	14,58		
	06:00:00	07:00:00	12,91	12,98	12,67	14,59	15,88	17,73	06:00:00	07:00:00	13,66	16,30	14,83	16,99	15,81		
	07:00:00	08:00:00	16,14	16,10	15,53	18,10	17,29	19,36	07:00:00	08:00:00	16,65	17,59	17,63	20,06	18,30		
	08:00:00	09:00:00	22,95	22,68	21,42	24,96	18,83	20,97	08:00:00	09:00:00	23,08	19,39	23,32	26,05	23,03		
	09:00:00	10:00:00	28,57	28,08	26,03	30,30	20,73	22,82	09:00:00	10:00:00	28,02	21,41	27,74	30,84	27,03		
	10:00:00	11:00:00	30,12	29,59	27,57	32,08	22,44	24,35	10:00:00	11:00:00	29,69	23,25	29,62	32,97	28,98		
	11:00:00	12:00:00	30,49	29,88	27,96	32,81	23,01	24,89	11:00:00	12:00:00	30,24	24,03	30,47	34,10	30,00		
	12:00:00	13:00:00	29,05	28,46	26,67	31,58	23,15	24,95	12:00:00	13:00:00	28,92	24,23	29,64	33,49	29,91		
	13:00:00	14:00:00	27,53	27,00	25,35	30,37	22,97	24,63	13:00:00	14:00:00	27,62	24,10	28,94	33,10	29,73		
	14:00:00	15:00:00	28,35	27,72	26,12	31,72	22,55	24,33	14:00:00	15:00:00	28,63	23,86	30,29	34,70	30,98		
	15:00:00	16:00:00	28,01	27,35	25,83	31,57	22,13	24,02	15:00:00	16:00:00	28,39	23,58	30,23	34,76	31,00		
	16:00:00	17:00:00	27,28	26,57	25,14	30,87	21,85	23,89	16:00:00	17:00:00	27,53	23,17	29,56	34,15	30,40		
	17:00:00	18:00:00	25,44	24,54	23,21	28,71	22,44	24,76	17:00:00	18:00:00	25,35	22,81	27,65	32,08	28,77		
	18:00:00	19:00:00	22,82	22,26	21,08	26,09	23,05	25,17	18:00:00	19:00:00	22,55	22,61	24,98	29,07	26,42		
	19:00:00	20:00:00	20,54	20,37	19,98	24,62	22,76	24,71	19:00:00	20:00:00	20,98	22,49	23,04	26,87	24,74		
	20:00:00	21:00:00	18,36	18,27	18,17	22,47	21,70	23,65	20:00:00	21:00:00	19,98	22,31	21,40	24,98	23,54		
	21:00:00	22:00:00	16,38	16,33	16,33	20,18	20,26	22,17	21:00:00	22:00:00	18,41	21,65	20,23	23,64	22,31		
	22:00:00	23:00:00	14,60	14,57	14,57	17,88	18,64	20,76	22:00:00	23:00:00	16,43	20,13	18,69	21,78	20,43		
	23:00:00	00:00:00	12,82	12,81	12,75	15,49	16,67	19,16	23:00:00	00:00:00	14,33	17,96	16,62	19,36	18,14		
Sábado	00:00:00	01:00:00	12,87	11,53	12,76	14,17	12,20	10,27	00:00:00	01:00:00	9,55	13,65	14,58	12,58	15,79		
	01:00:00	02:00:00	12,09	10,82	11,96	13,15	11,35	9,66	01:00:00	02:00:00	8,87	12,72	13,54	11,83	14,63		
	02:00:00	03:00:00	11,70	10,45	11,54	12,68	10,97	9,28	02:00:00	03:00:00	8,51	12,16	12,96	11,29	13,91		
	03:00:00	04:00:00	11,66	10,48	11,54	12,65	10,95	9,23	03:00:00	04:00:00	8,47	12,11	12,86	11,19	13,67		
	04:00:00	05:00:00	12,02	10,77	11,88	12,94	11,25	9,46	04:00:00	05:00:00	8,73	12,33	13,11	11,28	13,84		
	05:00:00	06:00:00	12,28	11,06	12,22	13,29	11,58	9,74	05:00:00	06:00:00	9,00	12,71	13,42	11,57	14,17		
	06:00:00	07:00:00	13,21	11,90	13,06	14,20	12,44	10,49	06:00:00	07:00:00	9,63	13,44	13,95	12,08	14,89		
	07:00:00	08:00:00	14,89	13,30	14,46	15,98	13,94	11,79	07:00:00	08:00:00	10,66	14,78	15,28	13,28	16,28		
	08:00:00	09:00:00	16,77	15,04	16,44	18,19	15,89	13,32	08:00:00	09:00:00	12,14	17,01	17,36	15,15	18,46		
	09:00:00	10:00:00	18,86	16,98	18,47	20,70	18,01	15,12	09:00:00	10:00:00	13,77	19,21	19,45	17,01	20,65		
	10:00:00	11:00:00	20,30	18,19	19,81	22,27	19,38	16,24	10:00:00	11:00:00	14,77	20,72	20,99	18,23	22,41		
	11:00:00	12:00:00	20,70	18,49	20,22	22,85	19,79	16,50	11:00:00	12:00:00	15,12	21,30	21,64	18,81	23,26		
	12:00:00	13:00:00	20,18	18,02	19,85	22,60	19,48	16,13	12:00:00	13:00:00	14,87	21,06	21,61	18,90	23,56		
	13:00:00	14:00:00	19,52	17,41	19,19	21,94	18,88	15,75	13:00:00	14:00:00	14,41	20,59	21,26	18,76	23,45		
	14:00:00	15:00:00	19,33	17,26	19,00	21,79	18,71	15,61	14:00:00	15:00:00	14,31	20,48	21,30	18,79	23,49		
	15:00:00	16:00:00	19,09	17,07	18,78	21,64	18,51	15,46	15:00:00	16:00:00	14,16	20,38	21,17	18,67	23,31		
	16:00:00	17:00:00	18,91	16,89	18,49	21,25	18,31	15,39	16:00:00	17:00:00	13,98	20,12	20,83	18,36	22,93		
	17:00:00	18:00:00	19,20	16,87	18,22	20,84	18,63	15,89	17:00:00	18:00:00	13,58	19,61	20,43	18,00	22,48		
	18:00:00	19:00:00	19,71	17,36	18,57	20,90	18,93	16,11	18:00:00	19:00:00	13,43	19,25	20,26	17,79	22,31		
	19:00:00	20:00:00	19,34	17,27	19,08	21,29	18,54	15,80	19:00:00	20:00:00	13,40	19,04	20,10	17,61	22,18		
	20:00:00	21:00:00	18,28	16,33	18,24	20,52	17,54	14,98	20:00:00	21:00:00	13,43	18,70	19,56	17,13	21,86		
	21:00:00	22:00:00	16,81	15,03	16,83	19,02	16,21	13,79	21:00:00	22:00:00	12,73	18,04	18,89	16,57	21,05		
	22:00:00	23:00:00	15,45	13,88	15,43	17,35	14,75	12,67	22:00:00	23:00:00	11,70	16,76	17,79	15,54	19,53		
	23:00:00	00:00:00	14,07	12,61	13,97	15,68	13,35	11,52	23:00:00	00:00:00	10,59	15,24	16,21	14,18	17,70		
Domingo	00:00:00	01:00:00	3,94	4,34	4,90	4,63	4,72	4,06	00:00:00	01:00:00	3,86	5,42	5,68	4,98	6,14		
	01:00:00	02:00:00	3,73	4,08	4,60	4,22	4,37	3,75	01:00:00	02:00:00	3,56	4,97	5,29	4,55	5,63		
	02:00:00	03:00:00	3,62	3,94	4,44	3,92	4,22	3,62	02:00:00	03:00:00	3,43	4,77	5,05	4,31	5,34		
	03:00:00	04:00:00	3,59	3,93	4,41	3,90	4,20	3,60	03:00:00	04:00:00	3,41	4,73	4,99	4,26	5,23		
	04:00:00	05:00:00	3,65	4,04	4,51	3,98	4,29	3,68	04:00:00	05:00:00	3,49	4,82	5,07	4,30	5,27		
	05:00:00	06:00:00	3,74	4,16	4,63	4,10	4,43	3,76	05:00:00	06:00:00	3,61	4,97	5,19	4,39	5,36		
	06:00:00	07:00:00	3,90	4,38	4,89	4,31	4,66	3,95	06:00:00	07:00:00	3,80	5,13	5,34	4,51	5,56		
	07:00:00	08:00:00	4,23	4,74	5,26	4,73	5,07	4,31	07:00:00	08:00:00	4,08	5,54	5,74	4,83	5,96		
	08:00:00	09:00:00	4,52	5,12	5,72	5,18	5,52	4,67	08:00:00	09:00:00	4,50	6,11	6,31	5,31	6,60		
	09:00:00	10:00:00	4,90	5,64	6,29	5,78	6,08	5,08	09:00:00	10:00:00	4,97	6,74	6,96	5,86	7,32		
	10:00:00	11:00:00	5,25	6,05	6,76	6,27	6,58	5,42	10:00:00	11:00:00	5,38	7,32	7,54	6,35	7,94		
	11:00:00	12:00:00	5,39	6,16	6,92	6,45	6,75	5,54	11:00:00	12:00:00	5,54	7,57	7,79	6,56	8,25		
	12:00:00	13:00:00	5,40	6,17	6,94	6,52	6,79	5,56	12:00:00	13:00:00	5,55	7,63	7,89	6,69	8,47		
	13:00:00	14:00:00	5,35	6,09	6,85	6,48	6,74	5,49	13:00:00	14:00:00	5,47	7,59	7,88	6,74	8,57		
	14:00:00	15:00:00	5,27	5,98	6,74	6,40	6,61	5,42	14:00:00	15:00:00	5,40	7,52	7,83	6,73	8,56		
	15:00:00	16:00:00	5,20	5,88	6,62	6,31	6,49	5,35	15:00:00	16:00:00	5,31	7,43	7,75	6,63	8,48		
	16:00:00	17:00:00	5,14	5,81	6,51	6,22	6,41	5,32	16:00:00	17:00:00	5,20	7,30	7,60	6,50	8,33		
	17:00:00	18:00:00	5,25	5,84	6,46	6,17	6,35	5,51	17:00:00	18:00:00	5,13	7,18	7,51	6,47	8,23		
	18:00:0																

Anexo D. Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental

Neste anexo são apresentadas as tarifas transitórias de venda a clientes finais em MT, BTE, $BTN > 20,7 \text{ kVA}$ e $BTN \leq 20,7 \text{ kVA}$, utilizadas nos diversos casos de estudo.

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		47,84	1,5730
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	10,280	0,3380
	Contratada	1,570	0,0516
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10,360	0,3406
	Contratada	1,478	0,0486
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	15,203	0,4998
	Contratada	0,635	0,0209
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1384
		Horas chelas	0,1087
		Horas de vazio normal	0,0767
		Horas de super vazio	0,0654
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1414
		Horas chelas	0,1109
		Horas de vazio normal	0,0793
		Horas de super vazio	0,0729
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1446
		Horas chelas	0,1121
		Horas de vazio normal	0,0779
		Horas de super vazio	0,0665
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1505
		Horas chelas	0,1122
		Horas de vazio normal	0,0818
		Horas de super vazio	0,0729
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2163
		Horas chelas	0,1206
		Horas de vazio normal	0,0819
		Horas de super vazio	0,0730
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2159
		Horas chelas	0,1205
		Horas de vazio normal	0,0825
		Horas de super vazio	0,0768
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0290
		Capacitiva	0,0218

Figura D.1 - Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em MT

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		26,08	0,8575
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	15,759	0,5181
	Contratada	0,687	0,0226
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	21,805	0,7169
	Contratada	1,537	0,0505
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2210	
	Horas cheias	0,1311	
	Horas vazio normal	0,0914	
	Horas super vazio	0,0801	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1598	
	Horas cheias	0,1267	
	Horas vazio normal	0,0844	
	Horas super vazio	0,0742	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0346
		Capacitiva	0,0264

Figura D.2 - Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTE

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS		
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa de médias utilizações	27,6	43,73	1,4377	
	34,5	54,50	1,7918	
	41,4	65,27	2,1459	
Tarifa de longas utilizações	27,6	127,86	4,2036	
	34,5	159,73	5,2513	
	41,4	191,59	6,2988	
Energia activa		(EUR/kWh)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,3128		
	Horas cheias	0,1555		
	Horas de vazio	0,0862		
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2318		
	Horas de vazio	0,1341		
		Horas de vazio	0,0800	

Figura D.3 - Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN > 20,7 kVA

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS		
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples , bi-horária e tri-horária	3,45	4,92	0,1616	
	4,6	6,39	0,2100	
	5,75	7,85	0,2582	
	6,9	9,32	0,3063	
	10,35	13,71	0,4508	
	13,8	18,11	0,5953	
	17,25	22,50	0,7397	
		20,7	26,90	0,8842
Energia activa		(EUR/kWh)		
Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1652		
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1659		
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1942		
	Horas de vazio	0,1014		
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1981		
	Horas de vazio	0,1023		
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,2207		
	Horas de cheias	0,1737		
	Horas de vazio	0,1014		
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,2247		
	Horas de cheias	0,1768		
	Horas de vazio	0,1023		

Figura D.4 - Tarifas transitórias de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA

Anexo E. Módulos Fotovoltaicos Certificados

Neste anexo é apresentada a base de dados criada de módulos fotovoltaicos certificados, com as características essenciais do (*datasheet*), no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Fabricante	Tipo de Módulo	Tipo de célula	Altura / Largura / Profundida (mm)	Potência nominal CC (Wp)	Eficiência (%)	Vmax/Vmp	I _{max} /I _{mp}	V _{ca} /V _{oc}	I _{cc} /I _{sc}
						Tensão PMP a STC (V)	Corrente PMP a STC (A)	Tensão em circuito aberto STC (V)	Corrente de curto-circuito (A)
Astro_Solartech_Inc	ASC-6P-54-200	Policristalino	1495/992/46	200	13,49	26,01	7,69	32,72	8,17
	ASC-6P-54-220	Policristalino	1653/992/46	220	13,42	29,03	7,58	36,54	8,06
	ASC-6P-54-235	Policristalino	1653/992/46	235	14,33	29,87	7,87	37,50	8,35
	ASC-6P-54-245	Policristalino	1653/992/46	245	14,94	30,19	8,12	38,00	8,61
Axitec_GmbH	AC-245P/156-60S	Policristalino	1640/992/40	245	15,06	30,36	8,13	37,50	8,67
	AC-260P/156-60S	Policristalino	1640/992/40	260	15,98	30,92	8,41	38,00	9,01
	AC-290P/156-72S	Policristalino	1956/992/40	290	14,95	36,19	8,01	44,86	8,59
	AC-305P/156-72S	Policristalino	1956/992/40	305	15,72	36,85	8,28	45,50	8,81
Hyundai_Heavy_Industries	HIS-M225-MF	Policristalino	1476/983/35	225	15,51	28,20	8,00	34,20	8,50
	HIS-S245-MG	Monocristalino	1645/983/35	245	15,15	30,30	8,10	37,40	8,60
	HIS-S265-MG	Monocristalino	1476/983/35	265	16,39	31,20	8,50	37,90	9,00
	HIS-M300-RI	Policristalino	1960/998/50	300	15,34	35,80	8,40	44,90	8,70
Isofoton	ISF-215	Monocristalino	1515/994/45	215	14,28	27,20	7,90	33,50	8,77
	ISF-225	Monocristalino	1515/994/45	225	14,94	27,60	8,14	8,00	8,27
	ISF-240P	Policristalino	1667/994/45	240	14,48	30,10	8,00	37,30	8,61
	ISF-250P	Policristalino	1667/994/45	250	15,09	30,40	8,27	37,60	8,85
LGElectronics_Inc	LG235R1C	Policristalino	1632/986/42	235	14,60	29,50	7,97	36,90	8,48
	LG245S1K-G3	Monocristalino	1640/1000/35	245	14,94	30,60	8,02	38,10	8,52
	LG285N1C-G3	Monocristalino	1632/986/35	285	17,38	31,60	9,09	39,00	9,68
	LG310N1C-G3	Monocristalino	1632/986/35	310	18,90	32,30	9,68	39,80	10,25
Luxor_SolarGmbH	LX-235P	Policristalino	1640/992/45	235	14,44	30,17	7,84	37,55	8,39
	LX-260M	Monocristalino	1640/992/45	260	15,98	31,21	8,38	37,67	8,85
	LX-280P	Policristalino	1956/992/50	280	14,43	35,96	7,81	45,06	8,31
	LX-300M	Monocristalino	1956/992/50	300	15,46	36,86	8,15	44,90	8,80
Open_Renewables	Open 230-ME60	Monocristalino	1659/988/40	230	14,03	29,50	7,90	36,50	8,30
	Open 240-PQ60	Policristalino	1659/988/40	240	14,64	29,60	8,20	37,35	8,75
	Open 245-ME60	Monocristalino	1659/988/40	245	14,95	29,80	8,25	36,80	8,60
	Open 255-PQ60	Policristalino	1659/988/40	255	15,56	30,00	8,55	38,00	9,00
PV_Enterprise	PVE-MTF1-210-6	Policristalino	1682/1042/35	210	11,98	28,70	7,32	36,40	7,90
	PVE-MTF1-215-6	Policristalino	1682/1041/35	215	12,28	28,90	7,44	36,50	8,00
	PVE-MTF1-225-6	Policristalino	1682/1042/35	225	12,84	29,50	7,63	36,80	8,20
	PVE-MTF1-235-6	Policristalino	1682/1042/35	235	13,41	29,90	7,86	37,00	8,45
REC_Solar_AS	REC 240PE	Policristalino	1665/991/38	240	14,55	29,70	8,17	36,80	8,75
	REC 255PE	Policristalino	1665/991/38	255	15,45	30,50	8,42	37,60	8,95
	REC 265TP	Policristalino	1665/991/38	265	16,06	30,90	8,59	37,70	9,21
	REC 275TP	Policristalino	1665/991/38	275	16,67	31,50	8,74	38,30	9,38
Schott_Solar_PV_Inc	Perform Poly 235	Policristalino	1685/993/50	235	14,04	30,20	7,78	37,10	8,42
	Perform Poly 245	Policristalino	1685/993/50	245	14,64	30,60	8,02	37,50	8,62
	Power Poly 275	Policristalino	1685/993/50	275	14,09	35,50	7,75	44,10	8,37
	Power Poly 285	Policristalino	1685/993/50	285	14,61	35,90	7,94	44,50	8,52
Sharp	ND-R230A5	Policristalino	1652/994/46	230	14,01	30,30	7,61	36,40	8,41
	ND-RC255	Policristalino	1660/990/50	255	15,52	30,40	8,39	37,60	8,88
	NU-RD260	Monocristalino	1660/990/50	260	15,82	31,30	8,37	38,50	9,07
	NU-RD285	Monocristalino	1660/990/50	285	17,34	31,30	9,10	39,20	9,73
Solarworld_AG	SW 265 mono	Monocristalino	1675/1001/31	265	15,81	30,80	8,69	39,00	9,31
	SW 280 mono	Monocristalino	1675/1001/32	280	16,70	31,20	9,07	39,50	9,71
	SW 315 XL mono	Monocristalino	1985/990/46	315	16,03	36,80	8,63	45,90	9,16
	SW 350 XL mono	Monocristalino	1993/961/31	350	18,27	38,40	9,17	48,00	9,82
SunPower	E19-235	Monocristalino	1559/798/46	235	18,89	40,50	5,80	48,40	6,18
	X20-245	Monocristalino	1559/798/46	245	19,69	42,80	5,72	50,80	6,08
	X21-335	Monocristalino	1559/1046/46	335	20,54	57,30	5,85	67,90	6,23
	X21-345	Monocristalino	1559/1046/46	345	21,16	57,30	6,02	68,20	6,39
	X22-360	Monocristalino	1559/1046/46	360	22,08	60,60	5,94	69,50	6,48
Suntech_Power	STP 260- 20	Monocristalino	1640/992/35	260	15,95	30,90	8,42	37,70	8,89
	STP 275S- 20	Monocristalino	1640/992/35	275	16,90	31,10	8,85	38,50	9,34
	STP 310- 24	Policristalino	1956/992/40	310	16,00	36,50	8,50	44,90	8,96
	STP 325S- 24	Policristalino	1956/992/40	325	16,70	37,10	8,77	45,80	9,28
Tesla_PV	TPV P 145W	Policristalino	1650/992/50	145	8,86	18,10	7,80	22,60	8,39
	TPV M 150W	Monocristalino	1650/992/50	150	9,16	19,60	7,70	23,50	8,35
	TPV P 245W	Policristalino	1650/992/50	245	14,97	30,10	8,10	37,10	8,69
	TPV M 250W	Monocristalino	1650/992/50	250	15,27	30,30	8,25	37,30	8,76
Trina_Solar_Energy	TSM-245 PC05	Policristalino	1650/992/40	245	14,97	30,70	7,98	37,30	8,47
	TSM-260 PC05A	Policristalino	1650/992/35	260	15,58	30,50	8,37	38,10	8,88
	TSM-285 PC14	Policristalino	1956/992/46	285	14,69	36,30	7,86	44,80	8,36
	TSM-310 PC14	Policristalino	1650/992/40	310	15,98	37,00	8,38	45,50	8,85

Figura E - Base de Dados de Módulos Fotovoltaicos Certificados

Anexo F. Inversores Fotovoltaicos


Neste anexo é apresentada a base de dados criada de inversores fotovoltaicos, com as características essenciais do (datasheet), no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

Fabricante	Tipo de Modelo	Grau de protecção	Altura / Largura / Profundidade (mm)	Rendimento máx. (%)	Entradas MPP	Entrada				Saída		
						Potência CC máx. (kW)	Tensão máx. entrada (V)	Tensão min. entrada (V)	Corrente máx. entrada (A)	Potência aparente CA máx (kVA)	Fator de desfasamento min.	Intervalo de tensão nominal CA (V)
SMA_Sunny_Boy	SB 1.5-1VL-40	IP 65	357/460/122	97,1	2	1,60	600	50	10	1,50	0,8	180 - 280
	SB 2.5-1VL-40	IP 65	357/460/122	97,2	2	2,65	600	50	10	2,50	0,8	180 - 280
	SB 3000TL-21	IP 65	519/490/185	97,0	2	3,20	750	125	15	3,00	0,8	180 - 280
	SB 3600SE-10	IP54/IP21	711/877/252	97,1	2	5,20	750	125	15	3,68	0,8	180 - 280
	SB 3600TL-21	IP 65	519/490/185	97,0	2	3,88	750	125	15	3,68	0,8	180 - 280
	SB 4000TL-21	IP 65	519/490/185	97,0	2	4,20	750	125	15	4,00	0,8	180 - 280
	SB 5000SE-10	IP54/IP21	711/877/252	97,1	2	6,60	750	125	15	5,00	0,8	180 - 280
	SB 5000TL-21	IP 65	519/490/185	97,0	2	5,25	750	125	15	5,00	0,8	180 - 280
SMA_Sunny_Tripor	STP 10000TL-20	IP 65	730/470/240	98,8	2	10,25	1000	150	18	10,00	0,8	160 - 280
	STP 12000TL-20	IP 65	730/470/240	98,3	2	12,28	1000	150	18	12,00	0,8	160 - 280
	STP 15000TL-10	IP 65	682/665/265	98,2	2	15,34	1000	150	33	15,00	0,8	160 - 280
	STP 15000TL-30	IP 65	682/661/264	98,4	2	15,33	1000	150	33	15,00	0,0	160 - 280
	STP 20000TL-30	IP 65	690/665/265	98,5	2	20,44	1000	150	33	20,00	0,0	160 - 280
	STP 25000TL-30	IP 65	690/665/265	98,2	2	22,55	1000	150	33	25,00	0,0	160 - 280
	STP 5000TL-20	IP 65	730/470/240	98,0	2	5,10	1000	150	11	5,00	0,8	160 - 280
	STP 6000TL-20	IP 65	730/470/240	98,0	2	6,13	1000	150	11	6,00	0,8	160 - 280
	STP 7000TL-20	IP 65	730/470/240	98,0	2	7,18	1000	150	15	7,00	0,8	160 - 280
Kostal	Piko 1.5 MP	IP 21	608/340/220	98,0	1	1,80	195	75	11,5	1,50	1,0	276
	Piko 2.0 MP	IP 21	608/340/220	98,0	1	2,50	255	75	11,5	2,00	1,0	276
	Piko 2.5 MP	IP 21	608/340/220	98,0	1	3,10	320	125	11,5	2,50	1,0	276
	Piko 3.0 MP	IP 21	608/340/220	98,0	1	3,80	380	125	11,5	3,00	1,0	276
	Piko 3.6 MP	IP 21	608/340/220	98,3	1	4,50	455	350	12,0	3,68	1,0	276
	Piko 4.2 MP	IP 21	608/340/220	98,2	1	5,00	540	360	12,0	4,20	1,0	276
	Piko 4.6	IP 55	608/340/220	97,7	1	5,40	680	180	22,0	4,60	1,0	276
	Piko 5.5	IP 55	608/340/220	96,3	1	6,30	680	180	22,0	5,50	1,0	276
	Piko 7.0	IP 55	608/340/220	96,5	1	7,80	680	180	55,00	7,00	1,0	276
	Piko 8.5	IP 55	608/340/220	96,5	1	9,20	680	180	55,00	8,50	1,0	276
	Piko 10	IP 55	608/340/220	97,1	1	10,70	680	180	55,00	10,00	1,0	276
	Piko 12	IP 55	608/340/220	97,1	1	12,80	680	180	55,00	12,00	1,0	276
	Piko 15	IP 55	608/340/220	97,2	1	15,50	680	180	60,00	15,00	1,0	276
	Piko 17	IP 55	608/340/220	97,3	1	17,70	680	180	60,00	17,00	1,0	276
Piko 20	IP 55	608/340/220	97,3	1	20,50	680	180	60,00	20,00	1,0	276	

Figura F – Base de Dados de Inversores Fotovoltaicos

Anexo G. Ficha Técnica do Módulo Fotovoltaico

Neste anexo é apresentada o *datasheet* do módulo fotovoltaico, escolhido para os diversos casos de estudo.




SunPower® X-Series Commercial Solar Panels | X21-345-COM

More than 21% Efficiency
Captures more sunlight and generates more power than conventional panels.

Maximum Performance
Designed to perform in demanding real-world conditions of high temperatures, partial shade from overhead wires, and low light.^{1,2,4}

Commercial Grade
Intended for commercial sites where maximum energy production is critical.



Maxeon® Solar Cells: Fundamentally better
Engineered for performance, designed for reliability.

Engineered for Peace of Mind
Designed to deliver consistent, trouble-free energy over a very long lifetime.^{3,4}

Designed for Reliability
The SunPower Maxeon Solar Cell is the only cell built on a solid copper foundation. Virtually impervious to the corrosion and cracking that degrade conventional panels.³

Same excellent durability as E-Series panels.
#1 Rank in Fraunhofer durability test.⁵
100% power maintained in Atlas 25+ comprehensive durability test.¹⁰

High Performance & Excellent Reliability




X21 SERIES

SPR-X21-345-COM


Highest Efficiency⁵
Generate more energy per square foot
X-Series commercial panels convert more sunlight to electricity by producing 38% more power per panel¹ and 70% more energy per square foot over 25 years.^{1,2,3}

Highest Energy Production⁶
Produce more energy per rated watt
More energy to power your operations. High year-one performance delivers 8-10% more energy per rated watt.² This advantage increases over time, producing 21% more energy over the first 25 years to meet your needs.²



21% More Energy Per Rated Watt

9% more, year 1
30% more, year 25



- Maintains High Power at High Temp
- No Light-Induced Degradation
- High Average Irradiance
- Better Low-Light and Spectral Response
- High-Performance Anti-Reflective Glass

Datasheet

SUNPOWER®

Figura G.1 - Ficha técnica do módulo fotovoltaico



SunPower® X-Series Commercial Solar Panels | X21-345-COM

SunPower Offers The Best Combined Power And Product Warranty



More guaranteed power: 95% for first 5 years,
-0.4%/yr. to year 25⁷



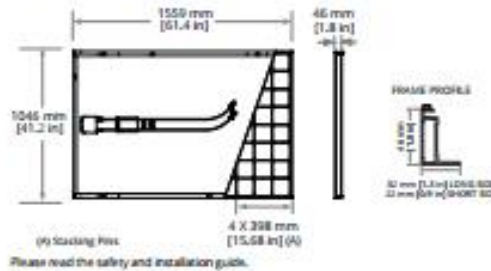
Combined Power and Product defect 25-year coverage⁸

Electrical Data	SPR-X21-345-COM	SPR-X20-327-COM
	Nominal Power (P _{nom}) ¹¹	345 W
Power Tolerance	+5/-3%	+5/-3%
Avg. Panel Efficiency ¹²	21.5%	20.3%
Rated Voltage (V _{mpp})	57.3 V	57.3 V
Rated Current (I _{mpc})	6.02 A	5.71 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	68.2 V	67.6 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.39 A	6.07 A
Max. System Voltage	1000 V UL & 1000 V IEC	
Maximum Series Fuse	15 A	
Power Temp. Coef.	-0.29% / °C	
Voltage Temp. Coef.	-167.4 mV / °C	
Current Temp. Coef.	2.9 mA / °C	

Tests And Certifications	
Standard Tests ¹³	UL1703 (Type 2 Fire Rating), IEC 61215, IEC 61730
Quality Certs	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC-163, PV Cycle
Sustainability	Cradle to Cradle Certified™ Silver (eligible for LEED points) ¹⁴
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	10.110M/PVSC.2013.6744437
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	Potential-Induced Degradation free: 1000 V ⁹
Available Listings	UL, TÜV, JET, CSA, CEC

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40° F to +185° F (-40° C to +85° C)
Impact Resistance	1 inch (25 mm) diameter ball at 52 mph (23 m/s)
Appearance	Class B
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxeon Gen III
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, MC4 compatible
Weight	41 lbs (18.6 kg)
Max. Load	Wind: 50 psf, 2400 Pa, 244 kg/m ² front & back Snow: 11.2 psf, 5400 Pa, 550 kg/m ² front
Frame	Class 2 silver anodized; stacking pins

REFERENCES:
 1 All comparisons are SPR-X21-345 vs. a representative conventional panel: 250 W, approx. 1.6 m², 15.3% efficiency.
 2 Typically 8-10% more energy per watt, BEWON Engineering "SunPower Field Report," Jan 2012.
 3 SunPower 0.25%/yr degradation vs. 1.0%/yr conv. panel. Campau, Z, et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, Feb 2012; Jordan, Dirk "SunPower Test Report," NREL, Q1-2015.
 4 "SunPower Module 40-Year Useful Life" SunPower white paper, May 2015. Useful life is 99 out of 100 panels operating at more than 70% of rated power.
 5 Highest of over 3,200 silicon solar panels, Photon Module Survey, Feb 2014.
 6 1% more energy than E-Series panels, 8% more energy than the average of the top 10 panel companies tested in 2012 (151 panels), 100 companies, Photon International, Feb 2013.
 7 Compared with the top 15 manufacturers, SunPower Warranty Review, May 2015.
 8 Some restrictions and exclusions may apply. See warranty for details.
 9 X-Series same as E-Series, 5 of top 8 panel manufacturers tested in 2013 report, 3 additional panels in 2014, Ferrara, C, et al. "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Module: Part 2", Photovoltaics International, 2014.
 10 Compared with the non-stress-tested control panel, X-Series same as E-Series, tested in Asia 25+ Durability test report, Feb 2013.
 11 Standard Test Conditions (1000 W/m² irradiance, AM 1.5, 25° C), NREL calibration Standard SDMS curves, IACCS FF and voltage.
 12 Based on average of measured power values during production.
 13 Type 2 fire rating per UL1703-2013, Class C fire rating per UL1703-2002.
 14 See salesperson for details.



See www.sunpower.com/facts for more reference information.
 For more details, see extended datasheet: www.sunpower.com/teasheets.

Document # 505700 Rev F.ULTR_US

©December 2016 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo, MAXEON, and SIGNATURE are trademarks or registered trademarks of SunPower Corporation. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

SUNPOWER®

Figura G.2 - Ficha técnica do módulo fotovoltaico

Anexo H. Ficha técnica dos inversores fotovoltaicos

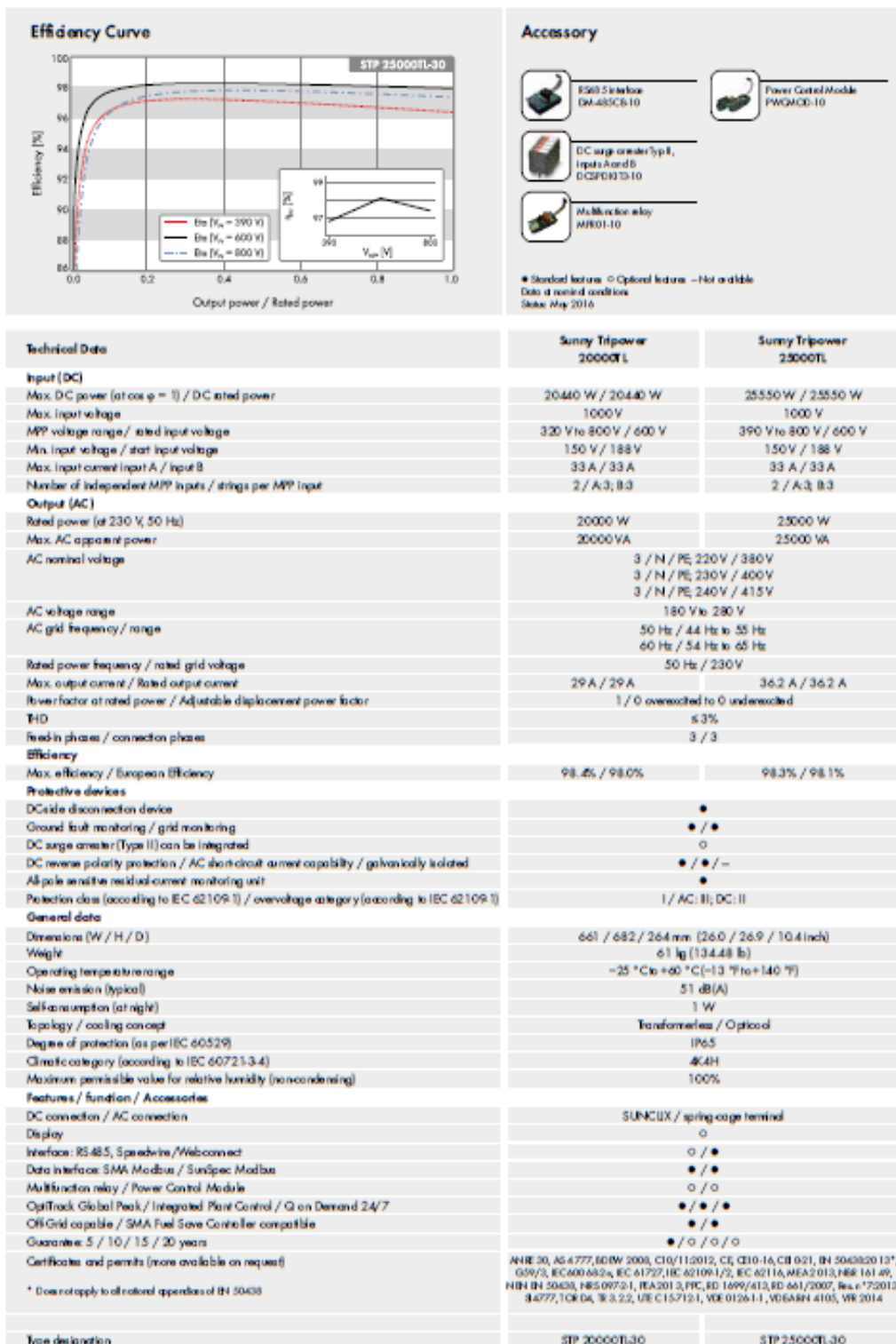
Neste anexo é apresentada o *datasheet* dos inversores fotovoltaicos, escolhidos para os diversos casos de estudo.

SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL





Technical Data	Sunny Tripower 15000TL
Input (DC)	
Max. DC power (at cos φ = 1) / DC rated power	15330 W / 15330 W
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	240 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A3, B3
Output (AC)	
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	15000 W
Max. AC apparent power	15000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 230 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
AC voltage range	180 V to 280 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current / Rated output current	29 A / 21.7 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 on deexcited
THD	≤ 3%
feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%
Protective devices	
DC side disconnection device	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●
DC surge arrester (Type II) can be integrated	○
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-2)	1 / AC III; DC II
General data	
Dimensions (W / H / D)	661 / 682 / 264 mm (26.0 / 26.9 / 10.4 inch)
Weight	61 kg (134.48 lb)
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dBA
Self-consumption (at night)	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65
Climate category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (noncondensing)	100%
Features / function / Accessories	
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	○
Interface: RS-485, Speedwire / Webconnect	○ / ●
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○
OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○
Planned certificates and permits	
	A#BE 30, AS 4777, BDNW 2008, C10/11 10012, CE, CE 016, CEI 021, EN 50438:2013*, O59/3, IEC 600 682-3, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 16149, IEC 61851-1, IEC 61851-2, IEC 61851-3, IEC 61851-4, IEC 61851-5, IEC 61851-6, IEC 61851-7, IEC 61851-8, IEC 61851-9, IEC 61851-10, IEC 61851-11, IEC 61851-12, IEC 61851-13, IEC 61851-14, IEC 61851-15, IEC 61851-16, IEC 61851-17, IEC 61851-18, IEC 61851-19, IEC 61851-20, IEC 61851-21, IEC 61851-22, IEC 61851-23, IEC 61851-24, IEC 61851-25, IEC 61851-26, IEC 61851-27, IEC 61851-28, IEC 61851-29, IEC 61851-30, IEC 61851-31, IEC 61851-32, IEC 61851-33, IEC 61851-34, IEC 61851-35, IEC 61851-36, IEC 61851-37, IEC 61851-38, IEC 61851-39, IEC 61851-40, IEC 61851-41, IEC 61851-42, IEC 61851-43, IEC 61851-44, IEC 61851-45, IEC 61851-46, IEC 61851-47, IEC 61851-48, IEC 61851-49, IEC 61851-50, IEC 61851-51, IEC 61851-52, IEC 61851-53, IEC 61851-54, IEC 61851-55, IEC 61851-56, IEC 61851-57, IEC 61851-58, IEC 61851-59, IEC 61851-60, IEC 61851-61, IEC 61851-62, IEC 61851-63, IEC 61851-64, IEC 61851-65, IEC 61851-66, IEC 61851-67, IEC 61851-68, IEC 61851-69, IEC 61851-70, IEC 61851-71, IEC 61851-72, IEC 61851-73, IEC 61851-74, IEC 61851-75, IEC 61851-76, IEC 61851-77, IEC 61851-78, IEC 61851-79, IEC 61851-80, IEC 61851-81, IEC 61851-82, IEC 61851-83, IEC 61851-84, IEC 61851-85, IEC 61851-86, IEC 61851-87, IEC 61851-88, IEC 61851-89, IEC 61851-90, IEC 61851-91, IEC 61851-92, IEC 61851-93, IEC 61851-94, IEC 61851-95, IEC 61851-96, IEC 61851-97, IEC 61851-98, IEC 61851-99, IEC 61851-100, IEC 61851-101, IEC 61851-102, IEC 61851-103, IEC 61851-104, IEC 61851-105, IEC 61851-106, IEC 61851-107, IEC 61851-108, IEC 61851-109, IEC 61851-110, IEC 61851-111, IEC 61851-112, IEC 61851-113, IEC 61851-114, IEC 61851-115, IEC 61851-116, IEC 61851-117, IEC 61851-118, IEC 61851-119, IEC 61851-120, IEC 61851-121, IEC 61851-122, IEC 61851-123, IEC 61851-124, IEC 61851-125, IEC 61851-126, IEC 61851-127, IEC 61851-128, IEC 61851-129, IEC 61851-130, IEC 61851-131, IEC 61851-132, IEC 61851-133, IEC 61851-134, IEC 61851-135, IEC 61851-136, IEC 61851-137, IEC 61851-138, IEC 61851-139, IEC 61851-140, IEC 61851-141, IEC 61851-142, IEC 61851-143, IEC 61851-144, IEC 61851-145, IEC 61851-146, IEC 61851-147, IEC 61851-148, IEC 61851-149, IEC 61851-150, IEC 61851-151, IEC 61851-152, IEC 61851-153, IEC 61851-154, IEC 61851-155, IEC 61851-156, IEC 61851-157, IEC 61851-158, IEC 61851-159, IEC 61851-160, IEC 61851-161, IEC 61851-162, IEC 61851-163, IEC 61851-164, IEC 61851-165, IEC 61851-166, IEC 61851-167, IEC 61851-168, IEC 61851-169, IEC 61851-170, IEC 61851-171, IEC 61851-172, IEC 61851-173, IEC 61851-174, IEC 61851-175, IEC 61851-176, IEC 61851-177, IEC 61851-178, IEC 61851-179, IEC 61851-180, IEC 61851-181, IEC 61851-182, IEC 61851-183, IEC 61851-184, IEC 61851-185, IEC 61851-186, IEC 61851-187, IEC 61851-188, IEC 61851-189, IEC 61851-190, IEC 61851-191, IEC 61851-192, IEC 61851-193, IEC 61851-194, IEC 61851-195, IEC 61851-196, IEC 61851-197, IEC 61851-198, IEC 61851-199, IEC 61851-200, IEC 61851-201, IEC 61851-202, IEC 61851-203, IEC 61851-204, IEC 61851-205, IEC 61851-206, IEC 61851-207, IEC 61851-208, IEC 61851-209, IEC 61851-210, IEC 61851-211, IEC 61851-212, IEC 61851-213, IEC 61851-214, IEC 61851-215, IEC 61851-216, IEC 61851-217, IEC 61851-218, IEC 61851-219, IEC 61851-220, IEC 61851-221, IEC 61851-222, IEC 61851-223, IEC 61851-224, IEC 61851-225, IEC 61851-226, IEC 61851-227, IEC 61851-228, IEC 61851-229, IEC 61851-230, IEC 61851-231, IEC 61851-232, IEC 61851-233, IEC 61851-234, IEC 61851-235, IEC 61851-236, IEC 61851-237, IEC 61851-238, IEC 61851-239, IEC 61851-240, IEC 61851-241, IEC 61851-242, IEC 61851-243, IEC 61851-244, IEC 61851-245, IEC 61851-246, IEC 61851-247, IEC 61851-248, IEC 61851-249, IEC 61851-250, IEC 61851-251, IEC 61851-252, IEC 61851-253, IEC 61851-254, IEC 61851-255, IEC 61851-256, IEC 61851-257, IEC 61851-258, IEC 61851-259, IEC 61851-260, IEC 61851-261, IEC 61851-262, IEC 61851-263, IEC 61851-264, IEC 61851-265, IEC 61851-266, IEC 61851-267, IEC 61851-268, IEC 61851-269, IEC 61851-270, IEC 61851-271, IEC 61851-272, IEC 61851-273, IEC 61851-274, IEC 61851-275, IEC 61851-276, IEC 61851-277, IEC 61851-278, IEC 61851-279, IEC 61851-280, IEC 61851-281, IEC 61851-282, IEC 61851-283, IEC 61851-284, IEC 61851-285, IEC 61851-286, IEC 61851-287, IEC 61851-288, IEC 61851-289, IEC 61851-290, IEC 61851-291, IEC 61851-292, IEC 61851-293, IEC 61851-294, IEC 61851-295, IEC 61851-296, IEC 61851-297, IEC 61851-298, IEC 61851-299, IEC 61851-300, IEC 61851-301, IEC 61851-302, IEC 61851-303, IEC 61851-304, IEC 61851-305, IEC 61851-306, IEC 61851-307, IEC 61851-308, IEC 61851-309, IEC 61851-310, IEC 61851-311, IEC 61851-312, IEC 61851-313, IEC 61851-314, IEC 61851-315, IEC 61851-316, IEC 61851-317, IEC 61851-318, IEC 61851-319, IEC 61851-320, IEC 61851-321, IEC 61851-322, IEC 61851-323, IEC 61851-324, IEC 61851-325, IEC 61851-326, IEC 61851-327, IEC 61851-328, IEC 61851-329, IEC 61851-330, IEC 61851-331, IEC 61851-332, IEC 61851-333, IEC 61851-334, IEC 61851-335, IEC 61851-336, IEC 61851-337, IEC 61851-338, IEC 61851-339, IEC 61851-340, IEC 61851-341, IEC 61851-342, IEC 61851-343, IEC 61851-344, IEC 61851-345, IEC 61851-346, IEC 61851-347, IEC 61851-348, IEC 61851-349, IEC 61851-350, IEC 61851-351, IEC 61851-352, IEC 61851-353, IEC 61851-354, IEC 61851-355, IEC 61851-356, IEC 61851-357, IEC 61851-358, IEC 61851-359, IEC 61851-360, IEC 61851-361, IEC 61851-362, IEC 61851-363, IEC 61851-364, IEC 61851-365, IEC 61851-366, IEC 61851-367, IEC 61851-368, IEC 61851-369, IEC 61851-370, IEC 61851-371, IEC 61851-372, IEC 61851-373, IEC 61851-374, IEC 61851-375, IEC 61851-376, IEC 61851-377, IEC 61851-378, IEC 61851-379, IEC 61851-380, IEC 61851-381, IEC 61851-382, IEC 61851-383, IEC 61851-384, IEC 61851-385, IEC 61851-386, IEC 61851-387, IEC 61851-388, IEC 61851-389, IEC 61851-390, IEC 61851-391, IEC 61851-392, IEC 61851-393, IEC 61851-394, IEC 61851-395, IEC 61851-396, IEC 61851-397, IEC 61851-398, IEC 61851-399, IEC 61851-400, IEC 61851-401, IEC 61851-402, IEC 61851-403, IEC 61851-404, IEC 61851-405, IEC 61851-406, IEC 61851-407, IEC 61851-408, IEC 61851-409, IEC 61851-410, IEC 61851-411, IEC 61851-412, IEC 61851-413, IEC 61851-414, IEC 61851-415, IEC 61851-416, IEC 61851-417, IEC 61851-418, IEC 61851-419, IEC 61851-420, IEC 61851-421, IEC 61851-422, IEC 61851-423, IEC 61851-424, IEC 61851-425, IEC 61851-426, IEC 61851-427, IEC 61851-428, IEC 61851-429, IEC 61851-430, IEC 61851-431, IEC 61851-432, IEC 61851-433, IEC 61851-434, IEC 61851-435, IEC 61851-436, IEC 61851-437, IEC 61851-438, IEC 61851-439, IEC 61851-440, IEC 61851-441, IEC 61851-442, IEC 61851-443, IEC 61851-444, IEC 61851-445, IEC 61851-446, IEC 61851-447, IEC 61851-448, IEC 61851-449, IEC 61851-450, IEC 61851-451, IEC 61851-452, IEC 61851-453, IEC 61851-454, IEC 61851-455, IEC 61851-456, IEC 61851-457, IEC 61851-458, IEC 61851-459, IEC 61851-460, IEC 61851-461, IEC 61851-462, IEC 61851-463, IEC 61851-464, IEC 61851-465, IEC 61851-466, IEC 61851-467, IEC 61851-468, IEC 61851-469, IEC 61851-470, IEC 61851-471, IEC 61851-472, IEC 61851-473, IEC 61851-474, IEC 61851-475, IEC 61851-476, IEC 61851-477, IEC 61851-478, IEC 61851-479, IEC 61851-480, IEC 61851-481, IEC 61851-482, IEC 61851-483, IEC 61851-484, IEC 61851-485, IEC 61851-486, IEC 61851-487, IEC 61851-488, IEC 61851-489, IEC 61851-490, IEC 61851-491, IEC 61851-492, IEC 61851-493, IEC 61851-494, IEC 61851-495, IEC 61851-496, IEC 61851-497, IEC 61851-498, IEC 61851-499, IEC 61851-500, IEC 61851-501, IEC 61851-502, IEC 61851-503, IEC 61851-504, IEC 61851-505, IEC 61851-506, IEC 61851-507, IEC 61851-508, IEC 61851-509, IEC 61851-510, IEC 61851-511, IEC 61851-512, IEC 61851-513, IEC 61851-514, IEC 61851-515, IEC 61851-516, IEC 61851-517, IEC 61851-518, IEC 61851-519, IEC 61851-520, IEC 61851-521, IEC 61851-522, IEC 61851-523, IEC 61851-524, IEC 61851-525, IEC 61851-526, IEC 61851-527, IEC 61851-528, IEC 61851-529, IEC 61851-530, IEC 61851-531, IEC 61851-532, IEC 61851-533, IEC 61851-534, IEC 61851-535, IEC 61851-536, IEC 61851-537, IEC 61851-538, IEC 61851-539, IEC 61851-540, IEC 61851-541, IEC 61851-542, IEC 61851-543, IEC 61851-544, IEC 61851-545, IEC 61851-546, IEC 61851-547, IEC 61851-548, IEC 61851-549, IEC 61851-550, IEC 61851-551, IEC 61851-552, IEC 61851-553, IEC 61851-554, IEC 61851-555, IEC 61851-556, IEC 61851-557, IEC 61851-558, IEC 61851-559, IEC 61851-560, IEC 61851-561, IEC 61851-562, IEC 61851-563, IEC 61851-564, IEC 61851-565, IEC 61851-566, IEC 61851-567, IEC 61851-568, IEC 61851-569, IEC 61851-570, IEC 61851-571, IEC 61851-572, IEC 61851-573, IEC 61851-574, IEC 61851-575, IEC 61851-576, IEC 61851-577, IEC 61851-578, IEC 61851-579, IEC 61851-580, IEC 61851-581, IEC 61851-582, IEC 61851-583, IEC 61851-584, IEC 61851-585, IEC 61851-586, IEC 61851-587, IEC 61851-588, IEC 61851-589, IEC 61851-590, IEC 61851-591, IEC 61851-592, IEC 61851-593, IEC 61851-594, IEC 61851-595, IEC 61851-596, IEC 61851-597, IEC 61851-598, IEC 61851-599, IEC 61851-600, IEC 61851-601, IEC 61851-602, IEC 61851-603, IEC 61851-604, IEC 61851-605, IEC 61851-606, IEC 61851-607, IEC 61851-608, IEC 61851-609, IEC 61851-610, IEC 61851-611, IEC 61851-612, IEC 61851-613, IEC 61851-614, IEC 61851-615, IEC 61851-616, IEC 61851-617, IEC 61851-618, IEC 61851-619, IEC 61851-620, IEC 61851-621, IEC 61851-622, IEC 61851-623, IEC 61851-624, IEC 61851-625, IEC 61851-626, IEC 61851-627, IEC 61851-628, IEC 61851-629, IEC 61851-630, IEC 61851-631, IEC 61851-632, IEC 61851-633, IEC 61851-634, IEC 61851-635, IEC 61851-636, IEC 61851-637, IEC 61851-638, IEC 61851-639, IEC 61851-640, IEC 61851-641, IEC 61851-642, IEC 61851-643, IEC 61851-644, IEC 61851-645, IEC 61851-646, IEC 61851-647, IEC 61851-648, IEC 61851-649, IEC 61851-650, IEC 61851-651, IEC 61851-652, IEC 61851-653, IEC 61851-654, IEC 61851-655, IEC 61851-656, IEC 61851-657, IEC 61851-658, IEC 61851-659, IEC 61851-660, IEC 61851-661, IEC 61851-662, IEC 61851-663, IEC 61851-664, IEC 61851-665, IEC 61851-666, IEC 61851-667, IEC 61851-668, IEC 61851-669, IEC 61851-670, IEC 61851-671, IEC 61851-672, IEC 61851-673, IEC 61851-674, IEC 61851-675, IEC 61851-676, IEC 61851-677, IEC 61851-678, IEC 61851-679, IEC 61851-680, IEC 61851-681, IEC 61851-682, IEC 61851-683, IEC 61851-684, IEC 61851-685, IEC 61851-686, IEC 61851-687, IEC 61851-688, IEC 61851-689, IEC 61851-690, IEC 61851-691, IEC 61851-692, IEC 61851-693, IEC 61851-694, IEC 61851-695, IEC 61851-696, IEC 61851-697, IEC 61851-698, IEC 61851-699, IEC 61851-700, IEC 61851-701, IEC 61851-702, IEC 61851-703, IEC 61851-704, IEC 61851-705, IEC 61851-706, IEC 61851-707, IEC 61851-708, IEC 61851-709, IEC 61851-710, IEC 61851-711, IEC 61851-712, IEC 61851-713, IEC 61851-714, IEC 61851-715, IEC 61851-716, IEC 61851-717, IEC 61851-718, IEC 61851-719, IEC 61851-720, IEC 61851-721, IEC 61851-722, IEC 61851-723, IEC 61851-724, IEC 61851-725, IEC 61851-726, IEC 61851-727, IEC 61851-728, IEC 61851-729, IEC 61851-730, IEC 61851-731, IEC 61851-732, IEC 61851-733, IEC 61851-734, IEC 61851-735, IEC 61851-736, IEC 61851-737, IEC 61851-738, IEC 61851-739, IEC 61851-740, IEC 61851-741, IEC 61851-742, IEC 61851-743, IEC 61851-744, IEC 61851-745, IEC 61851-746, IEC 61851-747, IEC 61851-748, IEC 61851-749, IEC 61851-750, IEC 61851-751, IEC 61851-752, IEC 61851-753, IEC 61851-754, IEC 61851-755, IEC 61851-756, IEC 61851-757, IEC 61851-758, IEC 61851-759, IEC 61851-760, IEC 61851-761, IEC 61851-762, IEC 61851-763, IEC 61851-764, IEC 61851-765, IEC 61851-766, IEC 61851-767, IEC 61851-768, IEC 61851-769, IEC 61851-770, IEC 61851-771, IEC 61851-772, IEC 61851-773, IEC 61851-774, IEC 61851-775, IEC 61851-776, IEC 61851-777, IEC 61851-778, IEC 61851-779, IEC 61851-780, IEC 61851-781, IEC 61851-782, IEC 61851-783, IEC 61851-784, IEC 61851-785, IEC 61851-786, IEC 61851-787, IEC 61851-788, IEC 61851-789, IEC 61851-790, IEC 61851-791, IEC 61851-792, IEC 61851-793, IEC 61851-794, IEC 61851-795



Anexo I. Ficha Técnica do Cabo DC

Neste anexo são apresentadas as características técnicas dos cabos DC utilizados nos diversos casos de estudo.



Top Cable TECHNICAL SPECIFICATION

Rev. 8 – 28 – June - 2011
Issued: J. Arjona Morente
Approved: F. Díaz Rubio

TOP SOLAR PV ZZ-F (AS) PV1-F 0,6/1 kV (1,8 kV c.c.)

1. Object.
This document defines the design and manufacturing characteristics of the cables type TOP SOLAR PV ZZ-F (AS) PV1-F 0,6/1 kV (1,8 kV c.c.) manufactured by Top Cable.

2. Design.
This type of cables are designed, manufactured and tested according to the latest revision of TÜV 2 PFG 1169/08.2007 standard and UTE C-32 502 standard.

Approvals available:
TÜV-Certificate-No: R60029306

3. Applications.
Flexible cables suitable for mobile and fixed installation. Suitable for connection between photovoltaic panels, and photovoltaic panels to the AC inverter. High security cable (AS): no fire propagation, low smoke emissions and halogen-free. Suitable for indoor and outdoor use. These cables meet the HD 605/A1 weather-UV test.

The materials used in the construction of these cables exceed the thermal endurance test specified in the standard EN 60216 for +120 °C (temperature index). Compliance with this test provides that, with proper installation, operation and maintenance, the estimated life of the cable is 30 years at 90 °C.

4. Characteristics.

Nominal voltage: AC: 0,6/1 kV; DC: 1,8 kV
Ambient temperature range: -40 °C to + 90 °C.
Maximum conductor temperature: 120 °C.
Maximum short-circuit temperature: 250 °C (maximum 5 s).
Minimum bending radius (fixed): 5 x cable Ø.
No flame propagation: EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.
No fire propagation: EN 60332-3 / IEC 60332-3.
Halogen free: according to EN 50267 / IEC 60754
HCl content < 0,5%.
pH > 4,3 ;
conductivity < 10 µS/mm.
Smoke density: light transmittance > 60% (according to EN 61034 / IEC 61034).

1 of 3

Figura I.1 - Ficha Técnica do Cabo DC Top Solar



TOP SOLAR PV ZZ-F (AS)

PV1-F 0,6/1 kV (1,8 kV c.c.)

5. General make-up of the cable.

5.1 Conductor.

Electrolytic annealed tinned copper conductor, class 5 according to EN 60228 / IEC 60228.

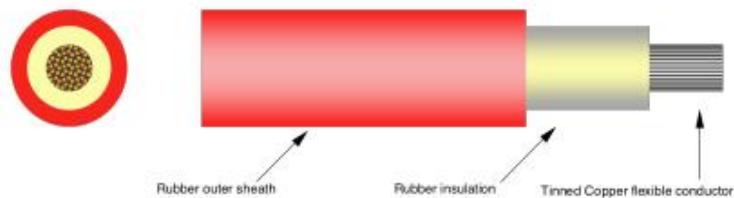
5.2 Insulation.

Halogen free thermosetting rubber insulation, type EI6 according to EN 50363-1, according to table 4 of the TÜV Standard and according to table 6 of the UTE Standard.

5.3 Outer sheath.

Halogen free thermosetting rubber outer sheath, type EM8 according to EN 50363-1, according to table 4 of TÜV Standard and according to table 6 of UTE Standard. Red or black colour.

5.4 Diagram representation.



6. Current-carrying capacities.

6.1 Nominal current-carrying capacities.

Table 1 show the current-carrying capacities and electric parameters detailed for every cable.

Current-carrying capacities, in amperes, are calculated according to TÜV 2 PFG 1169/08.2007, and for the following conditions:

- Single cables free in air installation: one single-core cable and ambient temperature of 60 °C; with adequate ventilation (supported by cleats and hangers or on perforated tray).
- Single cable on surfaces installation: one single-core cable directly on a wall with low thermal conductivity, ambient temperature of 60 °C.
- To cables adjacent on surfaces installation: ambient temperature of 60 °C.
- In all cases it is supposed a direct current circuit.

Voltage drop is calculated with conductor temperature of 120 °C.

For conditions other than this apply the adequate correction factors (point 6.2).

Figura I.2 - Ficha Técnica do Cabo DC Top Solar

TOP SOLAR PV ZZ-F (AS)
PV1-F 0,6/1 kV (1,8 kV c.c.)

Cross-section mm ²	Single cable free in air A	Single cable on surfaces A	To cables adjacent on surface A	Voltage drop V/A·km
1 x 1,5	30	29	24	38,0
1 x 2,5	41	39	33	23,0
1 x 4	55	52	44	14,3
1 x 6	70	67	57	9,49
1 x 10	98	93	79	5,46
1 x 16	132	125	107	3,47
1 x 25	176	167	142	2,23
1 x 35	218	207	176	1,58

Table 1

6.2 Correction factors.

The current-carrying capacities must be multiplied with the adequate correction factor when the installation conditions differs from point 6.1

Correction factors for air temperatures other than 60°C.

Air Temp. (°C)	Up to 60	70	80	90	100	110
Factor	1	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41

Table 2

7. Dimensions.

Table 3 show diameters and weight detailed for every cable.

Cross-section mm ²	Outer Ø ⁽¹⁾ mm	Weight kg/km
1 x 1,5	4,9	40
1 x 2,5	5,0	45
1 x 4	5,6	61
1 x 6	6,2	80
1 x 10	7,2	125
1 x 16	8,2	180
1 x 25	10,8	294
1 x 35	11,9	390

Table 3

- (1) The tolerances on the nominal outer diameters are:
 -0,1+0,2 mm for cables with outer diameter $d \leq 7$ mm.
 -0,1+0,3 mm for cables with outer diameter $7 < d < 10$ mm.
 -0,3+0,5 mm for cables with outer diameter $d \geq 10$ mm.

Anexo J. Ficha Técnica do Cabo AC

Neste anexo são apresentadas as características técnicas dos cabos AC utilizados nos diversos casos de estudo.

EXZHELLENT XXI 1000V FXZ1 (RZ1-K (AS))

TENSÃO: 0,6/1 kV



REGULAMENTO

UNE 21123-4 - Norma construtiva
EN 60332-1 - Não propagação de chama
EN 50266 - Não propagação do incêndio
EN 50267 - Baixa acidez e corrosividade dos gases emitidos
EN 61034 - Baixa opacidade dos fumos emitidos
IEC 60332.1 - Não propagação da chama
IEC 60332.3 - Não propagação de incêndio
IEC 60754 - Baixa acidez e corrosividade dos gases emitidos
IEC 61034 - Baixa opacidade dos fumos emitidos.

DESENHO

CONDUTOR:

Cobre. Flexíveis: Classe 5

ISOLAMENTO:

X. Polietileno reticulado (PEX) 90 °C

BAINHA:

Z1. Poliolefina livre de halogêneos 70 °C

APLICAÇÕES E CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS

A série de cabos EXZHELLENT XXI (AS) é constituída por cabos flexíveis unipolares e multipolares de 0,6/1 kV. A temperatura máxima de serviço é de 90°C, sendo capaz de trabalhar a uma temperatura muito baixa (-40°C)

São cabos especialmente indicados para instalação em habitações (alimentação e derivações individuais), nos locais com acesso público, assim como nos locais onde se pretenda elevar o grau de segurança.



Figura J.1 - Ficha Técnica do Cabo AC - FXZ1 (RCZ-K)

**EXZHELLENT XXI 1000V
FXZ1 (RZ1-K (AS))**

TENSÃO: 0,6/1 kV











								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992109	1x1,3	3,7	43	23	21	27	23,63	29,37
1992107	1x2,5	6,1	60	25	29	36	14,24	17,62
1992108	1x4	6,7	75	30	36	46	8,673	10,93
1992109	1x6	7,2	95	30	49	59	5,95	7,288
1992110	1x10	8,2	140	35	66	77	3,464	4,218
1992111	1x16	9,2	195	40	91	100	2,24	2,672
1992112	1x25	10,8	285	45	116	128	1,476	1,723
1992113	1x35	11,9	380	50	144	154	1,073	1,224
1992114	1x50	13,5	520	55	175	183	0,773	0,852
1992115	1x70	15,6	715	65	224	224	0,568	0,601
1992116	1x95	17,4	925	70	271	265	0,449	0,455
1992117	1x120	19,4	1165	80	314	302	0,366	0,356
1992118	1x150	21,4	1445	90	363	342	0,311	0,285
1992119	1x185	23,3	1745	95	415	383	0,27	0,234
1992120	1x240	26,6	2295	135	490	442	0,223	0,177
1992121	1x300	30,2	2895	155	563	500	0,193	0,142
1992122	1x400	34,0	3930	175	674	570	0,164	0,107
1992123	1x500	39,5	5055	200	774	660	0,146	0,085
1992206	2x1,5	8,6	100	35	24	27	23,61	29,37
1992207	2x2,5	9,4	130	40	33	36	14,2	17,62
1992208	2x4	10,5	170	45	45	46	8,639	10,93
1992209	2x6	11,6	220	50	57	58	5,919	7,288
1992210	2x10	13,5	330	55	79	77	3,458	4,218
1992211	2x16	15,5	465	65	105	100	2,218	2,672
1992212	2x25	18,8	700	75	123	128	1,458	1,723
1992213	2x35	21,8	985	90	154	154	1,057	1,224
1992214	2x50	21,3	1150	85	188	183	0,759	0,852
1992215	2x70	24,7	1590	100	244	224	0,556	0,601
1992216	2x95	27,7	2060	140	296	265	0,438	0,455
1992217	2x120	31,3	2630	160	348	302	0,358	0,356
1992218	2x150	34,5	3245	175	404	342	0,302	0,285
1992219	2x185	37,8	3935	190	464	383	0,262	0,234
1992220	2x240	43,3	5200	220	562	442	0,216	0,177
1992306	3G1,5	9,0	115	40	20	23	23,61	29,37
1992307	3G2,5	9,9	155	40	26	30	14,2	17,62
1992308	3G4	11,1	205	45	36	38	8,639	10,93
1992309	3G6	12,3	275	50	46	48	5,919	7,288
1992310	3G10	14,3	415	60	65	64	3,458	4,218
1992311	3G16	16,5	600	70	87	82	2,218	2,672
1992311	3x16	16,5	600	70	87	82	2,218	2,672
1992312	3x25	20,0	900	80	110	106	1,458	1,723
1992313	3x35	23,3	1270	95	137	129	1,057	1,224
1992314	3x50	24,9	1550	100	167	152	0,759	0,852
1992315	3x70	29,2	2160	150	214	187	0,556	0,601
1992316	3x95	32,5	2790	165	259	222	0,438	0,455
1992317	3x120	36,7	3555	185	301	253	0,358	0,356
1992318	3x150	40,6	4405	205	353	286	0,302	0,285
1992319	3x185	44,3	5330	225	391	320	0,262	0,234
1992320	3x240	50,8	7035	305	469	370	0,215	0,177
1992406	4G1,5	9,9	140	40	20	23	23,61	29,37
1992407	4G2,5	10,9	185	45	26	30	14,2	17,62

Figura J.2 - Ficha Técnica do Cabo AC - FXZ1 (RCZ-K)

**EXZHELLENT XXI 1000V
FXZ1 (RZ1-K (AS))**

TENSÃO: 0,6/1 kV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992408	4G4	12,2	255	50	36	38	8,839	10,93
1992409	4G6	13,5	340	55	46	48	5,919	7,288
1992410	4G10	15,8	525	65	65	64	3,458	4,218
1992411	4G16	18,3	760	75	87	82	2,218	2,672
1992411	4x16	18,3	760	75	87	82	2,218	2,672
1992412	4x25	22,4	1150	90	110	106	1,458	1,723
1992413	4x35	25,8	1600	130	137	129	1,057	1,224
1998414	4x50	27,5	2065	140	167	152	0,759	0,852
1998415	4x70	32,3	2885	165	214	187	0,556	0,601
1998416	4x95	35,9	3735	180	259	222	0,438	0,455
1998417	4x120	40,7	4780	205	301	253	0,358	0,356
1998418	4x150	44,9	5900	225	353	286	0,302	0,285
1998419	4x185	49,4	7195	250	391	320	0,262	0,234
1998420	4x240	56,6	9500	340	468	370	0,215	0,177
1992506	5G1.5	10,8	170	45	20	23	23,61	29,37
1992507	5G2.5	11,9	225	50	26	30	14,2	17,62
1992508	5G4	13,4	310	55	36	38	8,839	10,93
1992509	5G6	14,9	420	60	46	48	5,919	7,288
1992510	5G10	17,5	645	70	65	64	3,458	4,218
1992511	5G16	20,2	925	85	87	82	2,218	2,672
1992512	5G25	24,8	1410	100	110	106	1,458	1,723
1992513	5G35	28,4	1955	145	137	129	1,057	1,224
1992514	5G50	33,1	2730	170	167	152	0,759	0,852
1992515	5G70	39,0	3870	195	214	187	0,556	0,601
1992516	5G95	43,4	4985	220	259	222	0,438	0,455
1992517	5G120	49,4	6375	250	301	253	0,358	0,356
1992518	5G150	54,7	8000	330	353	286	0,302	0,285

Figura J.3 - Ficha Técnica do Cabo AC - FXZ1 (RCZ-K)

Anexo K. Estimativa Orçamental- Empresa A

Neste anexo é apresentada a estimativa orçamental exemplificativa para o caso de estudo da empresa A.


Fornecimento de		Estimativa Orçamental					
art.	designação	un.	quant.	p. unitário	des.c.	p. líquido	IVA
 <div style="float: right; text-align: right;"> Proposta PR001 02/06/2017 Original </div> <p style="text-align: center;">Exmo.(s) Senhor(es)</p> <p>Cliente nº: NIF: V/Ref: Pagamento: Comercial:</p> <p style="text-align: center;">Empresa A Aveiro</p>							
I Sistema Fotovoltaico							
1. Sistema Fotovoltaico							
	- Sun Power X21 - 345Wp (0+5%), monocristalino, 96células, 46mm, Class 1 black anodized	un.	442	298,43		131.906,06 €	23%
	- SMA Sunny Tripower 20000 TL-30, 20000 W, inversor de rede trifásico, s/ transf., c/ interface Speedwire/Webconnect, sem display	un.	6	3.341,53	35%	13.031,97 €	23%
	- SMA Sunny Tripower 15000 TL-30, 15000 W, inversor de rede trifásico, s/ transf., c/ interface Speedwire/Webconnect, sem display	un.	2	3.117,83	35%	4.053,18 €	123%
	- SMA Sunny Home Manager 2.0, c/ Bluetooth + Speedwire - monitorização sem fios e gestão inteligente de energia	un.	1	572,25	35%	371,96 €	23%
	- Contador Itron SL7000 X230 - Para Contagem Indirecta (TVs não incluídos) - SBM DESCONT0	un.	1	392,94		255,41 €	23%
	- Tomada Tipo MC4 4-6mm²	un.	40	0,98	35%	25,48 €	23%
	- Ficha Tipo MC4 4-6mm²	un.	40	0,96	35%	24,96 €	23%
	- Estrutura com triângulos para cobertura plana _ 1 fiada alinhados 1+1 na vertical _ alumínio bruto	un.	1	11.989,00	35%	7.792,85 €	23%
II Equipamentos							
1. Proteções							
	- Hager, Fusível Fotovoltaico 10x38 1000V DC 10A	un.	80	6,31	35%	328,12 €	23%
	- Hager, Corta-Circuitos p. Fusíveis 2P 1000VDC	un.	40	11,76	35%	305,76 €	23%
	- Hager, Limit. Tipo2 p/1000VDC Up = 4kV, Fotovoltaico	un.	16	218,05	35%	2.267,72 €	23%
	- Hager, Interruptor 4P 32A 1000V DC	un.	8	193,22	35%	1.004,74 €	23%
	- Disj. Dif. 4P 32A C 300mA tipo AC 4M	un.	8	221,95	35%	1.154,14 €	23%
	- Hager, Interruptor Diferencial 4P 125A 300mA tipo AC 6M	un.	2	222,70	35%	289,51 €	23%
2. Quadros							
	- Hager, Caixa vector estanque IP65 3 filas 54M	un.	1	126,24	35%	82,06 €	23%
	- Hager, Caixa proteção DC vector estanque IP55 2 filas 24M	un.	1	81,63	35%	53,06 €	23%
	- Hager, Caixa proteção AC vector estanque IP55 3 filas 36M	un.	1	110,78	35%	72,01 €	23%
3. Cabos							
	- Topsolar PV ZZ-F (AS) 1x4 PT	m.	400	0,69	35%	179,40 €	23%
TOTAL						163.198,39 €	
SEDE: Rua Monte dos Pipos, Armazém 6 4460-059 Guifões Matosinhos							
Tel. +351 229 571 108 /Fax. +351 229 571 151 geral@skk.pt							
							pág. 1

Figura K.1 – Estimativa orçamental – Empresa A

art.	designação	un.	quant.	p. unitário	desc.	plíquido	IVA
						163.198,39 €	
3.1	Enfiados em tubos e em caminho de cabos						
	- RZ1-FXZ11(φr)(zh)-K5GI0	m.	80	9,95 €	35%	517,40 €	23%
	- XZ1(φr)(zh)-U3G2,5	m.	5	1,85 €	35%	6,01 €	23%
	- XZ1(φr)(zh)-GI6	m.	30	1,40 €	35%	27,30 €	23%
4.	Tubos						
	- VDØ25	m.	50	1,20 €	35%	39,00 €	23%
	- ERFEØ25	m.	30	0,80 €	35%	15,60 €	23%
	-Tubos corrugados de parede dupla 2WW, DN 50mm	m.	100	0,90 €	35%	58,50 €	23%
5.	Caminho de Cabos						
	-Caminho de Cabos com as seguintes dimensões: 100x60mm	un.	5	8,00 €	35%	26,00 €	23%
6.	Instalação						
	- Instalação	un.	1	22.500,00 €		22.500,00 €	23%
TOTAL						23.189,81 €	
Líquido						203.609,35 €	
Desc. Comercial						17.221,15 €	
Líquido						186.388,20 €	
IVA						42.869,29 €	
TOTAL						229.257,48 €	EUR
SEDE: Rua Monte dos Pipos, Armazém 6 4460-059 Guifões Matosinhos							
Tel. +351 229 571 108 /Fax. +351 229 571 151 geral@skk.pt							
							pág.2

Figura K.2 - Estimativa orçamental – Empresa A

Anexo M. Resultados do dimensionamento em autoconsumo – Casos de Estudo (Empresa B e C)

Neste anexo são apresentados os resultados gerais do dimensionamento fotovoltaico em autoconsumo para os casos de estudo da empresa B e C.

Mês	Sem Auto Consumo												Com Auto Consumo											
	Consumo de Energia Mensal (kWh)						Faturação Mensal (€)						Consumo de Energia da Rede (kWh)						Faturação Mensal (€)					
	Segunda-Seta		Sábado		Domingo		Segunda-Seta		Sábado		Domingo		Segunda-Seta		Sábado		Domingo		Segunda-Seta		Sábado		Domingo	
	Horas de Ponta	Horas de Cheias	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Total	Horas de Ponta	Horas de Cheias	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Total	Horas de Ponta	Horas de Cheias	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Total	Horas de Ponta	Horas de Cheias	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Total	
Janeiro	1647,7	4259,0	282,4	471,7	385,5	364,14	555,35	37,03	43,12	32,77	1035,41	570,7	2151,1	0,0	178,4	0,0	126,12	282,02	0,00	16,31	0,00	424,45	610,96	59%, 22,53
Fevereiro	1617,3	4718,1	252,7	489,3	317,4	357,43	618,54	33,13	44,72	29,01	1082,84	161,2	1671,7	0,0	55,6	0,0	35,62	219,16	0,00	5,08	0,00	259,87	822,97	76%, 50,67
Março	1739,8	4682,2	313,6	572,4	388,2	384,49	613,83	41,11	52,31	35,48	1127,22	29,2	786,7	0,0	2,3	0,0	6,46	103,14	0,00	0,21	0,00	103,80	1017,42	90%, 90,78
Abril	1939,9	5026,9	291,7	368,5	308,1	428,72	659,03	38,25	33,68	28,16	1187,83	0,0	1275,5	0,0	0,0	0,0	0,00	167,21	0,00	0,00	0,00	167,21	1020,62	86%, 90,80
Mai	1526,7	4474,3	411,5	526,5	425,3	337,41	578,72	53,95	48,12	38,87	1057,07	0,0	384,4	0,0	71,4	0,0	0,00	50,40	0,00	6,53	0,00	56,93	1000,14	95%, 123,82
Junho	1942,8	5318,7	419,8	546,5	441,3	429,36	697,28	55,03	49,35	40,33	1271,95	0,0	1165,8	0,0	76,4	0,0	0,00	152,83	0,00	6,98	0,00	159,82	1112,14	87%, 94,80
Julho	2168,5	6091,1	366,9	480,1	375,5	473,24	786,55	45,09	43,89	34,32	1404,09	0,0	1811,5	0,0	1,2	0,0	0,00	237,49	0,00	0,11	0,00	237,61	1166,48	83%, 96,27
Agosto	1908,0	5452,1	453,3	597,1	474,6	421,67	774,77	59,42	54,57	43,36	1233,81	0,0	1173,6	0,0	123,3	0,0	0,00	153,86	0,00	11,27	0,00	165,12	1128,68	87%, 112,70
Setembro	2188,5	6000,8	360,5	488,2	463,3	483,65	766,71	47,26	42,79	42,34	1402,75	0,0	2035,6	0,0	43,5	0,0	0,00	286,87	0,00	3,98	0,00	270,84	1131,91	87%, 90,52
Outubro	1760,9	5346,6	312,2	607,9	332,4	388,16	700,93	40,94	55,56	30,39	1216,97	213,6	2022,5	0,0	130,7	0,0	47,21	285,15	0,00	11,95	0,00	324,31	882,66	73%, 47,95
Novembro	1227,9	3894,5	270,6	527,5	348,1	271,36	523,67	35,47	48,21	31,82	910,54	27,5	1595,0	0,0	191,2	0,0	6,08	209,10	0,00	17,47	0,00	232,65	677,89	74%, 37,18
Dezembro	1334,3	3818,0	225,7	379,5	260,8	294,89	500,53	29,59	34,69	23,83	883,53	313,2	1889,1	0,0	114,7	0,0	69,22	247,86	0,00	10,49	0,00	327,37	556,16	63%, 22,65
Total	21002,3	59122,2	3860,9	6035,2	4493,4	4641,51	7150,92	519,27	551,62	410,70	13874,01	1315,4	11982,5	0,0	988,7	0,0	230,71	2394,88	0,00	30,37	0,00	2735,97	11338,05	80%, 880,68

Figura M.1 - Resultados do dimensionamento em autoconsumo – Empresa B

Mês	Sem Auto Consumo												Com Auto Consumo											
	Consumo de Energia Mensal (kWh)						Faturação Mensal (€)						Consumo de Energia da Rede (kWh)						Faturação Mensal (€)					
	Segunda-Seta		Sábado		Domingo		Segunda-Seta		Sábado		Domingo		Segunda-Seta		Sábado		Domingo		Segunda-Seta		Sábado		Domingo	
	Horas de Ponta	Horas de Cheias	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Total	Horas de Ponta	Horas de Cheias	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Total	Horas de Ponta	Horas de Cheias	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Total	Horas de Ponta	Horas de Cheias	Horas de Vazio Normal	Horas de Vazio Normal	Total	
Janeiro	105,7	273,2	17,3	28,9	21,1	17,53	45,32	2,87	4,80	3,51	74,03	77,0	217,0	9,7	21,1	1,8	12,77	36,00	1,61	3,50	0,30	54,17	19,85	27%, 0,30
Fevereiro	78,6	229,2	12,0	23,2	14,2	13,04	36,03	1,98	3,84	2,35	59,24	39,7	148,0	1,7	11,8	0,0	6,59	24,55	0,28	1,92	0,00	33,35	25,89	44%, 0,65
Março	103,5	278,6	18,2	33,2	20,9	17,17	46,22	3,01	5,50	3,46	75,37	57,9	174,7	6,2	18,0	0,0	9,61	28,98	1,03	2,98	0,00	42,60	32,77	43%, 0,71
Abril	115,5	299,2	17,2	21,8	15,9	19,16	49,65	2,86	3,61	2,63	77,91	61,1	189,2	0,4	10,6	0,0	10,13	33,05	0,07	1,75	0,00	45,00	32,91	42%, 0,95
Mai	82,2	237,6	22,0	28,1	20,3	19,63	39,41	3,84	4,66	3,31	84,72	25,0	130,1	4,3	16,0	0,0	4,15	21,58	0,72	2,65	0,00	29,10	35,62	55%, 0,84
Junho	98,0	268,3	20,9	27,2	19,6	16,26	44,52	3,47	4,51	3,26	72,02	39,7	157,6	2,9	14,7	0,0	6,58	26,15	0,48	2,43	0,00	35,84	36,39	57%, 0,88
Julho	92,8	260,8	14,3	18,7	18,0	15,40	49,27	2,37	3,10	2,99	67,19	31,3	146,7	0,0	5,9	0,0	5,19	24,33	0,00	0,98	0,00	30,51	36,62	95%, 1,30
Agosto	63,4	181,1	10,0	13,1	20,4	10,52	30,05	1,66	2,18	3,39	47,79	0,4	67,1	0,0	0,5	0,0	0,06	11,12	0,00	0,08	0,00	11,27	36,52	76%, 2,00
Setembro	104,5	286,6	16,7	21,7	19,5	17,34	47,55	2,77	3,60	3,23	74,49	43,0	180,9	0,0	10,4	0,0	7,14	30,01	0,00	1,72	0,00	38,87	35,62	48%, 1,09
Outubro	95,9	291,3	17,2	33,6	20,4	15,92	48,33	2,86	5,57	3,38	76,06	54,7	202,7	6,4	20,9	0,0	9,07	33,63	1,05	3,46	0,00	47,21	28,85	38%, 0,54
Novembro	70,9	230,6	13,5	26,3	11,9	11,76	38,26	2,24	3,37	1,97	58,60	38,9	166,6	5,0	17,4	0,0	6,45	27,85	0,83	2,88	0,00	37,81	20,80	35%, 0,51
Dezembro	68,9	197,3	11,5	19,3	12,9	11,44	32,73	1,91	3,21	2,13	51,41	41,7	145,8	4,3	12,3	0,0	6,92	24,19	0,71	2,03	0,00	33,85	17,56	34%, 0,32
Total	1080,0	3033,9	190,7	295,1	215,0	179,17	503,33	31,64	48,95	35,67	796,77	510,3	1936,3	40,8	159,1	1,8	84,67	321,24	6,77	26,40	0,30	499,37	359,39	45%, 10,10

Figura M.2 - Resultados do dimensionamento em autoconsumo – Empresa C

Anexo N. Simulação Softwares Mercado

Neste anexo são apresentados os resultados gerais do dimensionamento fotovoltaico em autoconsumo nos diversos *softwares* utilizados, de forma a analisar os resultados obtidos no caso de estudo da empresa A.

N.1. PV*SOL

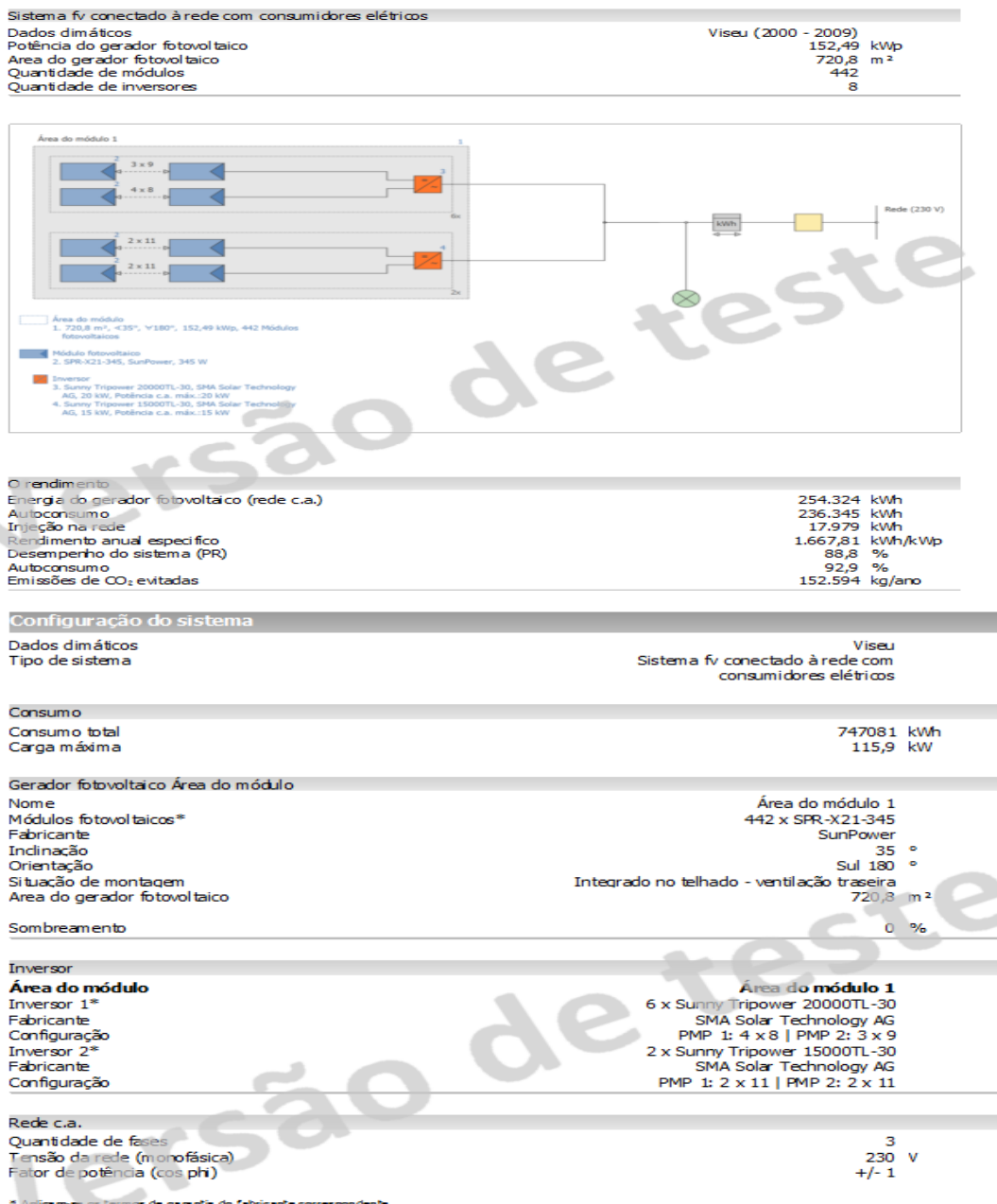


Figura N.1 - Resultados da simulação no *software* PV*SOL (empresa A)

N.2. PVsyst

PVSYST V5.74		17/07/17	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Grid-Connected Project at Porto		
Geographical site	Porto	Country	Portugal
Situation	Latitude 41.1°N	Longitude	8.4°W
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	Altitude	100 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	Porto, Synthetic Hourly data		
Simulation variant :	New simulation variant		
	Simulation date	17/07/17 16h46	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 35°	Azimuth	0°
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)			
PV module	SI-mono	Model SPR-X21-345	
	Manufacturer	SunPower	
Array#1: Number of PV modules	In series 13 modules	In parallel	27 strings
Total number of PV modules	Nb. modules 351	Unit Nom. Power	345 Wp
Array global power	Nominal (STC) 121 kWp	At operating cond.	112 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 691 V	I mpp	162 A
Array#2: Number of PV modules	In series 10 modules	In parallel	9 strings
Total number of PV modules	Nb. modules 90	Unit Nom. Power	345 Wp
Array global power	Nominal (STC) 31.1 kWp	At operating cond.	28.75 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 532 V	I mpp	54 A
Total Arrays global power	Nominal (STC) 152 kWp	Total	441 modules
	Module area 719 m²	Cell area	649 m²
Array#1 : Inverter	Model Sunny Tripower 20000 TLEE		
	Manufacturer SMA		
Characteristics	Operating Voltage 580-800 V	Unit Nom. Power	20 kW AC
Inverter pack	Number of inverter 6.0 units	Total Power	120 kW AC
Array#2 : Inverter	Model Sunny Tripower15000 TL		
	Manufacturer SMA		
Characteristics	Operating Voltage 150-800 V	Unit Nom. Power	15 kW AC
Inverter pack	Number of inverter 2 units	Total Power	30 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const) 20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s	
	=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)		NOCT 56 °C
Wiring Ohmic Loss	Array#1 68 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#2 157 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Global	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss		Loss Fraction	0.1 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Figura N.2.1 - Resultados da simulação no *software* PVsyst (empresa A)

PVSYST V5.74	17/07/17	Page 2/3
Grid-Connected System: Main results		
Project :	Grid-Connected Project at Porto	
Simulation variant :	New simulation variant	
Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	tilt	35° azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-X21-345 Pnom 345 Wp
PV Array	Nb. of modules	441 Pnom total 152 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 20000 TLEE Pnom 20.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower15000 TL Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	8.0 Pnom total 150 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	
Main simulation results		
System Production	Produced Energy	232.5 MWh/year Specific prod. 1528 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	86.2 %

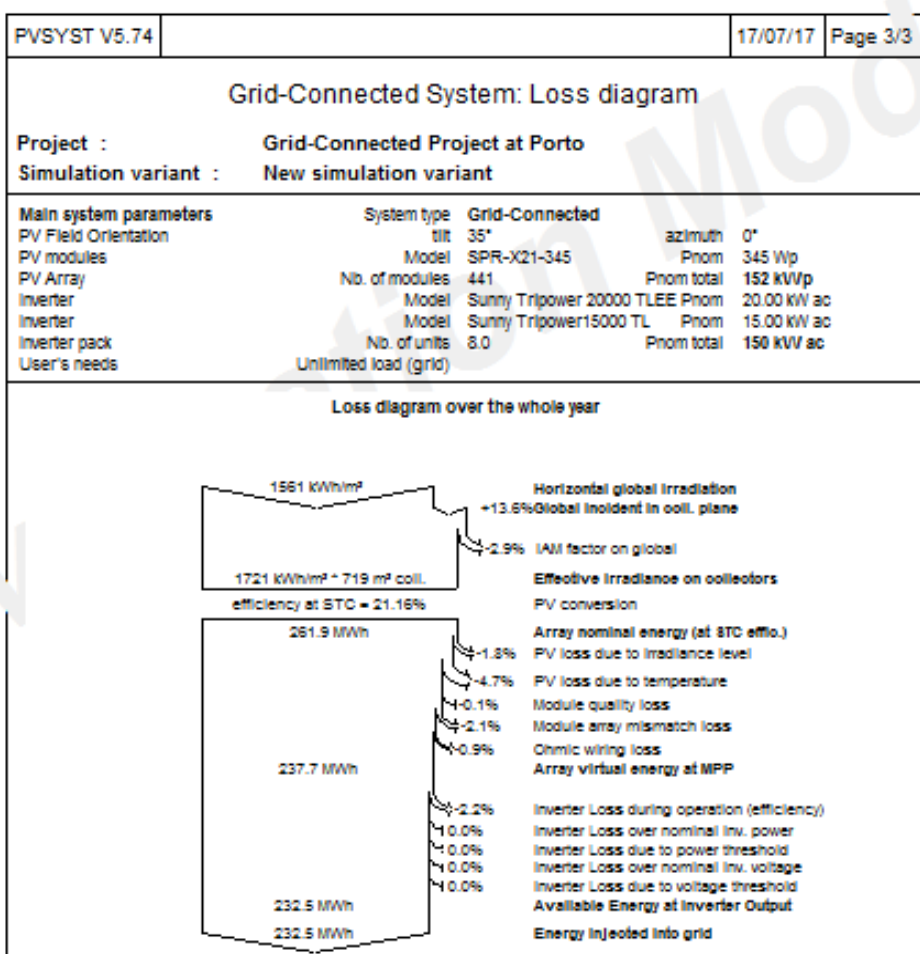


Figura N.2.2 - Resultados da simulação no software PVsyst (empresa A)

N.3. Sunny Design

Vista geral do sistema			
442 x SunPower X21-345 (04/2013) (Gerador fotovoltaico 1)			
Azimute: 0°, Inclinação: 35°, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 152,49 kWp			
 6 x STP 2000TL-30		 2 x STP 15000TL-30	
Dados de dimensionamento fotovoltaico			
Quantidade total de módulos FV:	442	Rácio de desempenho*:	88,4 %
Potência de pico:	152,49 kWp	Rendimento energético espec.*:	1575 kWh/kWp
Número de inversores fotovoltaicos:	8	Perdas em linha (em % de energia FV):	---
Potência nominal CA dos inversores fotovoltaicos:	150,00 kW	Carga desequilibrada:	0,00 VA
Potência activa CA:	150,00 kW	Consumo anual de energia:	747 MWh
Relação de potência activa:	98,4 %	Autoconsumo:	225,18 MWh
Rendimento energético anual*:	240,20 MWh	Quota de autoconsumo:	93,7 %
Factor de utilização da energia:	100 %	Taxa de autonomia (em % do consumo de energia):	30,1 %

Autoconsumo

Nome do projecto: Novo projecto
Número do projecto:

Local de instalação: Portugal / Porto

Dados sobre o autoconsumo

Perfil de carga:

Empresa (contínuo)

Em empresas com elevado consumo energético contínuo. Exemplos: estabelecimentos com forte refrigeração, parques de estacionamento em edifícios, centros computacionais, estações de tratamento de águas residuais.

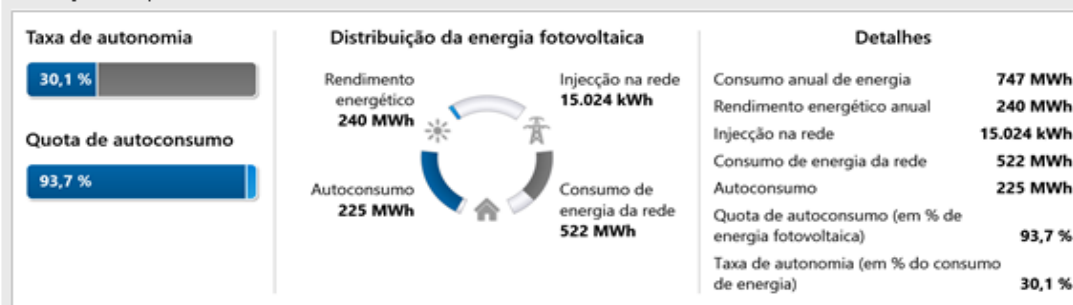
Consumo anual de energia:

747 MWh

Optimização do autoconsumo

Resultado

Sem optimização do autoconsumo



Os resultados indicados são valores estimados. Eles são calculados matematicamente. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade pelo autoconsumo real, que pode divergir dos valores aqui indicados. O autoconsumo possível é determinado essencialmente pelo comportamento de consumo individual, que pode divergir do perfil de carga utilizado para o cálculo.

Figura N.3 - Resultados da simulação no *software Sunny Design* (empresa A)

Anexo O. Ficha Técnica das Baterias (Cenário 2)

Neste anexo é apresentada o *datasheet* das baterias fotovoltaicas, escolhidas no cenário 2 para os diversos casos de estudo.



POWERWALL 2 AC

The Tesla Powerwall is a fully-integrated AC battery system for residential or light commercial use. Its rechargeable lithium-ion battery pack provides energy storage for solar self-consumption, load shifting and backup power.

Powerwall's electrical interface provides a simple connection to any home or building. Its revolutionary compact design achieves market-leading energy density and is easy to install, enabling owners to quickly realize the benefits of reliable, clean power.

PERFORMANCE SPECIFICATIONS

AC Voltage (Nominal)	208 V, 220 V, 230 V, 277 V, 100/200 V, 120/240 V
Feed-In Type	Single & Split-Phase
Grid Frequency	50 and 60 Hz
AC Energy ¹	13.2 kWh
Real Power, max continuous ²	5 kW (charge and discharge)
Real Power, peak (10 s) ²	7 kW (discharge only)
Apparent Power, max continuous ²	5.8 kVA (charge and discharge)
Apparent Power, peak (10 s) ²	7.2 kVA (discharge only)
Imbalance for Single-Phase Loads	100%
Power Factor Output Range	+/- 1.0 adjustable
Power Factor (full-rated power)	+/- 0.85
Depth of Discharge	100%
Internal Battery DC Voltage	50 V
Round Trip Efficiency ^{1,2}	89.0%
Warranty	10 years

¹Values provided for 25°C (77°F), 3.3 kW charge/discharge power.
²Values region-dependent.
³AC to battery to AC, at beginning of life.

ENVIRONMENTAL SPECIFICATIONS

Operating Temperature	-20°C to 50°C (-4°F to 122°F)
Storage Temperature	-30°C to 60°C (-22°F to 140°F)
Operating Humidity (RH)	Up to 100%, condensing
Maximum Altitude	3000 m (9843 ft)
Environment	Indoor and outdoor rated
Enclosure Type	NEMA 3R
Ingress Rating	IP67 (Battery & Power Electronics) IP56 (Wiring)
Noise Level @ 1 m	<40 dBA at 30°C (86°F)

ENERGY GATEWAY SPECIFICATIONS

User Interface	Tesla App
Connectivity	Wi-Fi, Ethernet, 3G
AC Meter	Revenue grade
Operating Modes	Support for wide range of usage scenarios
Backup Operation	Optional automatic disconnect switch
Modularity	Supports up to 9 AC-coupled Powerwalls

COMPLIANCE INFORMATION

Safety	UL 1642, UL 1741, UL 1973, UL 9540, UN 38.3, IEC 62109-1, IEC 62619, CSA C22.2.107.1
Grid Standards	Worldwide Compatibility
Emissions	FCC Part 15 Class B, ICES 003, EN 61000 Class B
Environmental	RoHS Directive 2011/65/EU, WEEE Directive 2012/19/EU, 2006/66/EC
Seismic	AC156, IEEE 693-2005 (high)

T E S L A
2016-11-01
POWERWALL 2

Figura O – Ficha técnica das baterias de armazenamento

Anexo P. Proposta Final – Empresa A

Neste anexo é apresentada a proposta final, com os resultados gerais de dimensionamento fotovoltaico em autoconsumo para o caso de estudo da empresa A.



SEDE
Rua Monte dos Pipos, Armazém 6
4460-059 Guifões Matosinhos
Tef. +351 229 571 108
Fax. +351 229 571 151
geral@skk.pt



**PROPOSTA FOTOVOLTAICA
AUTOCONSUMO**

Proposta Comercial

Refrigeração | Engenharia | Eficiência
www.skk.pt

1



SEDE
Rua Monte dos Pipos, Armazém 6
4460-059 Guifões Matosinhos
Tef. +351 229 571 108
Fax. +351 229 571 151
geral@skk.pt

Dados do Cliente

Empresa: SKK
Cliente: Hugo Pinto
Morada: Monte dos Pipos
4460 059 Aveiro
Telefone: 229571108
Telemóvel: ---
Email: geral@skk.pt

Local da Instalação: Aveiro

Descrição Consumo

Projeto: Projeto fotovoltaico com Autoconsumo-com ligação à RESP
Ano: 2017
Tarifário: MT
Tipo de instalação: Indústria
Perfil de Carga: Laboração contínua
Potência Contratada: 293 KVA
Consumo Anual: 747081 kWh/a

Consumo de Energia Mensal



2



SEDE
Rua Monte dos Pipos, Armazém 6
4460-059 Guifões Matosinhos
Tef. +351 229 571 108
Fax. +351 229 571 151
geral@skk.pt

Visão Geral do Sistema

Painéis	442	X	SunPower	X	X21-345
Azimute:	0	°			
Inclinação:	35	°			
Tipo de montagem:	Em telhado				
Potência nominal saída:	152.49		kWp		



Dados do Dimensionamento Fotovoltaico

Nº de Módulos FV	442	Unid.
Potência nominal de saída	152.49	kWh
Área do Telhado	791	m ²
Área FV	720,78	m ²
Área Livre	70,22	m ²
Área Livre	8,88	%

Descrição Inversor FV

	Inversor 1		Inversor 2	
Nome do Gerador	SMA_Sunny_Tripower		SMA_Sunny_Tripower	
Fabricante	STP 20000TL-30		STP 15000TL-30	
Modelo				
Nº de Inversores	6		2	
Potência nominal AC	20	KVA	15	KVA
Rendimento máx.	98,5		98,4	
Nº de módulos / Inversor	55	Unid.	56	Unid.
Total de módulos	442	Unid.		



3



SEDE
Rua Monte dos Pipos, Armazém 6
4460-059 Guifões Matosinhos
Tef. +351 229 571 108
Fax. +351 229 571 151
geral@skk.pt

Configuração

	Inversor 1		Inversor 2	
Nº Máximo de Módulos por String	13	Unid.	13	Unid.
Nº Mínimo de Módulos por String	2	Unid.	2	Unid.
Nº Máximo de String por Inversor	5	Unid.	5	Unid.

MPPT

	Nº de Strings		Nº de Módulos		Nº de Strings		Nº de Módulos	
Configuração 1	A	3	11	3	12			
	B	2	11	2	10			
	Total	5	55	5	56			
Configuração 2	A	0	0	0	0			
	B	0	0	0	0			
	Total	0	0	0	0			
Total		55		56				

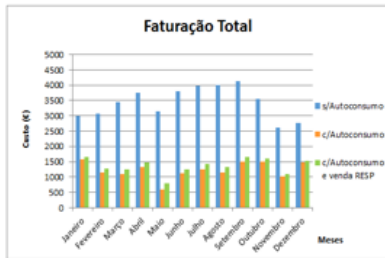


4

Figura P.1 – Proposta final (Empresa A)

Produção FV

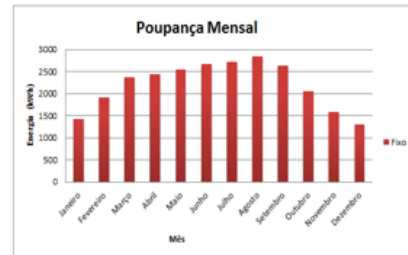
Sistema	Fixo	
Produção FV	258565,03	kWh
Autoconsumo	244132,45	kWh
Consumo da Rede	502949,00	kWh
Injeção na Rede	14432,60	kWh
Custo da Energia s/ Autoconsumo	79507,71	€
Custo da Energia c/ Autoconsumo	53005,31	€
	33%	
Custo da Energia c/ Autoconsumo e venda a RESP	51428,08	€
	35%	



5

Poupança e Receita

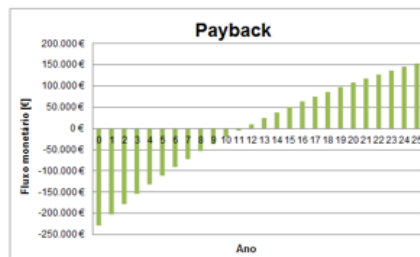
	Fixo	Receita (€)
Janeiro	1419,73	66,47
Fevereiro	1911,11	113,76
Março	2373,59	152,82
Abril	2439,30	150,25
Maio	2551,71	199,68
Junho	2672,63	142,11
Julho	2724,44	180,75
Agosto	2844,24	161,27
Setembro	2630,55	162,78
Outubro	2054,85	110,79
Novembro	1575,94	75,91
Dezembro	1304,30	60,64



6

Resultados Económicos

Receita (1º ano)	Fixo	28079,63	€
Payback	12,0	Anos	
VAL	152980,80	€	
TIR	14,11	%	



7

Figura P.2 - Proposta final (Empresa A)