



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR  
Engenharia

**Produção de energia por via fotovoltaica para  
autoconsumo instantâneo com ligação à rede  
Estudo de caso prático**

**Filipe Tomé Brites Ferreira Nogueira**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
**Engenharia Electromecânica**  
(2º ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutor Luís Carlos Carvalho Pires  
Co-Orientador: Prof. Doutor Pedro Nuno Dinho Pinto da Silva

**Covilhã, outubro de 2014**



Dedico esta dissertação à memória dos meus avós, Adriano e Teresa.

“O gosto do saber e o ver para crer, faz parte do ser!  
A aprendizagem na tua vida muito te vai dizer.  
Os avós também se orgulham de ti podes crer!”

*Adriano Brites Crespo*



# Agradecimentos

Este espaço é dedicado àqueles que deram a sua contribuição para que esta dissertação fosse bem-sucedida. A todos eles deixo aqui o meu agradecimento sincero.

Ao Professor Doutor Luís Carlos Carvalho Pires, pela disponibilidade e apoio manifestados na orientação da presente dissertação, exigência de método e rigor, partilha de conhecimentos, cedência e indicação de bibliografia relevante para a temática em análise e, por todas as valiosas contribuições para o desenvolvimento deste estudo, como os comentários, esclarecimentos, opiniões e sugestões. Agradeço todo o alento e força que me conseguiu transmitir, sem os quais, estou seguro, não teria conseguido concluir.

Agradeço a colaboração do Professor Doutor Pedro Nuno Dinho Pinto da Silva por me ter possibilitado a integração numa auditoria da *InovEnergy*.

À Elsa, devo o profundo agradecimento pela paciência e companheirismo pelo modo como sempre me apoiou e acompanhou ao longo destes 5 anos.

Aos meus pais e irmãos, pelo apoio e motivação cedidos durante todo o meu percurso académico, pelos diversos sacrifícios suportados e pelo constante encorajamento a fim de prosseguir a elaboração deste estudo.



# Resumo

A elevada importância das energias renováveis na futura sustentabilidade e desenvolvimento da União Europeia é uma conclusão unânime dos vários debates na área da energia. A eficiência na produção de energia elétrica é determinante para a redução da fatura energética, quer de Portugal quer da Europa. No seu seguimento, intensificam-se também as discussões sobre o aquecimento global, as reservas energéticas e o preço dos combustíveis fósseis.

Portugal está dotado de um grande potencial para o aproveitamento e desenvolvimento das energias renováveis. No sector da energia fotovoltaica, foi aprovado uma proposta de Decreto-de-Lei a 4 de setembro de 2014 em Conselho de Ministros sobre o novo regime de Produção Distribuída. Esta proposta vem regulamentar este sector e permite ao consumidor final a produção de energia elétrica para autoconsumo através de uma unidade de produção fotovoltaica, tendo como ponto forte, a poupança na fatura da elétrica. Além do fator económico esta legislação promove uma produção próxima do ponto de consumo, reduzindo as perdas na rede, e o cumprimento dos acordos assumidos por Portugal no contexto das políticas europeias para o objetivo global das metas 20-20-20.

Na presente dissertação realizou-se um estudo sobre a viabilidade tecno-económica, da produção de energia elétrica por via fotovoltaica para autoconsumo, em unidades de pequena/média potência, para dois casos reais. O estudo foi baseado em dimensionamentos analíticos e computacionais, onde é dado destaque à opção do autoconsumo instantâneo com ligação à rede tendo em conta a nova proposta de Decreto-de-Lei.

Em todos os dimensionamentos conclui-se que uma unidade de produção para autoconsumo com a curva de produção adaptada ao perfil de consumo apresenta o retorno económico mais acelerado do que um sistema sobredimensionado.

## Palavras-chave

Eficiência Energética; Energias Renováveis; Energia Fotovoltaica; Autoconsumo; UPAC.



# Abstract

The extreme importance of renewable energies in the future sustainability and development of the European Union is an unanimous conclusion of several debates in the energy area. An efficient energy production is of utmost importance not only to reduce Portugal's energy bill, but also Europe's. Additionally, discussions regarding global warming and energy resources have intensified, along with the rising prices of fossil fuels.

Portugal is well equipped to take advantage of novel developments in renewable energies. With respect to photovoltaic energy production, a bill recently passed in September 4, 2014, regarding a new distributed production regime. This proposal regulates the sector and authorizes self-consumption of the generated photovoltaic energy for end consumers, which allows for significant electricity bill savings. Apart from economic factors, this legislation encourages the generation of energy closer to its consumption, thus reducing power grid losses, and contributes to the fulfillment of commitments assumed by Portugal in the context of global European 20-20-20 goals.

This thesis presents a study regarding the techno-economic feasibility of electric energy production through photovoltaic energy for self-consumption in two small/middle sized real scenarios. The study was accomplished by analytical and computational studies, in which the grid-connected self-consumption option is emphasized, in light of the recently approved bill.

It is shown that in every photovoltaic dimensioning use-case, a self-consumption production unit with a production curve adjusted to the consumption profile is critical in order to maximize the economic return on the investment, when compared with an over-dimensioned system.

## Keywords

Energy efficiency; Renewable energies; Photovoltaic energy; Self-consumption; UPAC.



# Índice

Agradecimentos .....	v
Resumo .....	vii
Palavras-chave.....	vii
Abstract .....	ix
Keywords .....	ix
Índice .....	xi
Lista de Figuras.....	xv
Lista de Tabelas .....	xix
Lista de Acrónimos .....	xxiii
Nomenclatura .....	xxvii
Capítulo 1 .....	1
1 Introdução.....	1
1.1 Enquadramento .....	1
1.2 Revisão bibliográfica .....	2
1.3 Motivação e Objetivos .....	4
1.4 Estrutura da Dissertação .....	4
Capítulo 2.....	5
2 Mercado Energético .....	5
2.1 Panorama Energético Mundial .....	5
2.2 Panorama Energético Europeu .....	6
2.3 Panorama Energético Português .....	9
2.3.1 Caracterização do Sector Industrial.....	11
2.3.2 Caracterização do Sector Doméstico.....	12
Capítulo 3.....	15
3 A Energia Solar Fotovoltaica .....	15
3.1 Contextualização Histórica .....	15
3.2 A Energia do Sol.....	16
3.2.1 Radiação solar.....	18
3.2.2 A Posição do Sol.....	19
3.3 Princípio de Funcionamento da célula Fotovoltaica.....	21
3.4 Energia Fotovoltaica e a Paridade com a Rede .....	23
3.5 Aspetos técnicos no dimensionamento de uma UPAC .....	27
3.5.1 Módulo Fotovoltaico.....	28
3.5.2 Inversor .....	30
3.5.3 Aspetos Legislativos .....	31
3.6 Nota Conclusiva .....	34
Capítulo 4.....	35



<b>4</b>	<b>Dimensionamento de uma UPAC .....</b>	<b>35</b>
<b>4.1</b>	<b>Auditoria Energética .....</b>	<b>36</b>
4.1.1	A Empresa .....	36
4.1.2	A Habitação.....	38
<b>4.2</b>	<b>Análise de Dados .....</b>	<b>40</b>
<b>4.3</b>	<b>Caso Prático - Dimensionamento de UPAC para Indústria .....</b>	<b>42</b>
4.3.1	Dimensionamento baseado nas faturas da eletricidade .....	50
4.3.1.1	Sistema adaptado ao perfil de carga .....	50
4.3.1.1.1	Dimensionamento Analítico .....	51
4.3.1.1.2	Dimensionamento através do <i>Blue Sol Design 2013</i> .....	55
4.3.1.1.3	Dimensionamento através <i>SMA Sunny Design Web</i> .....	58
4.3.1.2	Sistema sobredimensionado.....	63
4.3.1.2.1	Dimensionamento Analítico .....	63
4.3.1.2.2	Dimensionamento através do <i>Blue Sol Design 2013</i> .....	67
4.3.1.2.3	Dimensionamento através <i>SMA Sunny Design Web</i> .....	69
4.3.1.3	Nota conclusiva .....	73
4.3.2	Dimensionamento baseado nos dados do analisador de energia .....	74
4.3.2.1	Dimensionamento Analítico .....	76
4.3.2.2	Dimensionamento através do <i>Blue Sol Design 2013</i> .....	82
4.3.2.3	Dimensionamento através <i>SMA Sunny Design Web</i> .....	85
4.3.2.4	Nota conclusiva .....	88
<b>4.4</b>	<b>Caso Prático - Dimensionamento de UPAC para Habitação.....</b>	<b>88</b>
4.4.1	Dimensionamento Analítico.....	89
4.4.2	Dimensionamento através <i>SMA Sunny Design Web</i> .....	94
<b>4.5</b>	<b>Nota Conclusiva .....</b>	<b>97</b>
	<b>Capítulo 5.....</b>	<b>99</b>
<b>5</b>	<b>Conclusão.....</b>	<b>99</b>
	<b>Bibliografia .....</b>	<b>101</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>105</b>



# Lista de Figuras

Figura 2.1 - Consumo energético mundial .....	6
Figura 2.2 - Caracterização do consumo energético europeu. ....	7
Figura 2.3 - Consumo de Energia Final na União Europeia. ....	7
Figura 2.4 - Dependência Energética Europeia. ....	8
Figura 2.5 - Valor das Importações de Energia. ....	9
Figura 2.6 - Evolução dos Consumos de Energia Primária e Final (ktep).....	10
Figura 2.7 - Dependência Energética Portuguesa. ....	10
Figura 2.8 - Decomposição do consumo de eletricidade na indústria. ....	11
Figura 2.9 - Distribuição do consumo de energia no sector da habitação por tipo de uso.....	12
Figura 2.10- Distribuição do consumo de energia no alojamento, por tipo de uso e fonte de energia (2010). ....	13
Figura 2.11 - Consumo de energia no alojamento por tipo de energia (1989, 1996 e 2010). ..	13
Figura 3.1 - Soma média anual equivalente de radiação solar em Portugal em kWh/m <sup>2</sup> . ....	17
Figura 3.2 - Espectro Eletromagnético. ....	18
Figura 3.3 - Tipos de Radiação .....	19
Figura 3.4 - Exemplo para Faro dos Níveis de Irradiação. ....	19
Figura 3.5 - Declinação Solar. ....	20
Figura 3.6 - Órbita da Terra e as Estações do ano. ....	20
Figura 3.7 - Posição do Sol no hemisfério Norte. ....	21
Figura 3.8 - Inclinação do módulo. ....	21
Figura 3.9 - Exemplo de constituição de uma célula fotovoltaica. ....	22
Figura 3.10 - Hierarquia fotovoltaico .....	22
Figura 3.11 - Mapa Europeu do custo de produção por cada kWh.....	25
Figura 3.12 -Custo de aquisição da eletricidade para consumidores domésticos. ....	25
Figura 3.13 - Mapa Europeu da diferença do custo por kWh entre o fotovoltaico e a RESP. ..	26
Figura 3.14 - Paridade da Rede. ....	26
Figura 3.15 - Curva característica corrente/tensão para diferentes valores de radiação. ....	29
Figura 3.16 - Influência da temperatura na potência de um módulo fotovoltaico. ....	30
Figura 3.17 - Modelo de funcionamento para potências superiores a 1,5 kWp .....	31
Figura 4.1 - Analisador de energia Circutor CIRE <sup>3</sup> . ....	37
Figura 4.2 - Colocação do analisador de energia no quadro-geral da empresa auditada. ....	37
Figura 4.3 - Colocação do analisador de energia.....	38
Figura 4.4 - Analisador de Energia OWL Electricity Monitor + USB.....	39
Figura 4.5 Quadro-geral da habitação. ....	39
Figura 4.6 - Ligação da pinça amperimétrica ao quadro-principal.....	39
Figura 4.7 - Ciclo Horário FER. ....	40
Figura 4.8 - Extrato da Fatura da EDP de janeiro, leituras dos consumos. ....	40
Figura 4.9 - Consumo médio diário em janeiro, baseado na fatura da eletricidade. ....	41
Figura 4.10 - Perfil de carga de segunda-feira. ....	42
Figura 4.11 - Barra de navegação SMA Sunny Design Web. ....	47
Figura 4.12 - Configuração geral do sistema e respetivas potências dissipadas .....	49
Figura 4.13 - Gráfico da irradiação média diária do mês de setembro para uma inclinação de 30°. ....	50
Figura 4.14 - Esquema de montagem dos módulos fotovoltaicos para o sistema adaptado ao perfil de carga.....	53
Figura 4.15 - Configurações possíveis para a UPAC de 16,08 kWp. ....	55
Figura 4.16 - Verificação dos parâmetros para uma UPAC de 15,84 kWp.....	56
Figura 4.17 - Energia consumida, produzida e autoconsumida para uma UPAC de 15,84 kWp. 57	
Figura 4.18 - Período de retorno do investimento para uma UPAC de 15,84 kWp. ....	57
Figura 4.19 - Configuração sugerida para uma potência de pico 16,56 kWp. ....	58
Figura 4.20 - Razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor da UPAC de 16,56 kWp.....	59
Figura 4.21 - Determinação do autoconsumo para uma UPAC 16,56 kWp. ....	60



Figura 4.22 - Configuração sugerida para uma potência de pico 14,64 kWp. ....	60
Figura 4.23 - Razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor da UPAC de 14,64 kWp. ....	61
Figura 4.24 - Determinação do Autoconsumo para uma UPAC 14,64 kWp. ....	61
Figura 4.25 - Período de amortização e poupança efetiva da UPAC de 14,64 kWp. ....	62
Figura 4.26- Esquema de montagem dos módulos fotovoltaicos para o sistema sobredimensionado. ....	64
Figura 4.27 - Preço médio aritmético da eletricidade, no mercado grossista, na península Ibérica no ano 2013. ....	66
Figura 4.28 - Configurações possíveis para a UPAC de 63,36 kWp. ....	67
Figura 4.29 - Verificação dos parâmetros para uma UPAC de 63,36 kWp. ....	68
Figura 4.30 - Energia consumida, produzida e autoconsumida para uma UPAC de 63,36 kWp. ....	68
Figura 4.31 - Período de retorno do investimento para uma UPAC de 63,36 kWp. ....	69
Figura 4.32 - Configuração sugerida para uma potência de pico 57,6 kWp. ....	70
Figura 4.33 - Razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor da UPAC de 57,6 kWp. ....	70
Figura 4.34 - Configuração sugerida para uma potência de pico 58,56 kWp. ....	71
Figura 4.35 - Razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor da UPAC de 58,56 kWp. ....	71
Figura 4.36 - Determinação do Autoconsumo para uma UPAC 58,56 kWp. ....	72
Figura 4.37 - Período de amortização e poupança efetiva da UPAC de 58,56 kWp. ....	73
Figura 4.38 - Perfil de Carga Diário da <i>Lacticôa, Lda.</i> ....	75
Figura 4.39- Esquema de montagem dos módulos fotovoltaicos para o perfil de consumo de quarta-feira. ....	76
Figura 4.40 e 4.41 - Perfil de carga de segunda-feira e terça-feira com a componente da UPAC. ....	77
Figura 4.42 e 4.43 - Perfil de carga de quarta-feira e quinta-feira com a componente da UPAC. ....	77
Figura 4.44 e 4.45 - Perfil de carga de sexta-feira e sábado com a componente da UPAC. ....	78
Figura 4.46 - Perfil de carga de domingo com a componente da UPAC. ....	78
Figura 4.47 - Configurações possíveis para a UPAC de 79,68 kWp. ....	82
Figura 4.48 - Verificação dos parâmetros para uma UPAC de 79,2 kWp. ....	83
Figura 4.49 - Energia consumida, produzida e autoconsumida para uma UPAC de 79,2 kWp. ....	84
Figura 4.50 - Período de retorno do investimento para uma UPAC de 79,2 kWp. ....	84
Figura 4.51 Configuração sugerida para uma potência de pico 75,6 kWp. ....	85
Figura 4.52- Razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor da UPAC de 75,6 kWp. ....	86
Figura 4.53 - Determinação do autoconsumo para uma UPAC 75,6 kWp. ....	86
Figura 4.54 - Período de amortização e poupança efetiva da UPAC de 75,6 kWp. ....	87
Figura 4.55 e 4.56 - Perfil de carga de sábado e domingo com a componente da UPAC (habitação). ....	90
Figura 4.57 e 4.58 - Perfil de carga de segunda-feira e terça-feira com a componente da UPAC (habitação). ....	91
Figura 4.59 e 4.60 - Perfil de carga de quarta-feira e quinta-feira com a componente da UPAC (habitação). ....	91
Figura 4.61 - Perfil de carga de sexta-feira com a componente da UPAC (habitação). ....	91
Figura 4.62 Configuração sugerida para uma potência de pico 960 Wp. ....	94
Figura 4.63- Razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor da UPAC de 960 Wp. ....	95
Figura 4.64 - Determinação do Autoconsumo para uma UPAC 960 Wp. ....	95
Figura 4.65 - Período de amortização e poupança efetiva da UPAC de 960 Wp. ....	96



## Lista de Tabelas

Tabela 3.1 - Tabela para cálculo do PV LCOE. ....	24
Tabela 3.2 - Resumo dos principais requisitos exigidos às UPAC. ....	33
Tabela 4.1 - Características do Inversor Sunny Tripower 17000TL. ....	43
Tabela 4.2 - Características do Módulo Fotovoltaico c-Si M60 17 M240 3BB. ....	43
Tabela 4.3 - Custo médio por kWh baseado nas faturas da eletricidade. ....	46
Tabela 4.4 - Custo de uma UPAC com 15,6kWp. ....	55
Tabela 4.5 - Cálculo da poupança anual no consumo de energia ativa devido à UPAC de 15,6 kWp e respetivo período de amortização. ....	55
Tabela 4.6 - Parâmetros da UPAC de 16,56 kWp. ....	59
Tabela 4.7 - Dimensionamento de cabos para uma UPAC de 16,56kWp. ....	59
Tabela 4.8 - Parâmetros da UPAC de 14,64 kWp. ....	60
Tabela 4.9 - Dimensionamento de cabos para uma UPAC de 14,64 kWp. ....	61
Tabela 4.10 - Resultados obtidos para o sistema adaptado ao perfil de carga baseado nas faturas da eletricidade. ....	62
Tabela 4.11 - Preço médio aritmético da eletricidade, no mercado grossista, para cada mês de 2013 em Portugal. ....	66
Tabela 4.12 - Custo de uma UPAC com 62,4 kWp. ....	66
Tabela 4.13 - Cálculo da poupança anual no consumo de energia ativa devido à UPAC de 62,4 kWp e o período de amortização. ....	67
Tabela 4.14 - Parâmetros da UPAC de 57,6 kWp. ....	70
Tabela 4.15 - Parâmetros da UPAC de 58,56 kWp. ....	71
Tabela 4.16 - Dimensionamento de cabos para uma UPAC de 58,56 kWp. ....	72
Tabela 4.17 - Resumo dos resultados obtidos para o sistema sobredimensionado baseados nas faturas da eletricidade ....	73
Tabela 4.18 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para janeiro. ....	79
Tabela 4.19 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para fevereiro. ....	79
Tabela 4.20 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para março. ....	79
Tabela 4.21 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para abril. ....	79
Tabela 4.22 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para maio. ....	79
Tabela 4.23 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para junho. ....	79
Tabela 4.24 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para julho. ....	80
Tabela 4.25 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para agosto. ....	80
Tabela 4.26 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para setembro. ....	80
Tabela 4.27 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para outubro. ....	80
Tabela 4.28 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para novembro. ....	80
Tabela 4.29 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para dezembro. ....	80
Tabela 4.30 - Custo de uma UPAC com 78 kWp. ....	82
Tabela 4.31 - Cálculo da poupança anual no consumo de energia ativa devido à UPAC de 78 kWp e o período de amortização. ....	82
Tabela 4.32 - Parâmetros da UPAC de 75,6 kWp. ....	85
Tabela 4.33 - Dimensionamento de cabos para uma UPAC de 75,6 kWp. ....	86
Tabela 4.34 - Quadro de resumo de um sistema adaptado ao perfil de carga baseado nos dados do analisador. ....	87
Tabela 4.35 - Características do microinversor Sunny Boy 240. ....	89
Tabela 4.36 - Características do Módulo Fotovoltaico c-Si M60 17 M240 3BB. ....	89



Tabela 4.37 - Cálculo da poupança mensal no consumo de energia de uma habitação.....	92
Tabela 4.38 Custo de uma UPAC com 960 Wp. ....	93
Tabela 4.39 - Cálculo da poupança anual no consumo de energia ativa devido à UPAC de 960 Wp e o período de amortização. ....	94
Tabela 4.40 - Parâmetros da UPAC de 960 Wp. ....	94
Tabela 4.41 - Dimensionamento de cabos para uma UPAC de 960 Wp. ....	95
Tabela 4.42 - Resumo dos dados obtidos no estudo para a habitação. ....	96
Tabela 4.43 - Quadro de resumo dos valores obtidos para todos os casos de estudo. ....	98



# Lista de Acrónimos

AC	Corrente Alternada
ADENE	Agência para a Energia
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
AQS	Águas Quentes Sanitárias
BT	Baixa Tensão
CA	Circuito-Aberto
CAE	Classificação de Atividade Económica
CC	Curto-Circuito
CE	Certificado Europeu
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CUR	Comercializador de Último Recurso
D.L.	Decreto-Lei
DC	Corrente Contínua
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EAC	Energia Ativa na Tarifa Cheia
EAP	Energia Ativa na Tarifa Ponta
EASV	Energia Ativa na Tarifa Super Vazio
EAVN	Energia Ativa na Tarifa Vazio Normal
EDP	Energias de Portugal
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
ETAR	Estação de Tratamento de Águas Residuais
EUA	Estados Unidos da América
FER	Fontes de Energia Renovável
FV	Gerador Fotovoltaico
INE	Instituto Nacional de Estatística
IRC	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MPP	Ponto de Potência Máxima
MT	Média Tensão
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NE	Norma Europeia
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
PV	<i>Photovoltaic(s)</i>
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>



RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SRUP	Sistema de Registo de Unidade de Produção
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UBI	Universidade da Beira Interior
UE	União Europeia
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UV	Ultra Violeta

### Lista de Símbolos

$\delta$	Declinação
$\psi_s$	Azimute Solar
$\theta_z$	Distância Zenital
$\varphi$	Latitude
$\beta$	Inclinação
$\eta$	Rendimento Ou Eficiência
$\Delta$	Variação
€	Euro
W	Watt
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-Hora
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-Hora
kWp	Kilowatt-Pico



# Nomenclatura

$A_{\text{gerador}}$	Área do gerador	$\text{m}^2$
$A$	Área	$\text{m}^2$
$d$	Distancia entre os módulos	$\text{m}$
$E_{\text{ideal}}$	Energia ideal do sistema	$\text{kWh}$
$E_{\text{real}}$	Energia real do sistema	$\text{kWh}$
$F$	Frequência	$\text{Hz}$
$H_{\text{eq}}$	Horas equivalentes	$\text{kWh}/\text{m}^2$
$I$	Corrente	$\text{A}$
$I_{\text{CC}}$	Corrente em curto-circuito	$\text{A}$
$I_{\text{max}}$	Corrente máxima	$\text{A}$
$L$	Comprimento	$\text{m}$
$N_{\text{fileiras}}$	Número máximo de fileiras ligadas em paralelo	-
$N_{\text{inv}}$	Número de inversores	-
$N_{\text{max}}$	Número máximo de módulos em série	-
$N_{\text{min}}$	Número mínimo de módulos em série	-
$P$	Potência	$\text{W}$
$P_{\text{AC}}$	Potência em corrente alternada	$\text{W}$
$P_{\text{DC}}$	Potência em corrente contínua	$\text{W}$
$\lambda$	Comprimento de Onda	$\text{m}$



# Capítulo 1

## 1 Introdução

O âmbito deste capítulo é de contextualizar o tema da “Produção de energia por via fotovoltaica para autoconsumo instantâneo com ligação à rede” com base no panorama legislativo atual, dados estatísticos, factuais, socioeconómicos e ambientais. Desta forma, através de uma revisão bibliográfica da literatura mais recente, nomeadamente, relatórios e estudos do sector fotovoltaico, pretende-se fornecer uma perspetiva atualizada e fundamentada do tema.

Este estudo discute e apresenta as recentes alterações legislativas em Portugal para o sector, abrindo, assim, portas para a expansão desta forma de produção de energia, tanto a nível doméstico como industrial. Abordam-se as potenciais aplicações desta tecnologia exemplificando com dimensionamentos baseados em dados reais.

### 1.1 Enquadramento

Atualmente, o custo monetário e ambiental que o consumo de energia acarreta é um grave problema da nossa sociedade. Nem sempre houve a preocupação em consumir energias de fontes renováveis e, com a consciencialização ambiental que a sociedade foi adquirindo, essa conceção foi-se modificando.

O aumento da procura energética, em consequência do progressivo aumento da população mundial e do rápido crescimento das economias emergentes, associado à diminuição dos recursos não renováveis, tornou a utilização e exploração das energias renováveis numa necessidade. Neste sentido, é impreterível continuar a investir no seu desenvolvimento, pois este poderá ser o caminho para a saída de uma eminente crise energética, bem como, para a preservação ambiental do planeta Terra.

De forma a garantir esta mudança, a União Europeia (UE) emitiu importantes diretivas, entre as quais, a Diretiva 2010/31/UE de 19 de maio de 2010, que vem exigir aos países comunitários metas para cumprir até 2020, em que uma delas é a redução do consumo de energia primária em 20%. Impõe também um aumento do recurso a energias renováveis para 20% no consumo de

energia total da UE, sendo que Portugal comprometeu-se com uma percentagem significativamente maior nas energias renováveis de 31%<sup>1</sup>.

Um dos fatores cruciais ao desenvolvimento da sociedade portuguesa foi a energia e, durante muitos anos, Portugal desenvolveu-se consumindo energia e recursos de forma ineficiente sem ter em conta os custos económicos e ambientais. Com o eclodir da crise mundial, Portugal sendo um país energeticamente dependente do exterior e de recursos fósseis, ressentiu-se no consumo e viu a sua fatura energética a aumentar. Em consequência, o custo dos combustíveis aumentou e o consumo diminuiu.

A principal fonte de energia renovável responsável pela existência de vida na Terra é o Sol. Esta energia é inesgotável e constante, quando comparada à vida no planeta Terra.

Segundo a DGEG, Direção Geral de Energia e Geologia, o Sol tem uma temperatura superficial que ronda os 5800 K e irradia calor para o espaço sob a forma de energia eletromagnética, a uma velocidade aproximada de 300 000 km/s<sup>2</sup>. Ao atravessar a atmosfera, num dia de céu relativamente limpo, a radiação solar atinge a superfície terrestre com uma potência aproximadamente de 1000 W/m<sup>2</sup>.

Portugal é de um dos países da Europa com maior disponibilidade de radiação solar, em média tem entre 2 200 a 3 000 horas anuais, enquanto que, por exemplo, para a Alemanha varia entre 1 200 a 1 700 horas<sup>2</sup>.

Um melhor proveito desta energia seria a sua utilização para produção de eletricidade. Contudo, até 2014 os investimentos realizados eram numa perspetiva de venda à rede pública, com ganhos diretos derivados de tarifas bonificadas, tanto para o sector doméstico como para o industrial. Estes investimentos eram vistos como uma oportunidade de negócio e não como um fator de poupança energética. Porém, com a introdução do conceito poupança, no recentemente aprovado proposta de Decreto-de-Lei da Produção Distribuída, em setembro de 2014, e conjugada com a paridade da rede a tornar-se realidade, o sector fotovoltaico começa a dar os seus primeiros passos no autoconsumo fotovoltaico. Este é um novo rumo para o sector, em que o seu ponto forte é a poupança.

## 1.2 Revisão bibliográfica

Segundo um estudo realizado pelo *Institute for Energy and Transport* da Comissão Europeia (*PV Status Report 2013*), a energia fotovoltaica é uma opção essencial para a mudança tecnológica de produção de energia elétrica<sup>3</sup>.

Dados de junho de 2014, de uma revisão do mercado global para o sector fotovoltaico, da EPIA, *European Photovoltaic Industry Association* (2014), indicam que foram adicionados pelo menos 38,4 GW à capacidade fotovoltaica mundial passando assim para uma capacidade acumulada de 138,9 GW em 2013. Um marco histórico para o sector<sup>4</sup>.

Comparando com os dois anos anteriores, em que foram instalados 30 GW por ano, o mercado fotovoltaico teve um progresso extraordinário. No entanto, pela primeira vez em mais de uma década, a Europa já não lidera o mercado fotovoltaico mundial. O mercado asiático superou o europeu de uma forma dramática, representando em 2013 cerca de 56%. O sucesso asiático ocorreu em simultâneo com o declínio europeu, muito por causa da crise socioeconómica e das mudanças legislativas<sup>4</sup>.

A Comissão Europeia afirma, no relatório do custo e preço da energia (2014), que a energia solar é um recurso universal e abundante, e que não pode ser monopolizado por nenhum país<sup>5</sup>. Ao contrário dos preços do petróleo e dos preços da energia elétrica, a energia fotovoltaica e das outras energias renováveis que oferecem estabilidade ou até mesmo uma redução de preços num futuro próximo. Em grandes centrais fotovoltaicas, os custos de produção através de módulos fotovoltaicos caíram para menos de 0,05 €/kWh porém, a componente principal do custo da eletricidade está associada ao transporte da unidade de produção para o ponto de consumo. Portanto, novas soluções para diversos sistemas fotovoltaicos de baixo custo são necessários de forma a conseguir a incorporação da energia fotovoltaica nas principais fontes de eletricidade<sup>5</sup>.

A capacidade fotovoltaica instalada em Portugal conheceu um forte crescimento entre 2007 e 2011, embora nos últimos anos esse crescimento tenha vindo a diminuir, como se expõe nas *Recomendações Nacionais para Portugal, PV Parity* (2013)<sup>1</sup>. Atualmente, o nível nacional de unidades instaladas são capazes de cobrir perto de 3% do consumo elétrico, pelo que será necessário um aumento da capacidade instalada para conseguir cumprir o *Plano de Ação Nacional de Energias Renováveis* (NREAP) para 2020<sup>1</sup>.

Um estudo levado a cabo pela EPIA de junho de 2013 sobre o autoconsumo refere que, a União Europeia (UE) pretende promover o autoconsumo, reduzindo assim os custos de aquisição da tecnologia fotovoltaica e incentivando uma mudança legislativa das tarifas bonificadas para o autoconsumo. Com o aumento da quota de autoconsumo, a poupança será assegurada pela redução na conta da energia elétrica. Em comparação com a mini e a microprodução, uma unidade de produção para autoconsumo, se projetada corretamente, poderá facilitar o controlo e operação das redes de distribuição de eletricidade. O autoconsumo reduz a quantidade de energia injetada instantaneamente na rede ao meio-dia, reduzindo assim os picos de produção fotovoltaica que ocorrem nos outros sistemas fotovoltaicos<sup>6</sup>.

## 1.3 Motivação e Objetivos

O sector das energias é um sector em constante investigação e desenvolvimento, o que me desperta grande curiosidade.

A recente aprovação em Portugal da nova proposta de Decreto-de-Lei para o autoconsumo fotovoltaico, faz com que o conceito de produção de energia por via fotovoltaica para autoconsumo instantâneo com ligação à rede seja inovador em Portugal, apresentando-se como a salvação de um mercado estagnado. O futuro do mercado fotovoltaico está dependente da constante investigação e do desenvolvimento, de forma alcançar preços ainda mais baixos e de competir com as fontes convencionais de energia.

A presente dissertação tem como principal objetivo, o estudo do potencial de aplicação da produção de energia elétrica, por via fotovoltaica, para autoconsumo em unidades de pequena/média potência. O tema será abordado inicialmente num âmbito mais geral, seguindo-se o estudo de dois casos práticos de aplicação, a de uma unidade industrial e a uma habitação. Será dado destaque à opção do autoconsumo instantâneo com ligação à rede, indo em conta com uma das possibilidades contempladas na nova proposta aprovada em setembro de 2014.

## 1.4 Estrutura da Dissertação

Após o capítulo introdutório, esta dissertação compõem-se de mais quatro capítulos. No segundo capítulo é abordado o mercado energético atual, remetendo para o panorama energético mundial, europeu e, por último, português.

No terceiro capítulo são apresentadas questões relevantes para um melhor entendimento da tecnologia fotovoltaica, como a contextualização histórica, radiação solar, a paridade com a rede, o princípio fotovoltaico, componentes que constituem um sistema fotovoltaico e por último a legislação do sector.

O quarto capítulo apresenta casos práticos de dimensionamento de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) tanto para a indústria como para a habitação. Neste capítulo é abordado todo o processo de dimensionamento, desde a auditoria energética, a análise de dados e a concretização do próprio dimensionamento. No quinto e último capítulo, são apresentadas as conclusões referentes à elaboração da dissertação.

## Capítulo 2

### 2 Mercado Energético

Neste capítulo descreve-se o mercado energético atual, sendo que se enfatiza a necessidade de investimento em energias alternativas. Faz-se uma abordagem ao panorama energético mundial, seguido da análise da realidade europeia e, por último, a portuguesa. Expõe-se, também, o peso que a Europa tem no mercado fotovoltaico em relação ao mundo e, ainda, as medidas tomadas pela UE e por Portugal com vista a reduzir a elevada dependência energética. Por fim, caracteriza-se energeticamente o sector industrial e doméstico português.

#### 2.1 Panorama Energético Mundial

O consumo de energia e a exigência energética varia de região para região e de sociedade para sociedade.

Um estudo realizado pela *Exxon Mobil Corporation* (2014), uma multinacional de petróleo e gás dos Estados Unidos da América (EUA), prevê um aumento de cerca 2 mil milhões de pessoas na população mundial para 2040. Passando dos 7 mil milhões em 2010, para os 9 mil milhões de habitantes em 2040 e, conseqüentemente, um aumento na economia global de 130%<sup>7</sup>.

O aparecimento de economias emergentes traduz-se numa maior procura energética pois surge um maior número de pessoas com capacidades financeiras para viver um estilo de vida equivalente ao da classe média, com melhores moradias, ar condicionado, eletrodomésticos, etc. Por outro lado, esta procura poderá ser compensada com o gradual aumento da eficiência energética. Com isto, é necessário uma mudança de hábitos urgente da nossa sociedade, para que se possa utilizar os recursos de uma forma sustentável, equilibrada e duradoura.

O elevado consumo energético mundial é a principal causa das alterações climáticas que o planeta está a sofrer, o qual continua a aumentar significativamente todos os anos. As previsões de impactos futuros estão muito acima do que o planeta pode suportar e alertam para a necessidade urgente de agir, no sentido de colaborar na mitigação deste problema. As suas conseqüências têm o potencial de afetar drasticamente a qualidade de vida e as condições de habitabilidade de todos os seres humanos<sup>8</sup>.

A solução para a crise energética internacional passa por dois grandes vetores de ação:

1) Maior eficiência no consumo - consumir menos energia, sem necessariamente comprometer o nível de vida dos cidadãos mas, sobretudo, evitando o desperdício.

2) Maior sustentabilidade das fontes de energia utilizadas - significa não só que a energia que gastamos polui menos mas, também, que o fornecimento de energia depende menos da importação de países produtores energia através de fontes convencionais.

Os gráficos seguintes, retirados de um estudo de 2013 sobre a energia na União Europeia, ilustram o consumo total energético mundial, o primeiro em Mtoe (*Million Tons of Oil Equivalent* - Milhões de toneladas equivalente de petróleo) e o segundo em percentagem<sup>9</sup>.

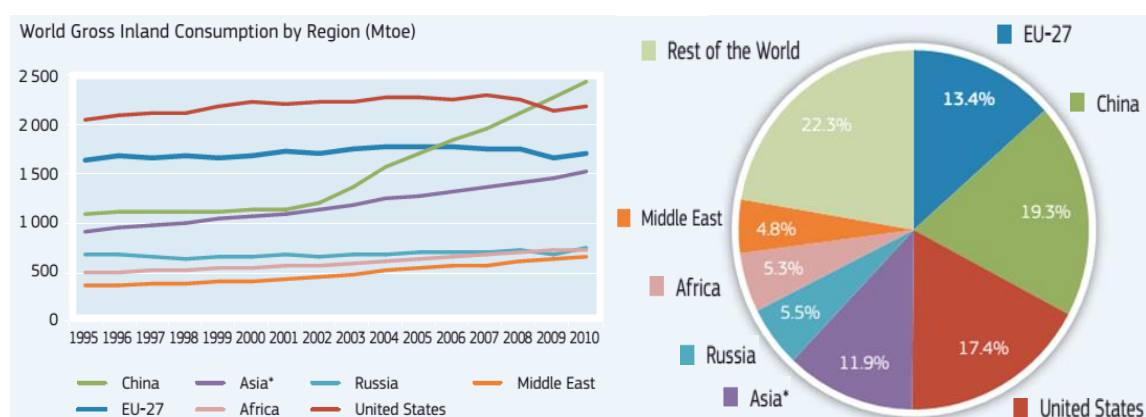


Figura 2.1 - Consumo energético mundial<sup>9</sup>.

A nível mundial, a União Europeia ainda tem um peso significativo no consumo de energia, estando em terceiro lugar dos mais consumistas. Mesmo sendo um total de 27 países, a UE encontra-se com um consumo inferior aos dos EUA e, só entre 2008 e 2009 é que a China conseguiu ultrapassar os EUA muito por causa do seu constante crescimento económico.

## 2.2 Panorama Energético Europeu

Com a assinatura do Tratado Reformador, em Lisboa (2007), assinado por todos os Estados-Membros da União Europeia, as questões energéticas são colocadas no centro de atividade europeia, permitindo assim a existência de uma nova base jurídica que faltava nos Tratados anteriores<sup>10</sup>. De forma a garantir esta mudança de hábitos, a Diretiva 2010/31/UE de 19 de maio de 2010, vem exigir aos países comunitários metas para cumprir até 2020, em que uma delas é a redução do consumo de energia primária em 20%, neste sentido, Portugal

comprometeu-se com uma percentagem significativamente maior na utilização das energias renováveis, neste caso de 31%<sup>1</sup>.

Para conseguir atingir estas metas, é fundamental caracterizar o consumo energético europeu, para saber como investir e em que tecnologia renovável. Segundo a DGEG, a nível europeu, o sector dos edifícios (que representa o sector doméstico juntamente com o de serviços) e o sector industrial são responsáveis por cerca de 40% e 25%, respetivamente, do consumo de energia final, como mostra o gráfico seguinte<sup>11</sup>.

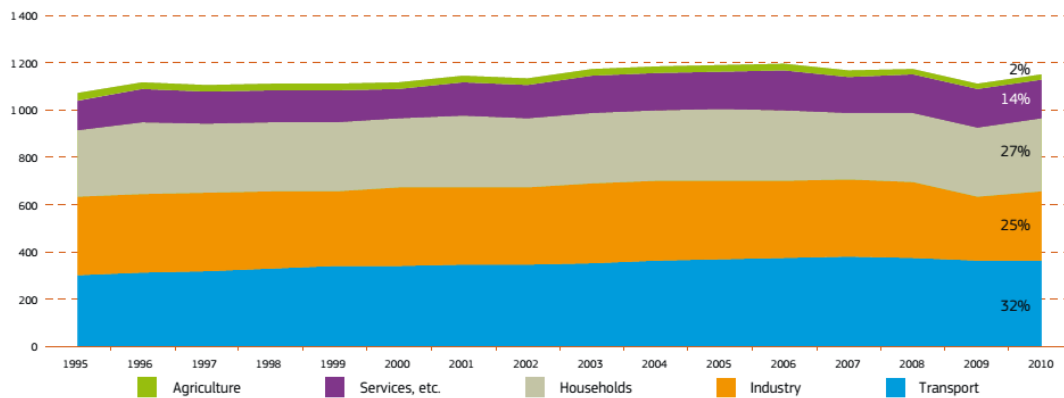


Figura 2.2 - Caracterização do consumo energético europeu<sup>12</sup>.

Uma parte substancial do consumo desta energia é vocacionado para a produção de energia elétrica o que, incentiva a produção através de fontes renováveis, como a energia solar. Esta tem sido uma grande aposta por parte de vários países europeus de forma a reduzirem a sua dependência energética. Analisando pormenorizadamente e comparando o gráfico anterior com o que se segue, verificamos que a produção de eletricidade tem um peso de cerca 250 Mtoe da energia final consumida. Esta representa cerca de 20% do total do Consumo de Energia Final consumida na União Europeia o que permite dar mais ênfase à necessidade de investimento na energia fotovoltaica.

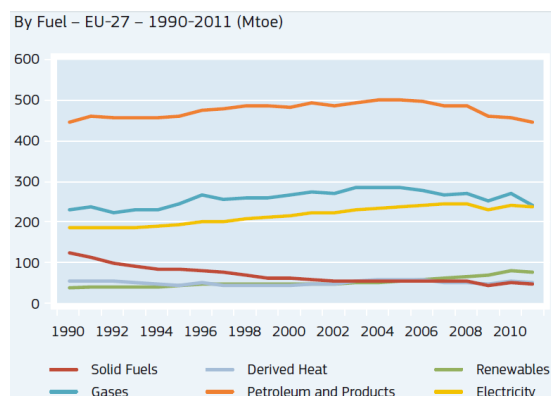


Figura 2.3 - Consumo de Energia Final na União Europeia<sup>9</sup>.

Porém, com a atual crise financeira que atravessa o peso-pesado do sector mundial do fotovoltaico, a União Europeia tem vindo a ver a sua capacidade instalada fotovoltaica a perder quota de mercado para potências como a China, o Japão e os Estados Unidos da América.

A União Europeia, segundo dados divulgados pelo *EurObserver* (2014), possuía em 2011 uma quota de 73,6% do sector mundial fotovoltaico, no entanto, atualmente, perdeu 47,1% de quota de mercado desde 2011 a 2013. Ou seja, passou de 73,6% para 26,5% em 2 anos<sup>13</sup>

Para além da atual crise financeira e do aparecimento de novos mercados, a forte contração no sector que ocorre no mercado europeu deve-se também à mudança das políticas de incentivos muito estimulada pela redução do custo de aquisição da tecnologia e a iminente chegada da paridade com a rede. Na UE a quebra na capacidade instalada nova foi de 40,5%, comparando os dois últimos anos. Em 2013, instalaram-se apenas 9,9 GWp de fotovoltaico, quando no total de 2012 havia sido 16,7 GWp.

Este problema verifica-se também para as outras fontes de energia renovável, apesar das diversas diretivas europeias e de outros protocolos, como o Protocolo de Quioto. Assim, a redução da instalação de tecnologias de produção de energia a partir de fontes renováveis, numa perspetiva económica e monetária, poderá continuar a influenciar a elevada taxa de dependência energética europeia face ao exterior, o que é preocupante. No gráfico 2.4 é possível perceber a dependência de cada Estado-Membro.

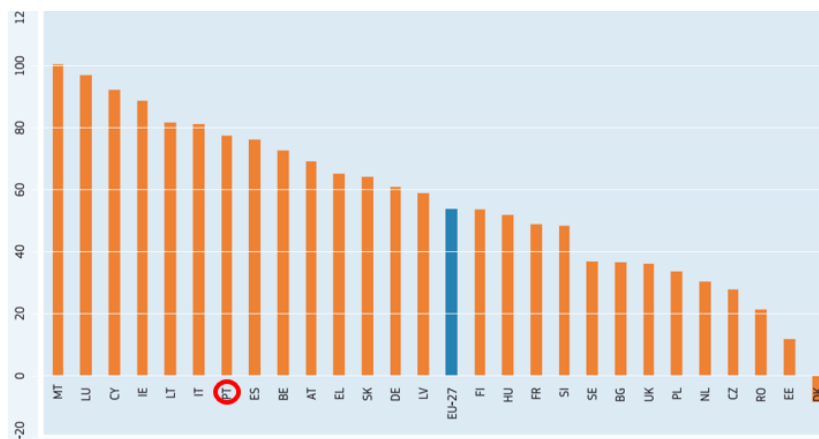


Figura 2.4 - Dependência Energética Europeia<sup>9</sup>.

Observa-se uma realidade difícil de sustentar a curto prazo, note-se que a média dos 27 Estados-Membros ronda os 55% de dependência, deixando o sector energético sujeito aos mercados internacionais e à volatilidade de preços. Estes valores demonstram a importância e o porquê das questões energéticas estarem no centro da atividade da União Europeia.

## 2.3 Panorama Energético Português

A localização geográfica de Portugal é ideal para usufruir e beneficiar de uma grande diversidade de fontes energéticas renováveis, como a energia hídrica, muitas horas de radiação solar para aproveitar a energia do Sol, muitas horas de vento para aproveitar a energia eólica e uma das maiores plataformas continentais para aproveitar as energias *offshore*<sup>14</sup>.

A dependência energética nacional é um problema já muito antigo e de difícil resolução. Este grave problema deve-se principalmente à ausência de capacidade interna de produção de petróleo, gás natural e carvão, contudo, mesmo com uma elevada dependência, a intensidade energética portuguesa tende a melhorar, quanto menor for a intensidade energética, maior é a eficiência energética de uma economia/produto.

De forma a reduzir esta dependência, Portugal tem de encontrar formas de diminuir o seu consumo, bem como, recorrer a energias alternativas. O investimento em energias renováveis poderá ser parte da solução, apesar do seu custo de implementação e da sua intermitência.

A Estratégia Nacional para a Energia em vigor até 2020, conforme Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010 de 15 de abril, tem como objetivo, entre outros, “reduzir em 25 % o saldo importador energético, com a energia produzida a partir de fontes endógenas gerando uma redução de importações de 2000 milhões de euros”<sup>1,15</sup>.

Atualmente, observa-se que Portugal tem vindo a reduzir o consumo energético contribuindo assim para diminuir a sua dependência, mas, em contrapartida, desde 2006 até 2013, o valor das importações energéticas portuguesas aumentou perto de 50%. No gráfico que se segue demonstra-se o crescimento das importações energéticas<sup>11</sup>.

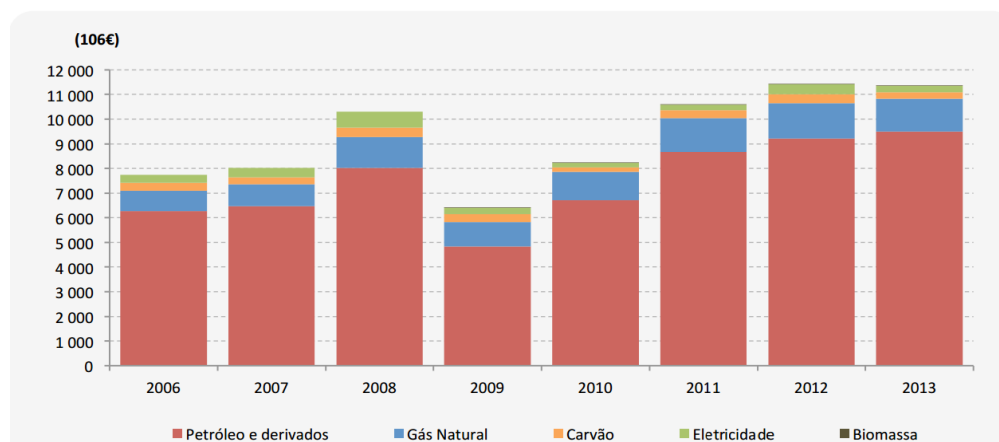


Figura 2.5 - Valor das Importações de Energia<sup>11</sup>.

O saldo importador português em mM€ ainda se encontra 7,7% superior ao valor de 2006 tendo registado uma diminuição face a 2012 de 12,8%, muito devido à exportação de petróleo e derivados. Uma pergunta pertinente é o porquê do saldo importador ter vindo a crescer enquanto o nosso consumo tem vindo a diminuir. O facto de Portugal se encontrar numa crise financeira faz com a população se retraia no consumo, mas, em contrapartida, o valor dos recursos energéticos no mercado mundial tem vindo a aumentar fomentando assim um aumento na fatura energética portuguesa. No gráfico que se segue é possível ver a evolução dos consumos de energia em ktep ( $10^3$  toneladas equivalente de petróleo)<sup>16</sup>.

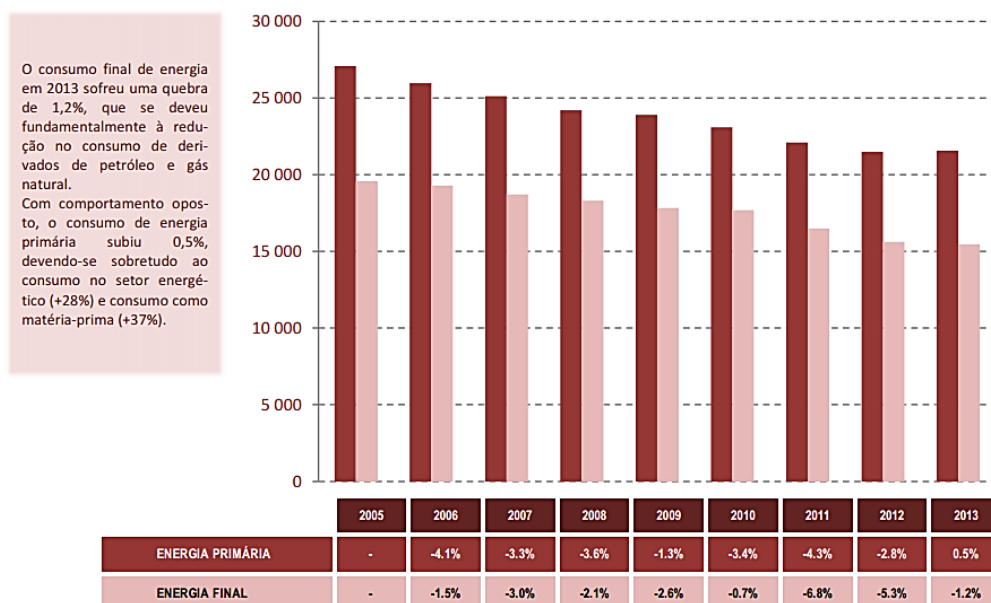


Figura 2.6 - Evolução dos Consumos de Energia Primária e Final (ktep)<sup>11</sup>.

Mesmo com os consumos de energia a diminuir desde 2005, a dependência energética portuguesa é elevada, o mesmo se pode verificar no gráfico que se segue.



Figura 2.7 - Dependência Energética Portuguesa<sup>11</sup>.

Apesar da visível diminuição da dependência energética, 17,3% em 8 anos, esta tem ainda um valor elevado, cerca de 71,5%. Como a nota do gráfico acima refere, a componente das energias renováveis tem uma forte contribuição nesta matéria (possível de verificar na diferença entre 2012 e 2013) o que faz com que, por exemplo, em alturas de seca em que as albufeiras atingem mínimos, a energia produzida pelas hidroelétricas é reduzida tendo que se compensar com o aumento de combustíveis fósseis.

### 2.3.1 Caracterização do Sector Industrial

Segundo o Instituto Nacional de Estatística (INE), um processo industrial constitui uma transformação física, química ou manual de materiais, de modo a obter novos produtos, nomeadamente bens de consumo, intermédios ou de investimento, ou a prestação de serviços industriais<sup>17</sup>.

De acordo com a DGEG, o consumo de energia final no sector industrial situou-se nos 32,5% do total nacional. A gestão e a utilização racional de energia são fundamentais para a redução deste consumo associado ao processo de produção industrial. A eficiência energética de uma instalação industrial não deve ser só suportada pela realização sistemática de auditorias energéticas às instalações, mas também pela substituição de equipamentos convencionais por equipamentos mais eficientes. A eficiência energética deverá ser suportada pela implementação de fontes de energia alternativas e renováveis como sistemas de produção de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos ou aquecimento de águas através de coletores solares, consoante a especialidade da indústria. Estes planos de atuação e de investimento têm como principal objetivo a redução dos consumos e, conseqüentemente, da redução da fatura energética<sup>16</sup>.

O consumo de eletricidade na indústria é um dos principais componentes do consumo de energia, nos gráficos que se seguem, é possível verificar a decomposição do consumo de eletricidade.

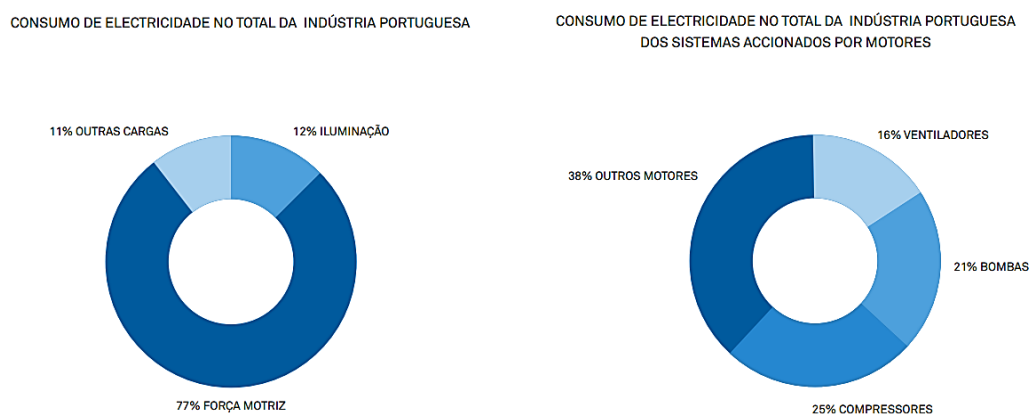


Figura 2.8 - Decomposição do consumo de eletricidade na indústria<sup>18</sup>.

Deste consumo, como se verifica na Figura 2.8, os motores elétricos, responsáveis pela força motriz, são as cargas mais importantes com um peso de 77%. A força motriz da indústria portuguesa tem uma grande variedade de utilizações mas, em todas elas poderemos encontrar bombas, ventiladores e compressores, o que faz destas as principais consumidoras de eletricidade dos motores.

A iluminação aparece em segundo lugar e com um valor menor, muito perto do total de todas as outras cargas existentes na indústria.

### 2.3.2 Caracterização do Sector Doméstico

Segundo o *Inquérito ao consumo de energia no sector doméstico* (2011) da DGEG, o sector residencial português representa cerca de 3,9 milhões de alojamentos, contribuindo com 17% do consumo de energia final do total Nacional<sup>19</sup>.

Com a evolução da tecnologia, as exigências na qualidade dos edifícios, no conforto térmico e nas necessidades básicas têm vindo a aumentar, o que conduz ao uso generalizado de equipamentos que têm um peso substancial no consumo de eletricidade. Estas comodidades todas traduzem-se num crescimento do consumo energético nacional que, conseqüentemente, provoca um aumento de emissões poluentes para a atmosfera. Desta forma, as metas acordadas internacionalmente como, por exemplo o Protocolo de Quioto, ficam em risco.

O gráfico que se segue discrimina a repartição do consumo de energia por diferentes usos nos edifícios residenciais. Existem dois grandes consumos, o da cozinha de 36,9% e o de aquecimento de águas sanitárias (AQS) de 31,3% que, em muitas situações são consumos de energia elétrica<sup>19</sup>.

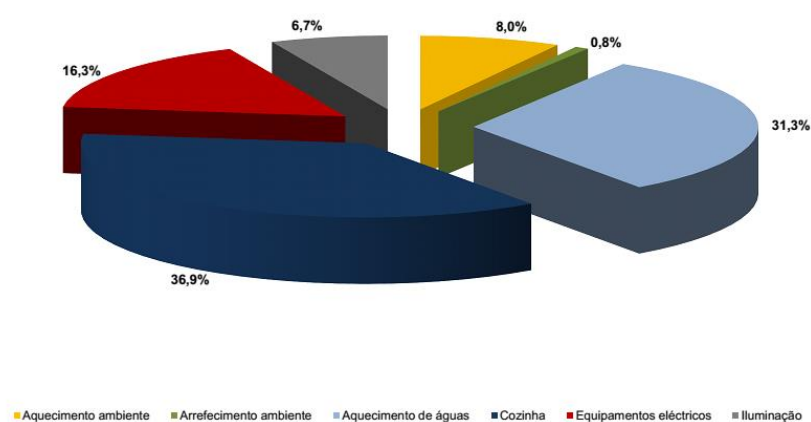


Figura 2.9 - Distribuição do consumo de energia no sector da habitação por tipo de uso<sup>19</sup>.

A energia elétrica é a única energia que poderá ser utilizada em todas as necessidades energéticas de uma habitação. A melhoria da eficiência e a redução do consumo da cozinha e de água quente sanitária poderá ser difícil porém, poder-se-ão utilizar outras fontes de energia sem ser as convencionais. Uma das fontes de energia alternativas será a energia fotovoltaica pois, através da produção de eletricidade fotovoltaica é possível eliminar a procura de energia convencional.

O gráfico seguinte é um complemento do anterior, neste está subdividido o tipo de uso por fonte de energia, o que permite comprovar que a energia elétrica está presente em todo o tipo de consumo.

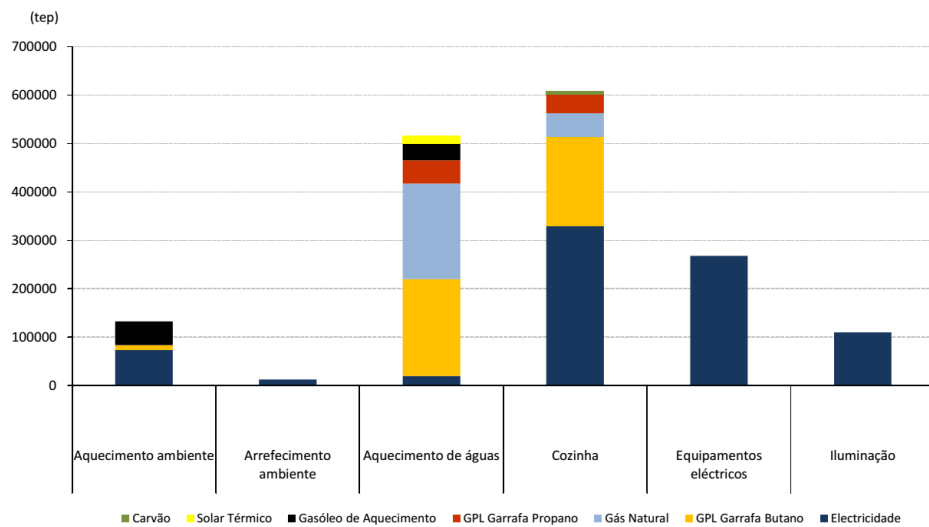


Figura 2.10- Distribuição do consumo de energia no alojamento, por tipo de uso e fonte de energia (2010)<sup>19</sup>.

Com o auxílio do próximo gráfico é possível obter uma melhor perspetiva da evolução do consumo por tipo de energia consumida.

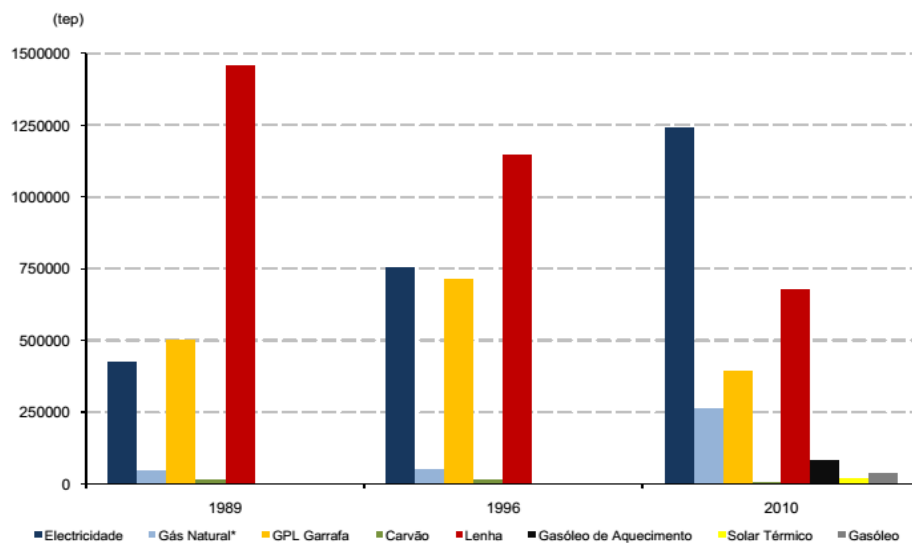


Figura 2.11 - Consumo de energia no alojamento por tipo de energia (1989, 1996 e 2010)<sup>19</sup>.

Nos últimos 20 anos é notória a transição da lenha e do GPL Garrafa para Eletricidade e Gás Natural no uso doméstico, o que pode ser um dos fatores a agravar a dependência energética nacional se não se investir em fontes de energia renovável, nomeadamente energia fotovoltaica.

## Capítulo 3

### 3 A Energia Solar Fotovoltaica

Este capítulo inicia-se com uma contextualização histórica da energia solar fotovoltaica onde se relata o desenvolvimento da mesma desde os seus primórdios até aos dias que decorrem e o mercado em que atualmente se insere. Posteriormente este capítulo aborda a energia solar, o princípio de funcionamento do fotovoltaico, a paridade com a rede e por último os aspetos técnicos no dimensionamento de uma UPAC (Unidade de Produção para Autoconsumo), no qual se faz uma referência aos aspetos legislativos.

#### 3.1 Contextualização Histórica

A conversão de energia solar em energia elétrica foi realizada pela primeira vez por Edmond Becquerel em 1839. Foi observada uma diferença de potencial nas extremidades de uma estrutura semicondutora, quando incidia uma luz sobre ela. Impulsionadas pelas novas descobertas da microeletrónica, em 1956 foram construídas as primeiras células fotovoltaicas industriais<sup>20</sup>.

Ao longo dos anos a eficiência das células solares foi aumentando, tendo atingido os 10% em 1959. Na época, o preço das células solares era exorbitante, a primeira célula solar disponível para comercializar custava 25 US dólares e produzia 14 mW, ou seja \$1 785/W. A sua utilização só podia ser economicamente competitiva em aplicações muito especiais, como por exemplo para produzir eletricidade em satélites. O primeiro satélite equipado com células solares foi lançado logo em Março de 1958: o Vanguard I, que tinha um painel com cerca de 100 cm<sup>2</sup> e produzia quase 0,1 W para alimentar um pequeno transmissor de 5 mW <sup>20</sup>.

A situação mudou de figura em 1973, quando se deu o choque petrolífero. A necessidade de desenvolver tecnologias de produção de energia que não fossem baseadas nas energias fósseis levou a um investimento em larga escala, privado mas também público, em projetos e institutos I&D de tecnologias solares.

Nos dias que decorrem, o fotovoltaico está a entrar numa nova fase, em que o autoconsumo e o *net metering* se encontram nas estratégias europeias.

O mercado do fotovoltaico foi impulsionado pelas políticas de incentivos, em que as tarifas remuneratórias eram bastante atrativas, por outro lado, estas bonificações fizeram com que a instalação de fotovoltaico fosse vista como um produto financeiro e não como um instrumento de poupança.

A redução dos apoios motivada pela crise económica e a redução drástica dos custos do fotovoltaico nos últimos anos estão a desenhar um novo cenário para o sector, o da poupança.

Tipicamente um sistema de autoconsumo era implementado recorrendo a um sistema de baterias como unidade de armazenamento, onde o produtor consome a eletricidade gerada pelo seu sistema. Porém, atualmente o cenário mudou, segundo a proposta de Decreto-de-Lei da Produção Distribuída aprovada a 4 de setembro de 2014, “Para efeitos do presente decreto de lei, entende-se por produção de eletricidade para autoconsumo a atividade de produção destinada à satisfação de necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica do produtor, em que a energia produzida anualmente não excede a soma da energia consumida e da energia eventualmente acumulada para consumo próprio.”, onde, “... a energia elétrica produzida em autoconsumo destina-se predominantemente a consumo na instalação associada à unidade de produção, com possibilidade de ligação à RESP (Rede Elétrica de Serviço Público) para venda, a preço de mercado, da eletricidade não autoconsumida.”

A aplicação de um sistema de autoconsumo instantâneo, num futuro próximo poderá facilitar a transição para um sistema energético mais liberal, descentralizado, eficiente e sustentável. No entanto, o preço da venda a retalho da energia à RESP e a limitação da potência de pico da instalação poderão ser um entrave ao uso generalizado desta tecnologia.

## 3.2 A Energia do Sol

Hoje em dia, a radiação solar é utilizada para produção de energia elétrica, aquecimento de águas sanitárias, aquecimento e refrigeração de espaços e ambientes circundantes, iluminação solar, aceleração de reações químicas e para a produção de energia térmica para a culinária<sup>2</sup>.

A energia solar é um recurso cujo potencial pode satisfazer por si só a totalidade das necessidades de consumos energéticos mundiais.

Esta energia continua a apresentar avanços a nível tecnológico, que lhe permite começar a competir em termos de sustentabilidade económica e ambiental, uma vez que apresenta no mercado dispositivos e componentes com um custo de produção viável e um tempo de duração que lhe permite obter um retorno económico e ambiental positivo.

Na sequência da discussão sobre as alterações climáticas e, por Portugal se encontrar numa posição geográfica privilegiada para o estudo da energia solar, por ser dos países que tem maior radiação solar, o aproveitamento desta energia para produção de energia elétrica é fulcral para a diminuição da dependência energética que o país tem.

Porém, existem sempre opiniões divergentes sobre esta matéria e um dos principais argumentos usados para subvalorizar esta energia é que ela nunca será suficiente para satisfazer as necessidades humanas<sup>21</sup>. A radiação que chega do Sol tem uma intensidade, ao nível da órbita da Terra no valor de  $1367 \text{ W/m}^2$ , a chamada constante solar,  $S$ . A partir do valor de  $S$  e do raio da órbita de Terra,  $R$ , é possível calcular a potência total radiada pelo Sol,  $P$ , com a seguinte expressão:

$$P = S \times 4 \pi R^2 = 3,87 \times 10^{26} \text{ W} \quad (3.1)$$

Este valor de potência é cerca de 40 000 vezes o consumo atual mundial de energia elétrica<sup>22</sup>.

Segundo as mais recentes publicações existem pontos no território português em que a soma média anual de radiação solar é de  $1500 \text{ KWh/m}^2$  e no que toca a disponibilidade solar, possui entre 2200 e 3000 horas de sol anuais com um dos níveis mais favoráveis de transparência ou claridade da atmosfera<sup>2</sup>. A radiação solar é uma fonte de energia muito dinâmica, varia de acordo com certas características/condições da atmosfera num dado momento, e é restringida pelo ciclo diário e ciclo sazonal. Esta consegue, no entanto, ser prevista com fiabilidade para elaboração de projetos que tenham como principal foco aquecimento de águas sanitárias, bem como a produção de energia elétrica.

Portugal tem a melhor insolação anual de toda a Europa (o Chipre é a única exceção), com valores 70% superiores aos verificados na Alemanha. É uma enorme vantagem que tem de ser aproveitada. A Figura 3.1 mostra a soma média anual equivalente de radiação solar em Portugal em  $\text{KWh/m}^2$ .

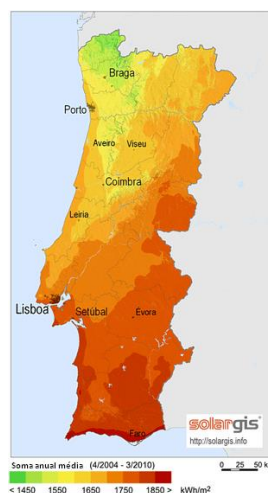


Figura 3.1 - Soma média anual equivalente de radiação solar em Portugal em  $\text{KWh/m}^2$ .

Em Portugal as zonas a Sul do Rio Tejo representam as localizações com melhores condições para a instalação de sistemas para aproveitamento de energia solar. À medida que as localizações se deslocam para Sul, o número médio de radiação solar aumenta, o que é benéfico para aproveitamentos que recorrem a tecnologia solar fotovoltaica, quer para tecnologia solar térmica<sup>2</sup>.

### 3.2.1 Radiação solar

A radiação solar é uma forma de transferência de calor em que a energia é transferida de um objeto para outro sem que o espaço entre eles seja, necessariamente, aquecido. Neste caso, a energia radiante solar percorre o espaço sob a forma de ondas eletromagnéticas e aquece a superfície terrestre sem causar um aumento significativo da temperatura do ar, isto deve-se ao facto de que, diferentes corpos absorvem energia de forma diferenciada.

As ondas eletromagnéticas não necessitam de um meio de propagação, estas propagam-se pelo espaço, a uma velocidade de 299 792,458 km/s ( $c_0$ ), o que corresponde à velocidade da luz no vácuo, diminuindo a sua velocidade ao atingir a atmosfera terrestre para 299 710km/s. As características da radiação solar são definidas pelo seu comprimento de onda ( $\lambda$ ) e pela sua frequência ( $f$ ), que se relacionam pela seguinte expressão:

$$f = \frac{c_0}{\lambda} [Hz] \quad (3.2)$$

Na Figura 3.2 é possível observar os diferentes comprimentos de onda, bem como, as diferentes frequências, associados a diferentes tipos de radiação:

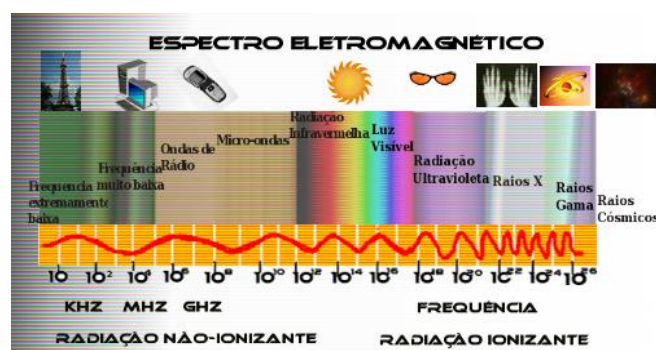


Figura 3.2 - Espectro Eletromagnético<sup>23</sup>.

A radiação solar dentro da atmosfera terrestre divide-se em três componentes:

**Radiação direta** - Atinge diretamente a superfície terrestre sem sofrer qualquer mudança de direção, ou seja, vem direta do Sol.

**Radiação difusa** - é desviada em diferentes direções pelos componentes da atmosfera. A radiação difusa também inclui a radiação refletida.

**Radiação refletida** - é aquela que é refletida pela superfície terrestre.

Na imagem que se segue, podemos verificar estes três fenômenos.

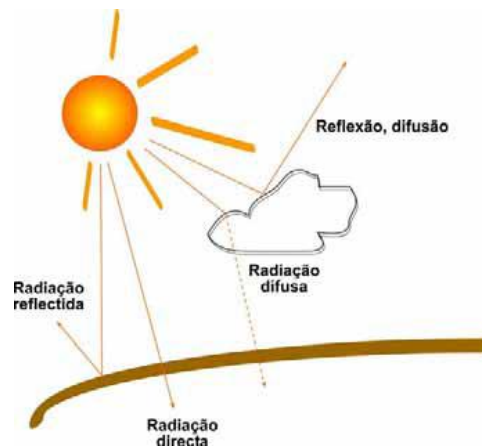


Figura 3.3 - Tipos de Radiação<sup>24</sup>.

Estes tipos de radiação, tanto as do tipo direto como as do tipo difuso têm potencial para ser aproveitadas. O peso relativo destas duas componentes depende fortemente da atmosfera, e, portanto, do clima local, em particular, da nebulosidade local. A soma da radiação direta (Edir) com a difusa (Edif) forma a radiação global (EG). Esta é a radiação total que chega à superfície do planeta<sup>2</sup>.

$$EG = E_{dir} + E_{dif} \quad (3.3)$$

Dependendo do local em que nos encontramos, teremos diferentes níveis de radiação, e com isto, diferentes formas e aplicações para aproveitar a radiação solar.

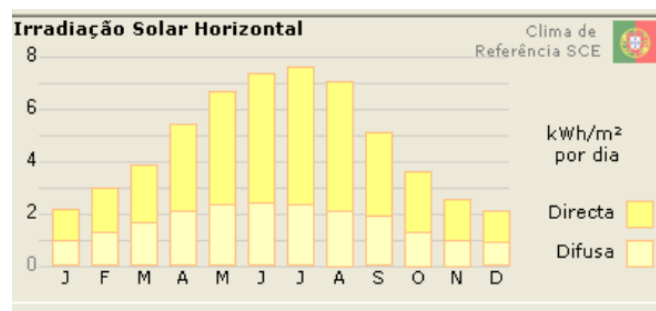


Figura 3.4 - Exemplo para Faro dos Níveis de Irradiação<sup>25</sup>.

### 3.2.2 A Posição do Sol

Para que se possa captar a radiação solar de forma eficiente, neste caso, para que o módulo solar fotovoltaico tenha o máximo de radiação possível, torna-se necessário conhecer a rotação da Terra em torno do Sol bem como o seu movimento de rotação para qualquer instante. Sendo

a nossa posição na Terra constante, é essencial conhecer a posição aparente do Sol em relação à nossa região.

Como é sabido, a Terra descreve uma órbita elíptica em torno do Sol. Essa órbita conjugada com a Declinação Solar origina as Estações do Ano. A Declinação Solar é o ângulo formado entre a direção da radiação e o plano do equador e varia entre  $+23^{\circ} 27'$  e  $-23^{\circ} 27'$ .

Nas imagens seguintes, é possível observar a Declinação Solar, a órbita elíptica da Terra bem com a origem das Estações do Ano.

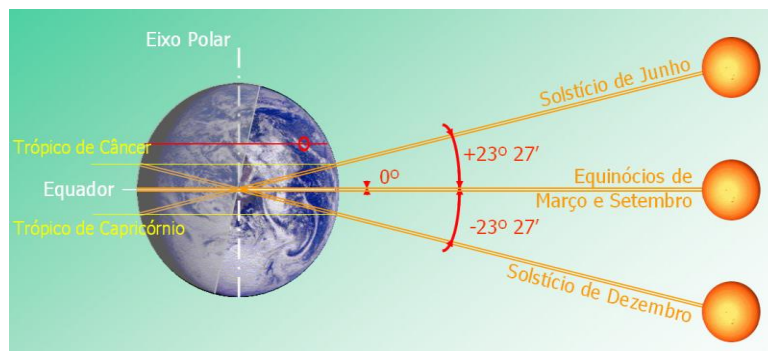


Figura 3.5 - Declinação Solar.

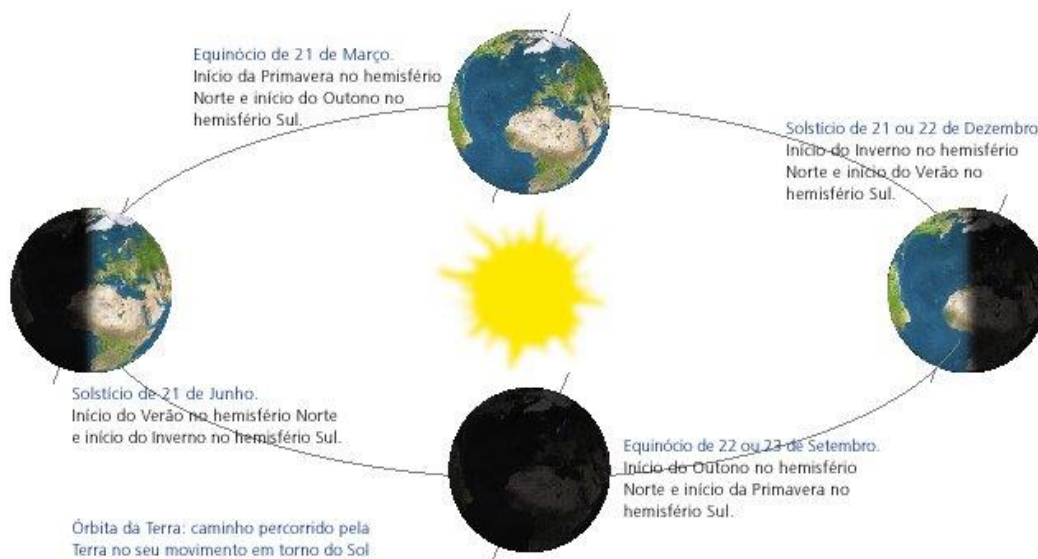


Figura 3.6 - Órbita da Terra e as Estações do ano<sup>40</sup>.

Assim, sabendo a posição do Sol em cada instante, relativamente à localização do sistema solar fotovoltaico, é possível obter uma maior eficiência do sistema pois, a sua instalação é feita de modo a que o painel solar tenha a maior taxa média de radiação solar anual para a sua localização. Isto é conseguido instalando o painel com um grau de inclinação e com uma orientação específica para a sua região. Nas imagens que se seguem, observa-se a importância da orientação e da inclinação dos módulos fotovoltaicos.

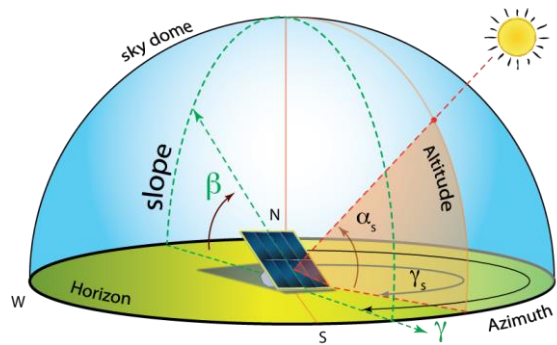


Figura 3.7 - Posição do Sol no hemisfério Norte<sup>26</sup>.

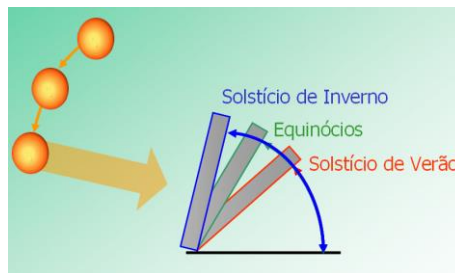


Figura 3.8 - Inclinação do módulo.

### 3.3 Princípio de Funcionamento da célula Fotovoltaica

A célula solar ou célula fotovoltaica constitui a unidade básica do sistema fotovoltaico. Tal como outros dispositivos da eletrónica do estado sólido (díodos, transístores, ...) as células fotovoltaicas são fabricadas a partir de materiais designados por semicondutores cujas propriedades elétricas os faz situar entre as de um material isolante e as de um condutor<sup>20</sup>.

O funcionamento da célula fotovoltaica é muito semelhante ao do díodo de junção p-n clássico e não necessita de partes móveis para produzir energia solar. Basicamente é a junção de dois materiais semicondutores, tipo-p e tipo-n. Considerados individualmente, as cargas elétricas livres nestes materiais não têm um direção definida para o seu movimento e por si só não produzem uma corrente elétrica mas, ao juntar as camadas n e p dos semicondutores impuros forma-se uma região de transição denominada junção p-n, onde é criado um campo elétrico que separa os portadores de carga que a atingem. Quando uma célula solar é exposta à luz os fótons são absorvidos pelos eletrões. Assim, quando o fóton contém energia suficiente, a ligação entre os eletrões é interrompida e estes movem-se para a banda de condução e são conduzidos

através do campo elétrico para a camada n criando assim uma diferença de potencial (energia elétrica) <sup>27</sup>.

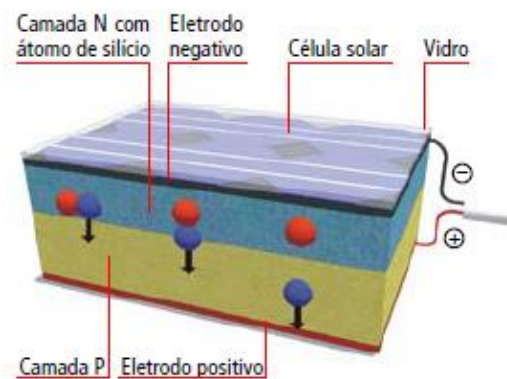


Figura 3.9 - Exemplo de constituição de uma célula fotovoltaica<sup>28</sup>.

As células fotovoltaicas podem ser ligadas em série, constituindo um módulo que exibe normalmente aos seus terminais uma tensão contínua de 12 V. Por sua vez, os módulos podem ser ligados em série/paralelo para aumentar a potência do conjunto, constituindo o campo fotovoltaico, como mostra a figura que se segue. O silício deteriora-se ao longo do tempo, sobretudo o silício amorfo. Contudo, os fabricantes garantem tempos de vida útil na ordem dos 20 anos para os painéis<sup>27</sup>.

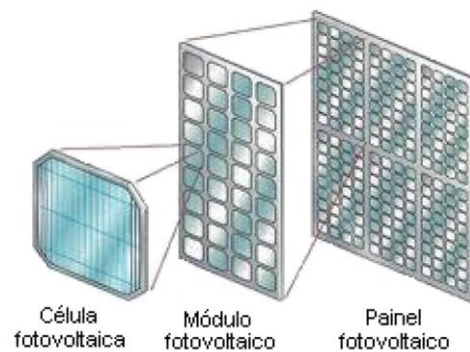


Figura 3.10 - Hierarquia fotovoltaico.

Existem três tipos de células fotovoltaicas comuns, as de silício com cristais monocristalinos, com cristais policristalinos e as de silício amorfo.

**Silício monocristalino** - A célula de silício monocristalino é histórica e comercialmente a mais utilizada na composição de painéis fotovoltaicos. A uniformidade da estrutura molecular resulta da utilização de um cristal único, o que é ideal para potenciar o efeito fotovoltaico. O rendimento máximo atingido em laboratório ronda os 24%, o qual em utilização prática se reduz para cerca de 15%. A produção de silício cristalino é cara. Abrange cerca de 60% do mercado.

**Silício policristalino** - A célula de silício policristalino é constituída por um número elevado de pequenos cristais de espessura milimétrica. Por este motivo os rendimentos em laboratório e em utilização prática não excedem os 18% e 12%, respetivamente. Em contrapartida, o processo de fabricação é mais barato do que o do silício monocristalino. A utilização desta célula representa uma quota de mercado de cerca de 30%. As descontinuidades da estrutura molecular dificultam o movimento de eletrões e encorajam a recombinação com as lacunas, o que reduz a potência de saída.

**Silício amorfo** - O silício amorfo absorve a radiação solar de uma maneira muito mais eficiente do que o silício cristalino, pelo que é possível depositar uma fina película de silício amorfo sobre um substrato (metal, vidro, plástico). Este processo de fabrico é ainda mais barato do que o silício policristalino. Em laboratório é possível obter rendimentos na ordem dos 13%, mas as propriedades conversoras do material deterioram-se na utilização prática, pelo que os rendimentos descem para cerca de 6%. Os equipamentos solares como as calculadoras, os relógios, entre outros, são habitualmente compostos com células de silício amorfo, representando cerca de 4% do mercado<sup>21,27</sup>.

## 3.4 Energia Fotovoltaica e a Paridade com a Rede

Em vários países os sistemas fotovoltaicos atingiram a paridade com a rede. Segundo um estudo de março de 2013 da *Eclareon*, a paridade de um sistema fotovoltaico com a rede pública define-se como o momento em que o custo da eletricidade fotovoltaica se torna competitiva com o custo da rede<sup>29</sup>. Este facto é possível confirmar através de um monitor de paridade de rede denominado de LCOE (*Levelized Cost of Electricity*). O LCOE permite-nos obter o custo da eletricidade produzida de uma específica fonte de energia (fotovoltaica, eólica, hídrica,...), tendo em conta todos os custos inerentes à produção, vida-útil do sistema, investimento inicial, manutenção, custo do combustível e taxas monetárias.

O propósito desta análise é avaliar a proximidade da paridade da rede a partir da perspetiva do consumidor final, comparando o custo da eletricidade através da rede com a eletricidade produzida num sistema fotovoltaico projetado para 100% de autoconsumo.

Na maioria dos casos analisados no estudo, conclui-se que já existem países em que a paridade com a rede é uma realidade e que nos restantes países poderá ser alcançada sem recorrer a tarifas bonificadas. Porém terá de haver regulamentos favoráveis ao sector, para as leis do *net-metering* e do autoconsumo, dependendo do país.

Um estudo realizado pela *Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport* da Comissão Europeia publicado em setembro de 2013 (2013), através do mesmo indicador PV LCOE para valores a cada 10 km x 10 km (a resolução da base de dados da insolação do PVGIS) permitiu traçar uma distribuição do preço da energia elétrica gerada através de uma instalação fotovoltaica para a Europa<sup>3</sup>.

Os valores obtidos variaram desde os 0,08 €/kWh a sul do Mediterrâneo, a 0,32€/kWh nas regiões mais a norte da Europa para um período de vida do equipamento de 20 anos. As diferenças entre resultados são baseadas apenas nas disparidades de insolação anuais de cada região pois, os impostos e as taxas (como o ROI-*Return On Investment*) que variam de país para país não foram considerados<sup>3,30</sup>.

O valor do indicador PV LCOE foi calculado a partir dos seguintes dados:

Tabela 3.1 - Tabela para cálculo do PV LCOE<sup>3</sup>.

#### Contribuições para o PV LCOE

Item	Custo [EUR/kWp]	Item [EURct/kWh]	Capital para ROI 5%/10% [EURct/kWh]	O&M 1,5% [EURct/kWh]	PV LCOE Total 5%/10% [EURct/kWh]
Módulo Fotovoltaico	600	3	1,60/3,4	0,9	5,5/7,3
Inversor	150	0,75	0,35/0,85	0,2	1,3/1,8
Controlador	420	2,10	1,10/2,4	0,6	3,8/5,1
Projeto & Construção	370	1,85	0,95/2,15	0,6	2,8/4,6
Outros (taxas, ...)	160	0,80	0,40/0,9	0,2	1,4/1,9
Total	1700	8,5	4,4/9,7	2,5	15,4/20,7

O valor dos módulos e dos inversores admitidos pela Tabela 3.1, para a realidade em que se insere atualmente o setor, são relativamente baixos. Imagine-se para uma instalação de 1 kWp quatro módulos de 250 Wp cada, significava que o preço por módulo situar-se-ia nos 150 € o que é muito baixo, o mesmo ocorre para o inversor.

No mapa que se segue verifica-se a variação do custo da eletricidade fotovoltaica ao longo da Europa. É de salientar que para um sistema fotovoltaico no valor de 1700€/kWp sem tarifas bonificadas, o custo de produção em Portugal seria na ordem dos 0,10€/kWh.

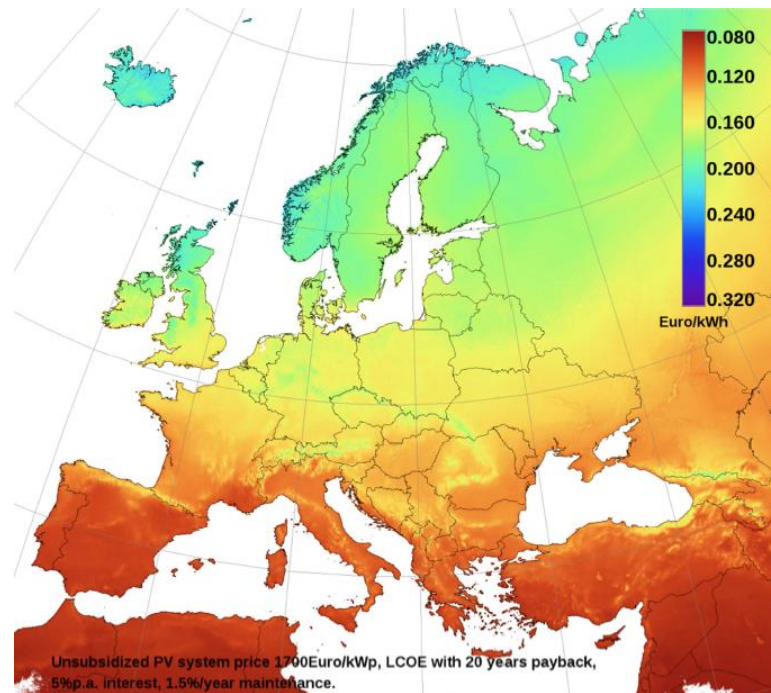


Figura 3.11 - Mapa Europeu do custo de produção por cada kWh<sup>3</sup>.

Com o preço da eletricidade da rede pública sujeita a variações anuais e em constante aumento, a paridade com a rede torna-se cada vez mais uma realidade. No gráfico seguinte está discriminado o custo da eletricidade para os consumidores domésticos da União Europeia<sup>5</sup>.

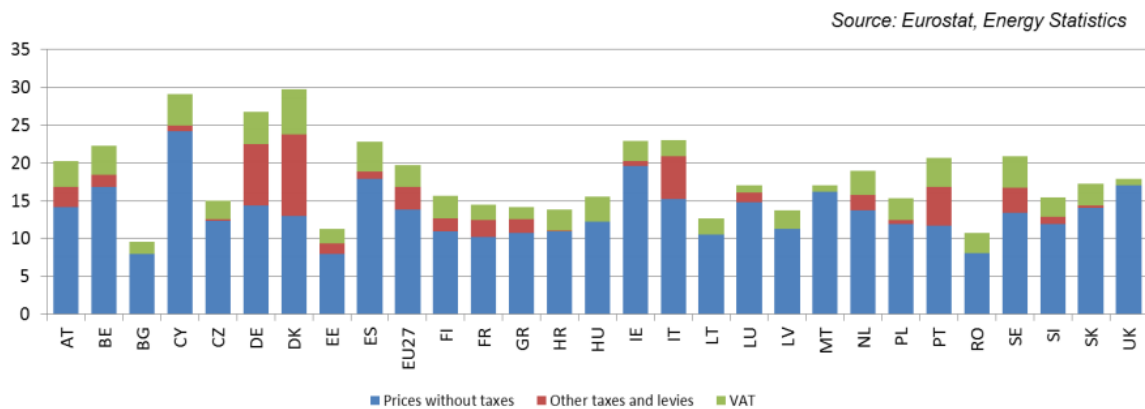


Figura 3.12 -Custo de aquisição da eletricidade para consumidores domésticos<sup>5</sup>.

Utilizando os dados da Figura 3.12, é possível fazer uma comparação entre o custo da eletricidade gerada por um sistema fotovoltaico e o custo da eletricidade da rede. É de salientar que o preço da eletricidade da rede possui todas as taxas inerentes à sua venda ao consumidor final enquanto que, no cálculo do PV LCOE não contabiliza certas taxas.

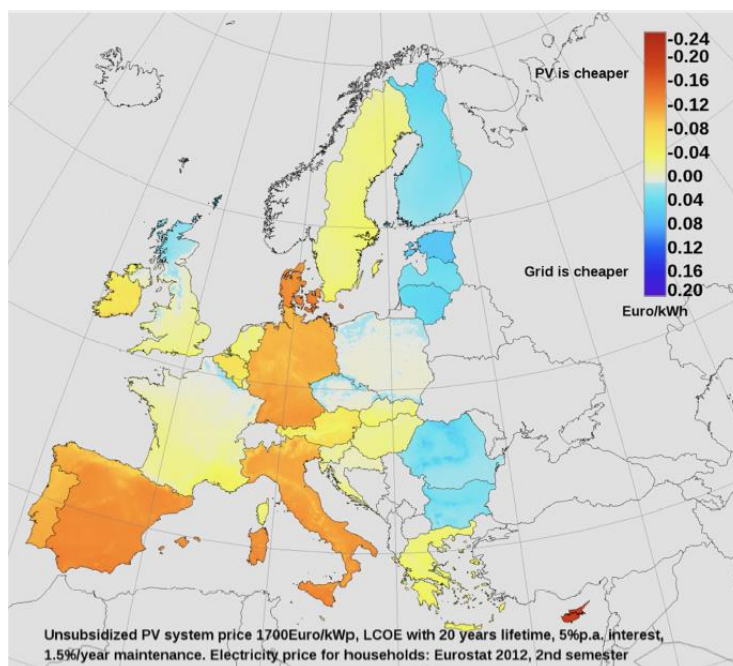


Figura 3.13 - Mapa Europeu da diferença do custo por kWh entre o fotovoltaico e a RESP<sup>3</sup>.

O mapa acima resulta da diferença do custo da eletricidade obtido através do indicador PV LCOE com o custo da eletricidade da rede de cada país, tornando-se visível a discrepância de valores que ocorrem na União Europeia. Como exemplo poderemos tomar o caso de Portugal, como acima referido o valor do indicador PV LCOE é em média 0,10€/kWh e o custo da eletricidade da rede é no valor de 0,21€/kWh, subtraindo obtém-se -0,11/kWh, o que pela escala de cores do mapa é coincidente.

Dados do relatório sobre o autoconsumo da SMA, demonstram a queda no custo de produção a partir da tecnologia fotovoltaica em relação ao custo de aquisição a partir da RESP após 2014<sup>31</sup> como se verifica na Figura 3.14.

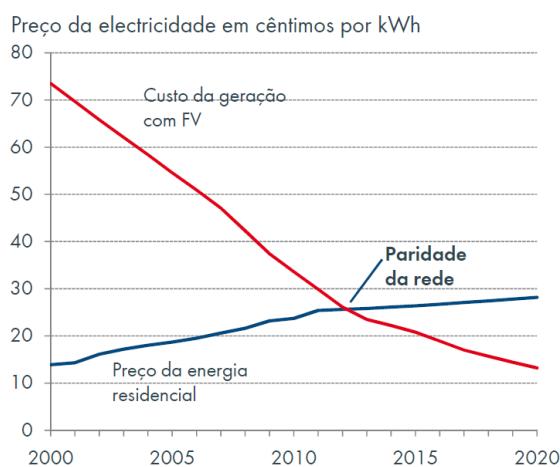


Figura 3.14 - Paridade da Rede<sup>31</sup>.

## 3.5 Aspetos técnicos no dimensionamento de uma UPAC

As unidades fotovoltaicas de autoconsumo instantâneo a nível de equipamentos apresentam-se como dos mais simples sistemas fotovoltaicos existentes. Estas não necessitam de um banco de baterias para a energia produzida, satisfazendo na hora as necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica do produtor, enquanto que se houver excedente de produção, esta poderá ser vendida ao preço do mercado grossista (no caso português).

Porém, no seu dimensionamento torna-se necessário conhecer bem o perfil de carga da instalação através de uma auditoria energética, para adequar o máximo possível a produção fotovoltaica ao consumo. Depois da recolha de dados e da análise das faturas da eletricidade, tem-se como ponto de partida a definição da potência que se pretende instalar, realizando dois dimensionamentos possíveis:

- **Um sistema adaptado ao perfil de carga** - nesta situação ter-se-á de garantir que não ocorre injeção na RESP, dimensionando a unidade fotovoltaica de autoconsumo instantâneo com um perfil de produção o mais adaptado ao perfil de consumo para o mês em que ocorre um menor consumo, mas também considerando a variação da energia produzida. Tendo este que garantir que na hora de maior produção de eletricidade fotovoltaica, esta iguale o consumo da instalação nesse mesmo momento. Recorre-se a este método apenas como uma ferramenta de poupança pois, mesmo na altura de maior produção fotovoltaica a instalação poderá continuar a consumir eletricidade de uma operadora, conseguindo reduzir a sua fatura energética.
- **Um sistema sobredimensionado** - este tem como principal objetivo de aumentar o perfil de produção de forma a abranger um maior número de horas de autonomia da rede. Nas horas de maior produção poderá ocorrer injeção eletricidade na RESP.

Na fase de dimensionamento o conhecimento dos componentes integrantes de um sistema de autoconsumo instantâneo são essenciais, nos quais se inclui o gerador, formado pelos módulos ligados em série e/ou em paralelo; o inversor; o contador; os cabos, cabos dos módulos, cabos DC e cabos AC; o sistema de proteção, fusíveis, disjuntores, descarregadores atmosféricos; e a estrutura de suporte.

Para realização de um dimensionamento correto, é necessário um estudo detalhado do local da instalação. Esta análise detalhada do local da instalação é fundamental, pois possibilita a redução de diversos erros de planeamento relativamente à produção e consumo de energia, bem como ao cálculo do custo global do sistema a instalar. Da análise do local é necessário

avaliar o formato e inclinação do telhado ou de outro local de montagem como o chão, as características da estrutura e subestrutura.

### 3.5.1 Módulo Fotovoltaico

Após a compreensão do princípio básico de funcionamento de uma célula fotovoltaica, torna-se necessário perceber os tipos de ligação dos módulos fotovoltaicos. Estes podem ser associados em série, em paralelo e, ainda, em associações mistas.

A associação de módulos em série, normalmente designada por fileiras, permite obter maiores tensões, mantendo a corrente estipulada do módulo. É importante realçar que na associação de módulos fotovoltaicos devem ser utilizados módulos do mesmo tipo, de forma a minimizar as perdas de potência no sistema<sup>27</sup>.

Já a ligação em paralelo entre módulos individuais é efetuada quando se pretende obter correntes mais elevadas e manter o nível de tensão estipulada do módulo, este é o tipo de associação mais habitual para os sistemas tradicionais isolados<sup>27</sup>.

As associações mistas, ou seja, associação de várias fileiras de módulos ligadas em paralelo, tradicionalmente utilizadas em ligações com a rede elétrica. Neste tipo de ligação, obtêm-se as características das associações em série e em paralelo. No entanto, conseguem-se obter valores mais elevados de corrente e de tensão<sup>27</sup>.

De forma a proteger a nossa instalação fotovoltaica contra eventuais avarias, torna-se necessário a utilização de díodos. Neste sentido, numa ligação em série, os díodos de *by-pass* são ligados em paralelo (com cada módulo que integra uma determinada fileira) com o intuito de efetuarem o desvio da corrente produzida pelos outros módulos. Assim, apenas o módulo defeituoso é colocado fora de serviço. Por outro lado, nas associações em paralelo, são, por vezes, utilizados díodos de fileira. Os díodos de fileira têm a função de evitarem curto-circuitos e correntes inversas entre fileiras, em situações onde possam surgir avarias ou o aparecimento de diferentes tensões nas fileiras<sup>21,27</sup>.

As características dos módulos fotovoltaicos, como os parâmetros elétricos, térmicos ou mecânicos, são medidas nas condições de referência, STC, disponibilizadas pelos fabricantes e fichas técnicas de cada modelo. Porém, em situações de funcionamento real, as condições de referência muito raramente ocorrem, então, na maioria das vezes, as especificações técnicas são apresentadas com as temperaturas de funcionamento nominal, NOCT, *Nominal Operating Cell Temperature*<sup>21</sup>.

## Intensidade Solar

A intensidade da radiação solar está diretamente relacionada com a magnitude de corrente do módulo fotovoltaico influenciando, assim, o valor de potência. A densidade média do fluxo energético proveniente da radiação solar é de  $1367 \text{ W/m}^2$ , esta denomina-se por constante solar, 1 Sol. O gráfico que se segue apresenta a curva característica da corrente/tensão para diferentes valores de radiação solar<sup>32</sup>.

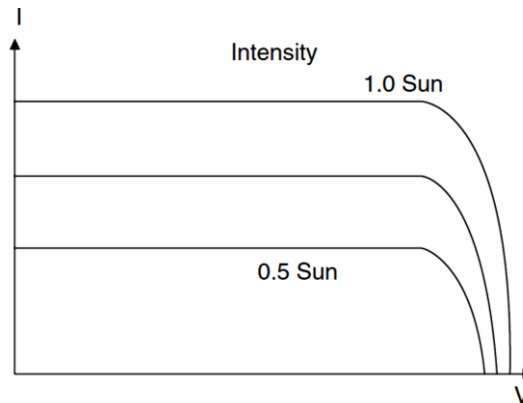


Figura 3.15 - Curva característica corrente/tensão para diferentes valores de radiação<sup>32</sup>.

A curva característica da corrente/tensão varia em função da radiação solar, todavia mantém o mesmo comportamento da linha. Como é de esperar, à medida que aumenta a radiação incidente nas células fotovoltaicas, maior é a energia convertida devido ao aumento da corrente.

## Sombreamentos

Quando ocorre sombreamentos sob certas condições operacionais, uma célula solar pode-se danificar devido a um súbito aquecimento, denominado por ponto quente. Isto poderá ocorrer, por exemplo, devido a uma corrente inversa relativamente elevada. O sombreamento nos módulos fotovoltaicos pode ter consequências nefastas quer na eficiência, quer na segurança dos mesmos<sup>21</sup>.

Um caso típico de sombreamento poderá surgir devido à sujidade, se uma folha ou mais caírem sobre o módulo de tal forma que uma célula solar fique totalmente sombreada, esta célula passará a estar inversamente polarizada, atuando como uma resistência elétrica, dissipando calor.

Nestas situações, os díodos de *by-pass* tornam-se importantes para fazer o desvio de corrente, evitando que esta passe pelo módulo sombreado em sentido inverso, mantendo a fileira em produção, embora diminuída<sup>21</sup>.

## Temperatura

A temperatura de funcionamento de um módulo fotovoltaico tem uma forte influência na tensão máxima e mínima atingidas e, por isso, o seu rendimento também será influenciado pela temperatura. No panorama geral, em Portugal a temperatura mínima de funcionamento dos módulos considerada ocorre no inverno com um valor de  $-10^{\circ}\text{C}$ , e a temperatura máxima considerada ocorre no verão e é de  $70^{\circ}\text{C}$ . Através da figura que se segue é possível verificar a influência negativa que a temperatura tem na potência de um módulo fotovoltaico<sup>21</sup>.

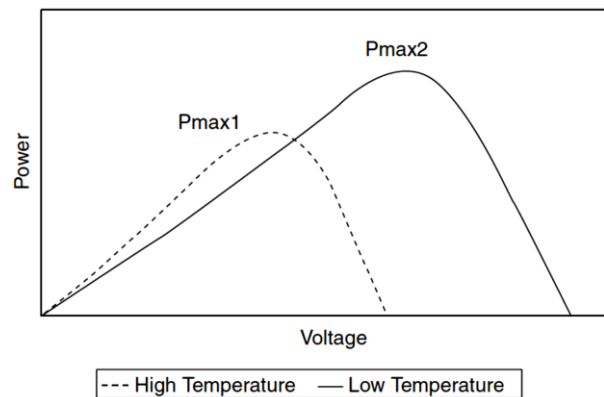


Figura 3.16 - Influência da temperatura na potência de um módulo fotovoltaico<sup>32</sup>.

### 3.5.2 Inversor

O inversor apresenta-se como um dos mais importantes e complexos componentes de um sistema fotovoltaico. O inversor solar é responsável por estabelecer a ligação entre o gerador fotovoltaico e a RESP ou com uma carga em corrente alternada. A sua principal tarefa consiste em converter o sinal elétrico de corrente contínua do gerador num sinal elétrico de corrente alternada e ajustá-lo para a frequência e nível de tensão desejados<sup>21</sup>.

A energia proveniente das UPAC é injetada tanto na RESP como na própria instalação, sendo necessário adequar os parâmetros da energia gerada com os parâmetros da RESP. Nas unidades fotovoltaicas a energia gerada pelo gerador fotovoltaico é de corrente contínua forçando assim a utilização de um inversor DC/AC para transformar a corrente contínua, gerada pelo gerador fotovoltaico, em corrente alternada, com as devidas características de tensão, frequência e fator de potência da rede de distribuição.

Este é um dispositivo eletrónico destinado a adaptar a potência gerada às características da carga. Existem os conversores DC/DC que fornecem à carga uma tensão em corrente contínua diferente da tensão gerada pelos painéis fotovoltaicos e, existem ainda os conversores DC/AC que produzem uma tensão com corrente alternada para as cargas com estas características<sup>21</sup>.

Nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, o inversor é ligado à rede elétrica principal de forma direta ou privilegiando o autoconsumo. Os sistemas fotovoltaicos com uma potência instalada até 5 kWp são construídos geralmente como sistemas monofásicos. Para maiores sistemas, a alimentação é trifásica e a ligação ao sistema de alimentação é, também, trifásica.

### 3.5.3 Aspetos Legislativos

O Projeto de Lei aprovado em Conselho de Ministros no dia 4 de setembro de 2014, permite aos particulares e empresas efetuar a ligação à rede de uma unidade de produção para autoconsumo. Tudo isto para dinamizar o sector da energia solar fotovoltaica, para promover uma produção próxima do ponto de consumo, reduzindo as perdas na rede e, ainda, aumentar a capacidade de produção de energia renovável proveniente de recursos endógenos. Assim, tenta-se adequar a produção ao perfil de consumo, reduzindo os encargos associados à aquisição de energia.

O novo regime de Produção Distribuída para o autoconsumo fotovoltaico estipula que a energia produzida é injetada preferencialmente na instalação de consumo e que eventuais excedentes de produção instantânea, podem ser injetados na RESP. Pressupõe, também, a adequação da capacidade de produção ao regime de consumo existente no local, minimizando a injeção de energia na RESP.

A UPAC é instalada no local de consumo. A potência de ligação da UPAC tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e a potência de pico da UPAC não pode ser superior a duas vezes à potência de ligação. Para potências superiores a 1,5kWp, o modelo de funcionamento sugerido pela proposta de Decreto-de-Lei é o seguinte:

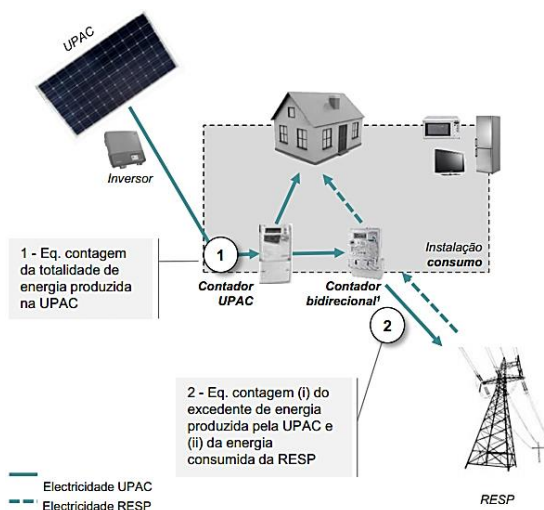


Figura 3.17 - Modelo de funcionamento para potências superiores a 1,5 kWp<sup>33</sup>.

A figura acima demonstra um esquema de um sistema de autoconsumo instantâneo com ligação à RESP, este é um sistema simples, composto apenas pelos módulos fotovoltaicos e pelo inversor. O contador da UPAC só é obrigatório para potências superiores a 1,5 kWp.

O excedente de produção instantânea é remunerado ao preço de mercado grossista e é deduzido de 10% para compensar custos com a injeção. Os proprietários das UPAC com potências inferiores a 1MW têm a opção de vender o excedente de energia a um Comercializador de Último Recurso (CUR) com contratos de 10+5 anos. A energia sobranete de eletricidade fornecida à RESP que, num dado ano, supere a eletricidade fornecida à instalação de consumo, não é remunerada.

A fórmula de remuneração do excedente injetado na RESP é:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} * OMIE_m * 0,9 \quad (3.4)$$

Onde,

- a) « $R_{UPAC, m}$ » - a remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês ‘ $m$ ’ em Euros;
- b) « $E_{fornecida, m}$ » - a energia fornecida no mês  $m$ , em kWh;
- c) « $OMIE_m$ » - o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês  $m$ , em €/kWh;

As UPAC com ligação à RESP e com potência superior a 1,5 kWp estão sujeitas ao pagamento de uma compensação. Este pagamento permite recuperar uma parcela dos Custos de Interesse Económico Geral, CIEG, na tarifa de uso global do sistema e só entra em vigor quando a representatividade das UPAC exceda 1% do total da potência instalada em Portugal. É de notar que, 1% da potência instalada em 2013 representava 180 MW.

Após atingir 1% de representatividade, a compensação passa a ser devida pelas novas UPAC instaladas nos seguintes termos:

- 30% dos CIEG -> enquanto a potência acumulada de UPAC instaladas não exceda 3% do total da potência instalada no SEN;
- 50% dos CIEG -> quando a potência acumulada de UPAC instaladas exceda 3% do total da potência instalada no SEN<sup>33</sup>.

A compensação pode ser calculada pela seguinte fórmula:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} * V_{CIEG,t} * K_t \quad (3.5)$$

A  $C_{UPAC,m}$ , compensação da UPAC, é calculada a partir da potência da UPAC,  $P_{UPAC}$ , do  $V_{CIEG,t}$  que para 2014 apresenta um valor de 4,82 €/kW e do  $K_t$  que representa a percentagem dos CIEG. Porém, caso seja necessário uma compensação mensal, esta é fixada no início da entrada em exploração da UPAC e vigora por um período de 10 anos.

Por exemplo, para potências de 1,5 kWp caso fossem atingidos 3% do total da potência instalada, o custo de compensação apresentaria um valor mensal de 3,6 € e, se a potência da UPAC fosse de 100 kWp, o custo mensal seria 170€. As instalações com UPAC de potência inferiores a 1,5 kWp estão isentas do pagamento de compensações<sup>33</sup>.

Prevê-se ainda a medição da energia elétrica produzida em unidades de produção de autoconsumo, com ou sem ligação à RESP, o que, segundo o legislador, se revela fundamental para efeitos de monitorização do cumprimento dos objetivos assumidos para a utilização de fontes primárias de energia renovável.

O registo da UPAC deverá ser efetuado via plataforma eletrónica, na *webpage* da SRUP gerido pela DGEG. Para potências inferiores as 200 Wp não é necessário registo e para potências entre 200 Wp e 1,5 kWp, apenas é necessária uma mera comunicação prévia de exploração com registo simplificado efetuado automaticamente sem intervenção da DGEG.

A tabela que se segue apresenta um resumo dos principais requisitos exigidos às UPAC.

Tabela 3.2 - Resumo dos principais requisitos exigidos às UPAC<sup>33</sup>.

	<200w	200-1500 W	1,5k W – 1MW	> 1MW
<b>Registo</b>	-	Mera comunicação prévia	Controlo Prévio / Cert. Exploração	Licença de Exploração
<b>Taxas Registo</b>	-	isento	✓	✓ aplicável ao respectivo regime
<b>Equipamento de Contagem</b>	-	-	Sim. Com Telecontagem	Sim. Com Telecontagem
<b>Remuneração excedente ("Pool")</b>	- (apenas se existir registo)	- (apenas se existir registo)	✓	- (Terá de ser definida com contraparte)
<b>PPA</b>	- (CUR caso exista registo)	- (CUR caso exista registo)	CUR	Outro
<b>Compensação</b>	isento	isento	✓	✓
<b>Seguro. Resp. Civil</b>	-	-	✓	✓

## 3.6 Nota Conclusiva

Neste capítulo foram descritas as principais características dos equipamentos que constituem uma unidade fotovoltaica de autoconsumo, bem como o seu funcionamento. Foram abordados aspetos técnicos e as principais variáveis, como a localização geográfica e a orientação. Nesse aspeto Portugal apresenta vantagens estratégicas em comparação a outros países, pois as suas condições geográficas e a paridade com a rede favorecem a aposta na tecnologia.

A abordagem dos aspetos legislativos permitiu um melhor conhecimento sobre o quadro legal em que se insere o sector fotovoltaico, possibilitando assim um dimensionamento num contexto real de acordo com a legislação em vigor.

## Capítulo 4

### 4 Dimensionamento de uma UPAC

Esta secção da dissertação explora a componente prática da produção de energia por via fotovoltaica para autoconsumo instantâneo com ligação à rede. Expõe-se a auditoria energética realizada a uma indústria de transformação portuguesa e a auditoria energética de uma habitação, com o respetivo tratamento de dados.

É apresentado o dimensionamento de UPACs específicas, baseado em dois princípios distintos: dimensionamento a partir das faturas da EDP (Energias de Portugal) e a partir dos dados recolhidos na auditoria.

O estudo inicial baseia-se nas faturas de eletricidade do ano civil de 2013, uma vez que foram disponibilizados estes dados logo numa primeira abordagem à empresa. No compasso de espera pelos resultados do analisador, optou-se por realizar um estudo em paralelo com base nas faturas cedidas, com o propósito de comparar o resultado final com o estudo baseado no analisador.

Para o caso de estudo, através das faturas da eletricidade, foram considerados dois tipos de sistemas. O primeiro deve garantir que o perfil de produção da UPAC iguale o perfil de consumo da instalação e o segundo sistema é sobredimensionado. Para ambos os sistemas são utilizados três modos de dimensionamento, um modo analítico e dois modos com recurso a *software* dedicado.

Para o caso de estudo através dos dados de uma semana do analisador, analisou-se o sistema adaptado ao perfil de carga. Foi analisado apenas este sistema pois, no final da análise dos dimensionamentos a partir das faturas da eletricidade, apurou-se que o sistema selecionado é o que apresenta um menor período de amortização do custo de aquisição da UPAC.

Por fim, para o sector doméstico é apresentado um estudo idêntico, o qual é baseado nos dados retirados do analisador.

## 4.1 Auditoria Energética

A auditoria energética realizada à empresa, *Lacticôa, Lda.*, teve como principal objetivo caracterizar consumo de energia elétrica. A *Lacticôa, Lda.*, insere-se num dos principais sectores da indústria de transformação portuguesa, a indústria agroalimentar. Este sector apresenta, na região da Beira Interior Norte, um peso significativo na procura de energia, maioritariamente por parte dos sistemas de refrigeração. Ao nível da escala doméstica, realizou-se uma análise do perfil de consumo de uma habitação unifamiliar, de 5 pessoas, na região da Estremadura.

Após análise energética detalhada da empresa e da habitação, avaliou-se a potencialidade da produção de energia elétrica por via fotovoltaica para autoconsumo.

### 4.1.1 A Empresa

A fundação da *Lacticôa - Lacticínios do Côa, Lda.*, ocorreu em 1998, pela união de 9 produtores de leite de ovelha, com sede em Pinhel. Mas só em 2000 é que foram inauguradas as atuais instalações que possuem uma área coberta de cerca de 1650 m<sup>2</sup> com sede em Vila Franca das Naves, concelho de Trancoso. Segundo a classificação de atividade económica (CAE), o sector da atividade de indústria da empresa auditada é o das indústrias do leite e derivados (CAE-10510) com um Capital Social 314 000,00 euros caracterizando-se assim como uma microempresa.

Cerca de 80% da sua produção é para o mercado interno, nomeadamente para grandes superfícies, comércio tradicional e lojas da especialidade, a restante produção destina-se ao mercado externo.

Quanto ao consumo de energia elétrica, a empresa tem uma tarifa de média tensão (MT), com um ciclo horário FER - Ciclo Semanal com Feriados. A sua potência instalada é de 100 kVA e o seu consumo em 2013 foi de 216.070,292 kWh de energia elétrica e 23.920,8 kVArh de energia reativa, o que representou um custo anual de 30.705,08€. A entidade fornecedora de energia elétrica da empresa, no período em estudo, foi a EDP.

A análise dos consumos de energia elétrica pormenorizada implicou a instalação de um analisador no quadro-geral da empresa durante o período de uma semana, de 26 maio a 2 junho de 2014.

O analisador utilizado foi o *Circutor CIRE<sup>3</sup>* (Figura4.1) que mede em 2 quadrantes os principais parâmetros de redes elétricas, monofásicas e trifásicas. Tem a capacidade de medir o verdadeiro valor eficaz, com 4 entradas de medição de tensão e 3 de corrente e regista os

parâmetros medidos num cartão SD. Este equipamento é fixado por com ímãs que facilitam a instalação no quadro elétrico ou em suportes metálicos. Caso a instalação do analisador se faça de forma incorreta, este indica qual a ligação errada.



Figura 4.1 - Analisador de energia Circutor CIRE<sup>3</sup> 34.

Nesta auditoria, devido à antiguidade das instalações, o processo de colocação das pinças amperimétricas foi demorado pois, uma simples interferência nas medições entre fases poderia criar erros crassos na recolha de dados. Na imagem que se segue, é notória a aglomeração de cabos que dificulta a colocação das pinças no correto lugar.



Figura 4.2 - Colocação do analisador de energia no quadro-geral da empresa auditada.

Após a colocação de todas as pinças, por motivos de segurança, foi necessário selar o máximo possível o quadro, sem pôr em causa o seu acesso para o normal funcionamento. A imagem que se segue mostra a posição em que o analisador de energia esteve durante toda a semana da auditoria e, ainda, as chapas recolocadas no quadro.



Figura 4.3 - Colocação do analisador de energia.

#### 4.1.2 A Habitação

A moradia onde se fez a recolha dos dados de consumo de energia elétrica situa-se no concelho de Leiria, na localidade de Martinela. A sua construção data do fim da década de 80 e, à semelhança de muitas outras habitações domésticas, apresenta um significativo consumo energético.

A habitação tem uma tarifa de baixa tensão (BT), com um ciclo horário simplificado. A sua potência contratada é de 6,9 kVA e o seu consumo no período de dois meses, de abril a maio, apresenta o valor de 971 kWh, o que representou um custo total de 204,79 €. A entidade fornecedora de energia elétrica da habitação no período em estudo é a EDP.

O analisador utilizado foi o OWL *Electricity Monitor + USB* (Figura 4.4), o qual tem a capacidade de medir os principais parâmetros de redes elétricas, monofásicas e trifásicas. Tem ainda a capacidade de armazenar no histórico, os dados analisados até dois anos. Uma das vantagens associadas a este dispositivo é o programa de análise de dados, cuja *interface* é simples, prática e intuitiva.



*Figura 4.4 - Analisador de Energia OWL Electricity Monitor + USB.*

A imagem que se segue apresenta o quadro-geral sem as proteções, onde foi colocada a pinça amperimétrica.



*Figura 4.5 Quadro-geral da habitação.*

A figura 4.6 mostra que a pinça amperimétrica foi colocada à entrada do disjuntor principal. O aparelho a que está ligada a pinça, comunica por via *wireless* com o analisador transmitindo as correspondentes leituras.



*Figura 4.6 - Ligação da pinça amperimétrica ao quadro-principal.*

## 4.2 Análise de Dados

Nas visitas realizadas à *Lacticôa, Lda.*, foram facultadas as faturas da eletricidade do ano 2013. Com base nestas e após a respetiva análise, foi possível traçar um perfil de consumo que foi utilizado para o dimensionamento da UPAC. A empresa tem uma tarifa de média tensão (MT), com um ciclo horário FER o que em parte facilitou a discriminação do perfil de carga da mesma. Na imagem abaixo está esquematizado o ciclo horário da empresa.

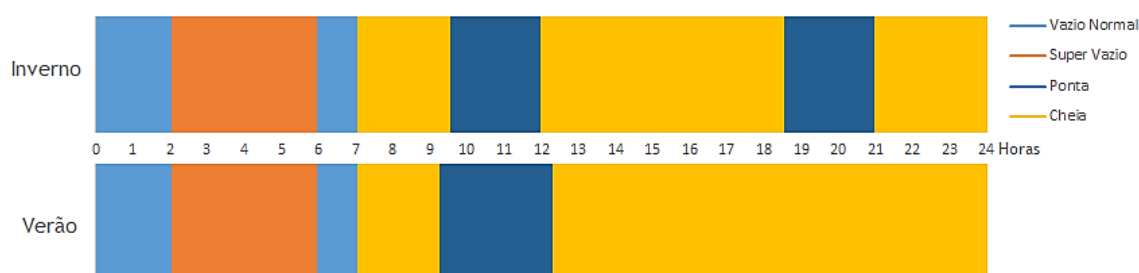


Figura 4.7 - Ciclo Horário FER.

### Exemplo da discriminação do perfil de consumo

Com o auxílio da fatura da eletricidade de janeiro (18/12/2012 - 17/01/2013), observa-se que o consumo de energia ativa na hora de ponta é de 3 165,925 kWh, como mostra a Figura 4.8 com o extrato da fatura da EDP.

Quadro geral de leituras e consumos do período: 18/12/2012 a 17/01/2013								
Elementos Medidos	Nº Contador	Período Activo		Leituras Efectuadas		Diferenças Leituras	Factor Multip.	Cons. Registado (kWh/kvarh/kW)
		Data Inicio	Data Fim	Inicial	Final			
Energia Activa Super Vazio		18/12/2012	17/01/2013	0	2505.02	2505.02	1,00	2.505,02
Energia Activa Ponta		18/12/2012	17/01/2013	0	3165.925	3165.925	1,00	3.165,92
Energia Activa Cheia		18/12/2012	17/01/2013	0	8030.755	8030.755	1,00	8.030,75
Energia Activa Vazio Normal		18/12/2012	17/01/2013	0	4459.703	4459.703	1,00	4.459,70

Figura 4.8 - Extrato da Fatura da EDP de janeiro, leituras dos consumos.

Através deste valor e da análise do gráfico do ciclo horário, é possível concluir que a tarifa “ponta” corresponde aos períodos entre as 9:30 e as 12 horas e das 18:30 às 21 horas, o que contabiliza um total de 5 horas no período de Inverno. Para determinar o valor médio horário do consumo de energia ativa nas horas de ponta (EAP) do mês de janeiro, tendo em conta o valor mensal consumido nas horas de ponta, utilizou-se a seguinte expressão matemática:

$$\text{Consumo médio horário de EAP} = \frac{\text{EAP Mensal}}{\text{Número Horas Diárias} \times \text{Número de Dias}} \quad (4.1)$$

$$\text{Consumo médio horário de EAP} = \frac{3165,925}{5 * 31} = 20,425 \text{ kWh}$$

Aplicando a mesma expressão aos restantes períodos da tarifa, construiu-se o seguinte gráfico:

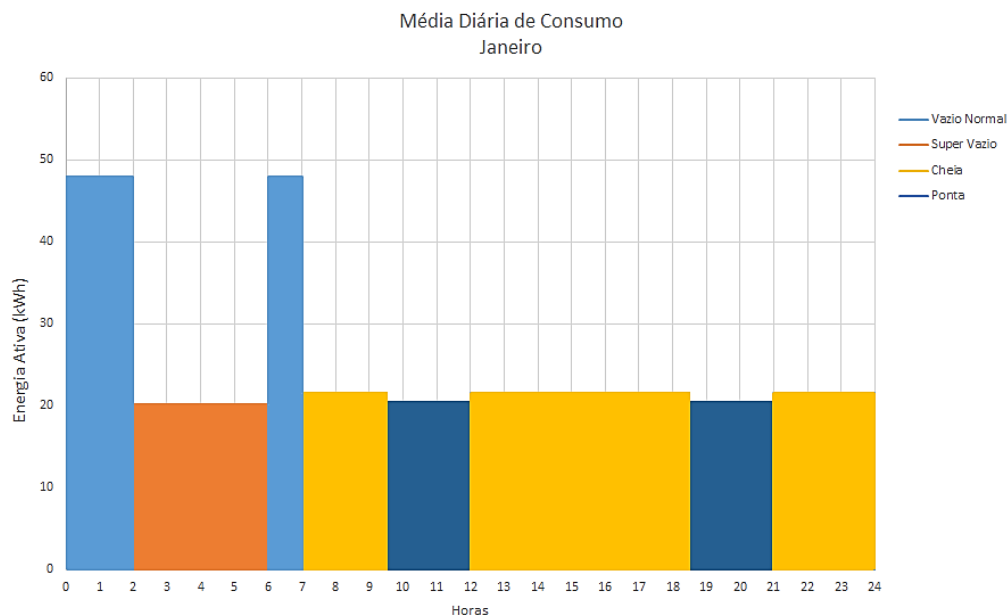


Figura 4.9 - Consumo médio diário em janeiro, baseado na fatura da eletricidade.

Os gráficos do consumo médio diário de cada mês do ano de 2013, foram construídos seguindo a mesma regra e encontram-se no anexo 1.

Apesar de este valor ser uma média, permite-nos traçar um perfil de consumo da empresa anual pois, se cruzarmos estes valores com os de uma semana do analisador de energia, obtém-se uma perspectiva anual, e não semanal, tornando este estudo um dimensionamento mais assertivo.

Após recolher os dados do analisador, tanto na indústria como na habitação, foi necessário realizar o tratamento dos dados pois, estes apresentavam-se como valores de potência ativa e não como valores de energia ativa. Por exemplo, para a meio-dia de segunda-feira os dados recolhidos do analisador da indústria, indicaram um valor de potência de 48,8 kW. Assim, como as medições estão discriminadas em intervalos de 5 minutos, para converter a potência para energia dividiu-se por 12, obtendo-se 4,07 kWh. O perfil de carga após a conversão de potência para energia de segunda-feira está representado graficamente na figura 4.10. Os restantes gráficos dos dados provenientes dos analisadores referentes à indústria e à habitação encontram-se no anexo 2.

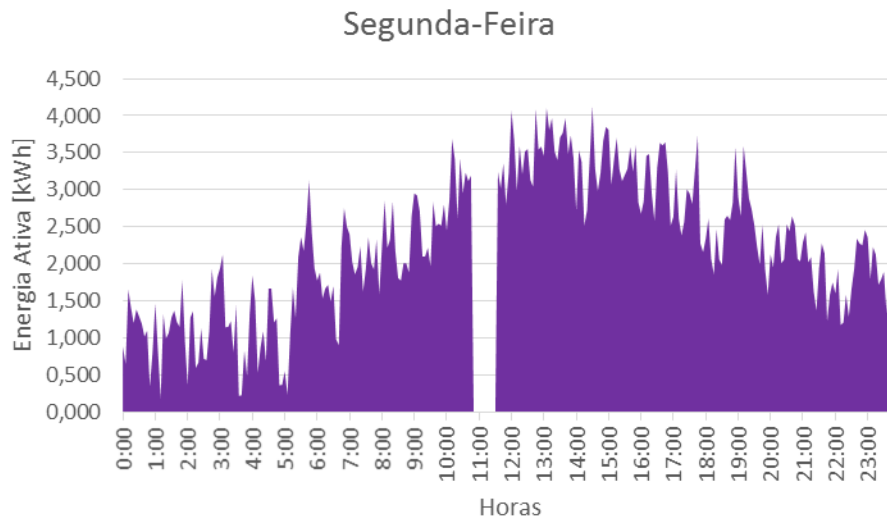



Figura 4.10 - Perfil de carga de segunda-feira.

O gráfico apresenta uma falha de cerca de uma hora, isto deve-se ao facto de ter sido na segunda-feira que se realizou a colocação e a recolha do analisador de energia, ou seja, foi instalado na segunda-feira, perto do meio-dia, e retirou-se na segunda-feira da semana seguinte, cerca das 11 horas da manhã.

## 4.3 Caso Prático - Dimensionamento de UPAC para Indústria

De forma a garantir uniformidade nos diversos dimensionamentos, foi seleccionado apenas um modelo de um inversor e um modelo do módulo fotovoltaico. O inversor escolhido é da *SMA* e o módulo fotovoltaico da *Bosch*, cujas características estão mencionadas nas tabelas 4.1 e 4.2.

Tabela 4.1 - Características do Inversor Sunny Tripower 17000TL.

<b>Inversor</b>		
<b>Modelo:</b>		SUNNY TRIPOWER 17000TL
<b>Eficiência:</b>	Máx. Eficiência / Eficiência Europeia	98,2% / 97,8%
<b>Entrada(DC):</b>	Potência máxima CC (@ cos φ=1)	17410 W
	Tensão Máxima de entrada	1000 V
	Intervalo de Tensão MPP	400 V - 800 V
	Tensão Nominal de Entrada	600 V
	Tensão de Entrada mínima	150 V
	Tensão Inicial de Entrada	188 V
	Corrente Máxima de Entrada:	
	Entrada A / Entrada B	33 A / 11 A
	Corrente Máxima de Entrada por <i>String</i> :	
	Entrada A2 / Entrada B2	40 A / 12,5 A
	Número de entradas independentes MPP	2
	Número <i>Strings</i> por entrada MPP	A:5; B:1
<b>Saída (AC):</b>	Potência Nominal (@ 230 V, 50 Hz)	17000 W
	Potência Aparente Máxima	17000 VA
	Tensão Nominal AC	3 / N / PE; 220 / 380 V
		3 / N / PE; 230 / 400 V
		3 / N / PE; 240 / 415 V
	Intervalo de Tensão Nominal	160 V - 280 V
	Frequência	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
	Frequência de Rede Nominal	50 Hz
	Tensão Nominal de Rede	230 V
	Corrente de Saída máxima	24,6 A
	Factor de Potência Nominal na Rede	1






Tabela 4.2 - Características do Módulo Fotovoltaico c-Si M60 17 M240 3BB.

<b>Módulo Fotovoltaico</b>		
<b>Modelo:</b>		Bosch Solar Module c-Si M 60 17 M240 3BB
<b>Eficiência:</b>		14,60%
<b>Dados elétricos:</b>	Potência (Wp)	240
	Vmpp (V)	30
	Impp (A)	8,1
	Vca (V)	37,4
	Icc (A)	8,6
	Tolerância (+ Wp)	4,99
	Vmax (V)	1000
<b>Coefficientes térmicos:</b>	Coef. P (%/°C)	-0,46
	Coef. I (%/°C)	0,03
	Coef. V (%/°C)	-0,32
<b>Dimensões e peso:</b>	Altura (mm)	1660
	Largura (mm)	990
	Espessura (mm)	50
	Peso (kg)	21
	Área (m <sup>2</sup> )	1,64



Como anteriormente referido, o dimensionamento da Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) para a empresa *Lacticôa, Lda.*, foi realizado para duas situações diferentes, e de três formas distintas:

**a) Analiticamente**

Para o dimensionamento analítico é necessário avaliar a localização da instalação e os perfis de carga da empresa.

O estudo foi realizado para Vila Franca das Naves, com um ângulo de inclinação de 30° dos módulos fotovoltaicos, orientados para Sul, considerando o intervalo de temperatura de funcionamento dos mesmos entre -10°C a 70°C. Para o ângulo de 30°, a sua radiação média diária, segundo a base de dados do PVGIS-CMSAF, tem o valor de  $H_{(30)}=5\ 280\ \text{kWh/m}^2/\text{dia}$ . Para os cálculos a efetuar é necessário considerar perdas no sistema, que foram retiradas das predefinições do programa *Blue Sol Design*, nomeadamente, perdas resistivas no valor de 4%, térmicas no valor de 5%, e 4% de perdas por incompatibilidade.

#### **b) *Blue Sol Design 2013***

Com o auxílio deste *software* é possível realizar dimensionamentos de sistemas fotovoltaicos para todas as regiões do mundo. Este permite avaliar todas as fases de projeto e, ainda, estimar a produtividade. Além da componente técnica, este permite a visualização em três dimensões do local da instalação, simula sombreamentos e avaliações da irradiação de cada módulo fotovoltaico. No final é possível realizar uma análise económica detalhada e retirar o esquema elétrico que é criado automaticamente.

No *Blue Sol Design 2013*, para criar um novo projeto fotovoltaico de raiz, é necessário a introdução de informações gerais. Essas informações são referentes ao projetista, ao cliente e às especificações das configurações do sistema e do projeto.

Após a verificação dos valores estipulados para as perdas do sistema, para criação de um projeto fotovoltaico através do *Blue Sol Design 2013* é necessário seguir os seguintes passos:

##### ➤ Localização e sombras:

A avaliação da localização da UPAC é um dos pontos fulcrais para um bom dimensionamento. Para Portugal, o programa está predefinido para Lisboa, porém permite a importação de dados de irradiação solar para diferentes regiões do país, através de duas diferentes base-de-dados, a NASA-SSE e o PVGIS. Com recurso ao PVGIS foi possível retirar os valores de irradiação solar e de temperatura para a região de Vila Franca das Naves, Trancoso.

Apesar de não ter sido utilizado nos dimensionamentos que se seguem, o programa permite calcular as perdas provenientes de eventuais sombreamentos. Atrás de uma fotografia panorâmica em redor do local da instalação da UPAC ou da criação de simples objetos em redor da mesma. O programa cria um diagrama de sombreamento que calcula para todo o ano as perdas associadas ao efeito de sombra.

Neste tópico define-se ainda o tipo de montagem dos módulos, no caso, optou-se por uma montagem no chão com um ângulo de inclinação de 30° e um ângulo de azimute de 0°.

➤ Sistema:

Com a localização definida, segue-se a atribuição da potência de pico. Esta pode ser estabelecida pelo utilizador ou calculada pelo próprio programa. A potência calculada pelo programa é baseada na área disponível do local da instalação da UPAC ou através do consumo anual. Com isto, é necessário estipular uma potência de pico recorrendo a um cálculo analítico prévio.

Após a atribuição da potência, o *Blue Sol* permite o dimensionamento da UPAC de duas formas, escolhendo o inversor primeiro e de seguida o módulo, ou o contrário. Para esta situação essa escolha é subjetiva pois, como base tem-se definido um modelo de módulo fotovoltaico *Bosch c-Si M60 17 M240 3BB* e para o inversor o modelo da *SMA*, o *Inversor Sunny Tripower 17000TL*.

Após a seleção do modelo dos módulos fotovoltaicos e do inversor, o programa automaticamente propõe diversas configurações possíveis para a potência de pico adotada.

Por fim, é preciso definir o tipo de ligação à rede, que para este estudo selecionou-se 380-400V, ou seja, baixa-tensão e trifásico. É, ainda, necessário inserir os tipos de proteção, a localização e a quantidade de quadros elétricos necessários, tanto para o lado da corrente contínua como para o da corrente alternada. De projeto, existiu um quadro elétrico de corrente contínua por cada entrada de inversor, com um esquema de proteções de entrada de fusíveis. O quadro elétrico de corrente alternada foi isolado do grupo de transformação. Aparecendo por fim, um resultado do pré-dimensionamento.

➤ Dimensionamento de cabos e verificação do sistema:

O dimensionamento dos cabos pode ser realizado de duas formas distintas: através da interação do esquema da UPAC com a planta do local da instalação, ou através da introdução manual do comprimento dos cabos. Para este estudo optou-se pela segunda opção onde, através de um assistente de dimensionamento, se pôde atribuir as distâncias de cablagem referentes à distância entre os módulos, os inversores e os quadros elétricos. Com base nestes valores, o programa calcula automaticamente a queda de tensão ocorrida para essas distâncias, sendo que por vezes, é necessário aumentar a secção do cabo sugerida de forma a baixar a queda de tensão.

O programa apresenta um ícone de verificação automática do sistema, permitindo avaliar todos os parâmetros do dimensionamento tais como, os parâmetros do inversor (verifica os limites de tensão, limites de corrente e o limites de potência), os parâmetros dos cabos (verifica a queda-de-tensão) e, verifica se todos os componentes elétricos estão bem atribuídos (fusíveis, interruptores, ...).

➤ **Análise económica:**

O *Blue Sol* fornece ferramentas para avaliar se é exequível a implementação de um determinado sistema fotovoltaico, de acordo com os custos de aquisição e manutenção. O programa simula a rentabilidade da UPAC durante o período de avaliação, considerando aspetos como a decadência da produção anual.

Para que a análise económica seja fidedigna são necessários os valores dos perfis de consumo de uma instalação. O *Blue Sol* permite a criação de uma base-de-dados, onde são inseridos os valores de consumo para uma posterior análise de autoconsumo.

A avaliação económica envolve uma grande quantidade de dados a serem processados, relativos a incentivos na energia produzida, não aplicáveis neste estudo, a custos de aquisição do sistema fotovoltaico, do consumo de energia, a percentagem de autoconsumo do sistema e os ganhos resultantes da venda de energia, baseada no valor médio aritmético do ano 2013 para Portugal, de 0.039 €/kWh. No programa, a inserção do custo de aquisição de energia elétrica apenas permite introduzir um valor, portanto, foi necessário calcular um custo médio da energia. Este foi calculado a partir das faturas elétricas, como mostra a tabela que se segue.

*Tabela 4.3 - Custo médio por kWh baseado nas faturas da eletricidade.*

Ciclo Horário	Energia Consumida kWh [Ano]	Componente	Custo da Energia €/kWh (C/ IVA)
Super Vazio	49191,56	23%	0,093
Vazio Normal	29050,68	13%	0,094
Ponta	32046,05	15%	0,127
Cheia	105782,01	49%	0,120
<b>Total</b>	<b>216070,29</b>	<b>Custo médio</b>	<b>0,111</b>

O valor do custo de aquisição da eletricidade a utilizar nos dimensionamentos foi de 0,111 €/kWh.

Na análise económica é, ainda, possível a observação de diversos diagramas relativos ao prazo do retorno do investimento e à poupança proveniente da aplicação da UPAC.

➤ **Esquema elétrico:**

Após a colocação de todos os dados no programa, e análise dos dados calculados automaticamente, existem condições para a criação de um esquema elétrico desde os módulos fotovoltaicos até ao quadro principal da instalação.

**c) Sunny design web**

A partir desta aplicação da *internet* torna-se viável projetar sistemas fotovoltaicos. A aplicação foi criada pela fabricante de inversores, a *SMA*, que disponibiliza uma lista diversificada de

componentes de diferentes marcas, com as respetivas características. Este permite definir um perfil de carga de uma instalação, configurar o sistema fotovoltaico, dimensionar cabos, determinar a energia autoconsumida e a rentabilidade económica.

Por limitações do programa, apenas é possível seleccionar três regiões do país, Lisboa, Porto e Faro. O estudo realizado será para Lisboa, os módulos fotovoltaicos terão um ângulo de inclinação de 30°, orientados para Sul.

O *software* apresenta três tipos de projetos diferentes, “Projeto Fotovoltaico”, “Projeto Fotovoltaico com Autoconsumo” e o “Projeto Híbrido Fotovoltaico”. Para este caso, interessa o “Projeto Fotovoltaico com Autoconsumo”. Este é dotado com uma barra de navegação simples e intuitiva, onde apresenta todas as etapas do dimensionamento do nosso sistema, como se pode verificar na figura que se segue.

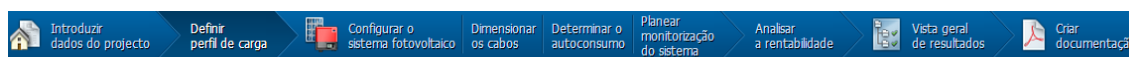


Figura 4.11 - Barra de navegação SMA Sunny Design Web<sup>35</sup>.

Baseando-se nesta barra de navegação, explica-se passo-a-passo todas as etapas de um dimensionamento. As duas primeiras etapas são explicadas nos tópicos que se seguem.

➤ Introduzir dados do Projeto:

Nesta secção é possível preencher os dados gerais de cada projeto como o nome do projeto, a localização da instalação (Lisboa), o nível de tensão (baixa-tensão ou média-tensão, sendo escolhida para esta situação a média-tensão de 20 kV), o tipo de sistema (sistema com inversor central ou não, optou-se por um sistema descentralizado). A maioria dos dados, consoante os dados submetidos são pré-preenchidos com valores típicos, o que torna necessário examinar o separador dos “Dados avançados do projeto” e, se necessário, ajustá-los.

Esse separador permite editar as diversas configurações adotadas automaticamente pelo *software*, como a altura do local de instalação, as definições da ligação do inversor à RESP, contabilização ou não das perdas em linha e ainda as configurações de temperatura do local.

➤ Definir perfil de carga:

Após inserir os dados gerais do projeto, o *SMA Sunny Design Web* permite definir diferentes perfis de carga e adicionar opcionalmente consumidores elétricos especiais. Este *software* tem como predefinição três tipos de perfis de consumo, habitação privada, empresa e ainda a indústria. Além destes três tipos de perfis, permite seleccionar um novo perfil de carga onde o utilizador pode inserir os dados manualmente ou importar os dados de consumo a partir de uma folha de Excel.

A inserção de novos perfis de consumo apresentam uma grande limitação pois, a título de exemplo, na importação de dados, o período de consumo terá que ser obrigatoriamente 365 dias não podendo subter um perfil de carga médio de cada mês, o que para o dimensionamento de uma UPAC através das faturas da eletricidade, forçou à criação de uma nova folha de Excel com replicação dos 30 ou 31 dias de cada mês.

➤ Configurar o sistema fotovoltaico:

Nesta secção pode-se introduzir as informações relativas ao sistema fotovoltaico planeado. Para isso é necessário configurar o gerador fotovoltaico através da seleção do modelo dos módulos fotovoltaicos (*Bosch c-Si M60 17 M240 3BB*) e do número de módulos fotovoltaicos ou da potência de pico.

De igual forma ao dimensionamento analítico, é necessário calcular previamente o número de módulos fotovoltaicos ou a potência de pico que queremos instalar. Ter-se-á que recorrer a simples cálculos de forma a determinar a potência de pico desejada para esta simulação.

Depois de inserir o número módulos fotovoltaicos da *Bosch Solar*, a potência de pico do gerador fotovoltaico é calculada imediatamente e, dentro do mesmo separador existem as opções do tipo de montagem do sistema fotovoltaico, a inclinação do módulo e ainda o ângulo de azimute.

De seguida, é possível proceder ao dimensionamento do inversor. No separador do dimensionamento do inversor poder-se-ão escolher três tipos de dimensionamento, dimensionamento manual, sugestões de dimensionamento, dimensionamento automático.

Ao optar pela sugestão de dimensionamento, existe a possibilidade de seleccionar previamente um modelo de inversor (neste caso o da *SMA Inversor Sunny Tripower 17000TL*) e a configuração dos módulos com o inversor é sugerida pelo próprio *software*.

➤ Dimensionar cabos:

Esta secção encontra-se no seguimento da configuração do sistema fotovoltaico. Esta permite calcular a potência dissipada do dimensionamento de cabos. O próprio *software* recomenda uma potência dissipada relativa ao modo de operação nominal inferior a 1% tanto no lado AC (corrente alternada) com no lado DC (corrente contínua). Nesta secção o utilizador apenas tem que inserir as distâncias correspondentes e verificar se é necessário o aumento de secção de cabo, de forma a cumprir o valor de potência dissipada. A imagem que se segue é retirada do programa, onde é possível verificar a configuração geral do dimensionamento, as zonas de corrente contínua e alternada e as respetivas potências dissipadas.

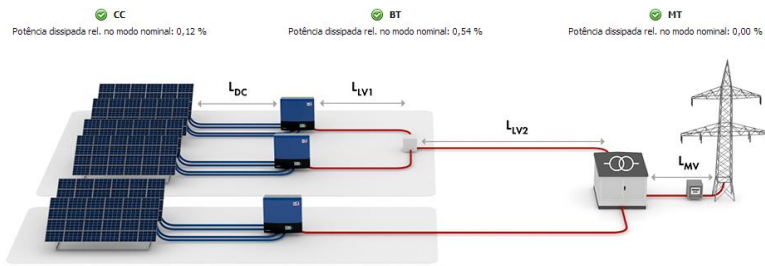


Figura 4.12 - Configuração geral do sistema e respetivas potências dissipadas<sup>35</sup>-

➤ Determinar autoconsumo:

Após inserir os perfis de consumo de uma instalação e de dimensionar um sistema fotovoltaico, o *Sunny Design Web* permite analisar a componente de autoconsumo que uma UPAC tem numa instalação.

Esta é uma análise fácil de realizar na ótica do utilizador pois o programa automaticamente calcula a quantidade de energia injetada na rede, a energia autoconsumida e ainda a energia da RESP necessária. Para além disto, calcula em percentagem a taxa de autonomia da instalação, a quota de autoconsumo e o rendimento energético do sistema.

Dentro desta secção poderá ser visualizada a influência do autoconsumo sobre a energia comprada à RESP, comparando o consumo de energia entre uma instalação com e sem UPAC.

➤ Analisar a rentabilidade:

A análise da rentabilidade baseia-se numa estrutura de custos que se divide em custos do sistema fotovoltaico, financiamento, custos de compra de eletricidade e remuneração proveniente da injeção na rede. O custo do sistema fotovoltaico divide-se no custo dos módulos, que apresenta o valor de 260€ por cada, a degradação média da potência dos módulos, o custo dos inversores, cada um no valor de 4 600€, custos adicionais (acessórios e mão-de-obra) e os custos anuais fixos. Para estes dimensionamentos optou-se por considerar o recurso a capitais próprios, evitando assim o financiamento e os respetivos juros. Para os custos de compra de eletricidade inseriu-se o preço da energia de 0,111€/kWh e para a remuneração proveniente da injeção na rede utilizou-se o preço médio aritmético da compra de energia a retalho para Portugal de 2013 para os dimensionamentos baseados na fatura da eletricidade. Para o dimensionamento a partir dos dados do analisador de energia utilizou-se o preço médio aritmético do mês de maio de 2014 para Portugal.

- Vista geral de resultados e criar documentação:

Na vista geral, são apresentados os dados introduzidos, os resultados e as informações atuais relativas ao dimensionamento do sistema fotovoltaico permitindo a realização de uma verificação rápida e geral de todo o sistema. No final é possível criar um relatório acerca de todo o dimensionamento.

Dado isto, é possível iniciar os diversos casos de estudo.

### 4.3.1 Dimensionamento baseado nas faturas da eletricidade

#### 4.3.1.1 Sistema adaptado ao perfil de carga

Analisando o consumo energético da empresa, chega-se à conclusão que o mês com menor consumo é o mês de setembro. Neste caso deve garantir-se que, na hora de maior produção de eletricidade fotovoltaica, esta iguale o consumo da instalação nesse mesmo momento. Para isto, analisando o gráfico retirado do PVGIS (Figura 4.13) verificamos que em média a hora de maior produção desse mesmo mês é ao meio-dia, com um valor de irradiação médio é de 880 W/m<sup>2</sup> para 30° de inclinação.

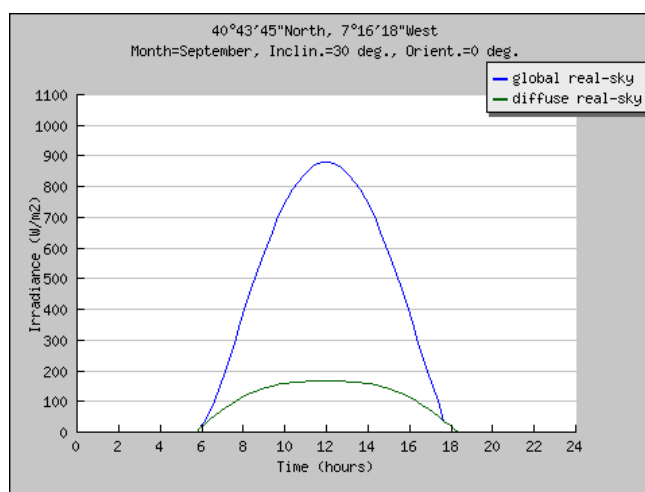


Figura 4.13 - Gráfico da irradiação média diária do mês de setembro para uma inclinação de 30°.

A energia ativa consumida entre as 12 horas e as 13 horas em setembro é, em média, de 12,152 kWh. Sabe-se que a energia produzida pelo gerador fotovoltaico poderá ser estimada pela seguinte fórmula. O número de módulos necessários para produzir ao meio-dia de setembro 12,152 kWh, conforme calculado abaixo.

$$E_{real} = A_{gerador} [m^2] * H_{(30)} [kWh/m^2] * \eta_{módulo} * \eta_{inversor} * \eta_{térmico} * \eta_{resistivo} * \eta_{incomp}. \quad (4.2)$$

$$12,152 = x * 1,64 * 0,88 * 0,146 * 0,978 * 0,95 * 0,96 * 0,96$$

$$x = 67 \text{ módulos}$$

Assim, os 67 módulos fotovoltaicos equivalem a uma potência de pico de 16,08 kWp. O número a instalar de módulos nunca poderá ser superior a 67 pois, neste dimensionamento deve-se garantir que na hora de maior produção, a energia produzida equipare o consumo nesse mesmo momento. Por isso, este número de módulos poderá ser inferior caso o dimensionamento assim o exija.

#### 4.3.1.1.1 Dimensionamento Analítico

Após o cálculo da potência de pico máxima da UPAC a dimensionar, é necessário verificar o número máximo e mínimo de módulos em série/paralelo. Para tal, é imprescindível uma análise detalhada das características dos módulos e dos inversores e, a sua respetiva correlação. A potência de pico instalada condiciona o número de inversores, como evidenciam as expressões seguintes.

$$N_{inversor} \geq \frac{N^{\circ} \text{Módulos} * \text{Potência de Pico}}{\text{Potência do Inversor}} \quad (4.3)$$

$$N_{inversor} \geq \frac{67 * 240}{17410}$$

$$N_{inversor} \geq 0,92$$

Desta forma, é necessário apenas um inversor. Para além da potência nominal do inversor, que delimita à partida um número limite de módulos, deve-se de ter em conta os valores de tensão e de corrente que uma combinação de módulos tem.

O inversor apresenta uma gama de valores de tensão de funcionamento ótimo o que limita o número mínimo e máximo de módulos em série. Os cálculos seguintes permitem conhecer o limite máximo e mínimo de módulos em série.

A tensão máxima em circuito aberto a  $-10^{\circ}\text{C}$ , que é dada por:

$$V_{CA(-10^{\circ})} = \left(1 - \frac{35 * \Delta V}{100}\right) * V_{CA(STC)} \quad (4.4)$$

$$V_{CA(-10^{\circ})} = \left(1 - \frac{35 * (-0,32)}{100}\right) * 37,4$$

$$V_{CA(-10^{\circ})} = 41,59 \text{ V}$$

A tensão máxima em curto-circuito a 70°C, que é dada por:

$$V_{CC(70^{\circ})} = \left(1 - \frac{45 \cdot \Delta V}{100}\right) * V_{MPP} \quad (4.5)$$

$$V_{CC(70^{\circ})} = \left(1 - \frac{45 * (-0,32)}{100}\right) * 30$$

$$V_{CC(70^{\circ})} = 34,32 \text{ V}$$

Número mínimo de módulos em série:

$$N_{min} \geq \frac{V_{min \text{ inversor}}}{V_{CC(70^{\circ})}} \quad (4.6)$$

$$N_{min} \geq \frac{400}{34,32}$$

$$N_{min} \geq 12$$

Número máximo de módulos em série:

$$N_{máx} \leq \frac{V_{máx \text{ inversor}}}{V_{CA(-10^{\circ})}} \quad (4.7)$$

$$N_{máx} \leq \frac{800}{41,59}$$

$$N_{máx} \leq 19$$

O inversor é constituído por duas entradas, a A e a B. Segundo as suas características, o inversor para a entrada A apresenta um limite de corrente de 33 Amperes e a entrada B um limite de corrente de 11 Amperes. Ao correlacionar os valores de corrente máxima do inversor com o valor de corrente do ponto de potência máxima do módulo, é possível calcular o número máximo de fileiras para cada entrada com a seguinte fórmula:

$$N_{fileira} \leq \frac{I_{máx \text{ inversor}}}{I_{MPP \text{ módulo}}} \quad (4.8)$$

Para a entrada A,  $I_{máx}=33A$ :

$$N_{fileira \ A} \leq \frac{33}{8,1}$$

$$N_{fileira \ A} \leq 4$$

Para a entrada B,  $I_{m\acute{a}x}=11A$ :

$$N_{fileira\ B} \leq \frac{11}{8,1}$$

$$N_{fileira\ B} \leq 1$$

É, assim, possível realizar o agrupamento dos módulos sem pôr em risco o inversor e a própria instalação. De forma a manter o equilíbrio elétrico da instalação, é necessário que o número de módulos em série seja igual em todas as fileiras, como o número limite é de 67 módulos fotovoltaicos reajustou-se para 65 módulos como mostra o esquema que se segue.

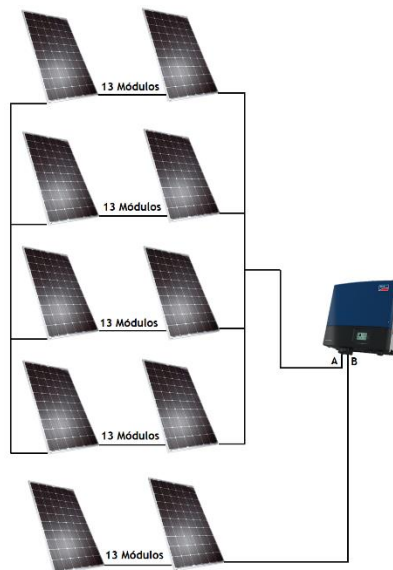


Figura 4.14 - Esquema de montagem dos módulos fotovoltaicos para o sistema adaptado ao perfil de carga.

Finalmente, a energia anual realmente produzida pelo sistema poderá ser estimada após conhecer todos estes fatores e características do meio envolvente da UPAC. Com base na irradiação média anual no valor de  $5280\text{ W/m}^2$  retirado do PVGIS e pela equação 4.2 calculou-se essa energia.

$$E_{Real} = 65 * 1,64 * 5,280 * 365 * 0,146 * 0,978 * 0,95 * 0,96 * 0,96$$

$$E_{Real} = 25\ 682,8\ kWh$$

O valor da poupança anual foi calculado através da energia elétrica autoconsumida do ano inteiro. Para diferentes horas do ciclo horário, o custo de aquisição de energia elétrica é diferente o que torna necessário uma maior atenção pois, por exemplo, em horas de Ponta o

valor de poupança por cada kWh produzido será diferente do valor de poupança nas horas de Cheia.

As horas de irradiação solar do mês de janeiro disponíveis do PVGIS, apenas iniciam às 7 horas e 37 minutos e terminam às 16 horas e 37 minutos, o que faz com que haja apenas dois períodos do ciclo horário, as Cheias e as Pontas. O custo de aquisição da energia na tarifa de Cheia tem o valor de 0,0975 €/kWh, ao passo que na tarifa de Ponta apresenta um valor de 0,1034 €/kWh, sem IVA. O total previsto de energia autoconsumida em janeiro por dia, na tarifa de Cheia (EAC) é de 25,50 kWh e de Ponta (EAP) de 14,08 kWh, permitindo calcular a poupança estimada para o mês de janeiro.

$$Poupança_{Janeiro} = (EAC * 0,0975 + EAP * 0,1034) * IVA * Dias \quad (4.9)$$

$$Poupança_{Janeiro} = (25,50 * 0,0975 + 14,08 * 0,1034) * 1,23 * 31$$

$$Poupança_{Janeiro} = 150,31 \text{ €}$$

O mesmo cálculo foi realizado para os restantes meses do ano, o que representa um valor anual de poupança de 2 969,82 €.

Após um pedido de orçamento para os componentes constituintes da UPAC, para a respetiva mão-de-obra e para a manutenção apresentam-se os seguintes valores:

- Módulo *Bosch c-Si 240 Wp* - 260 €;
- Inversor *SMA STP 1700TL* - 4 600 €;
- Estrutura de suporte em alumínio (30°) - 10% do custo total dos equipamentos (módulos e inversores);
- Acessórios - 5% do custo total dos equipamentos (módulos e inversores);
- Mão-de-obra - 10% do custo total dos equipamentos (módulos e inversores);
- Manutenção anual - 0,5% do custo total da instalação.

Com base nos valores acima referidos, pode-se calcular o custo total da instalação ao longo de 20 anos, conforme os dados da tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Custo de uma UPAC com 15,6kWp.

Constituintes da orçamentação	Custo efetivo com IVA
Custo dos módulos	16 900 €
Custo dos Inversores	4 600 €
Estruturas (30°)	2 150 €
Acessórios	1 075 €
Mão-de-obra	2 150 €
Custo total da Instalação	26 875 €
Manutenção (20 anos)	2 687,5 €
Custo Final (20 anos)	29 563,5 €

O período de amortização é de 9,95 anos, como se pode verificar na tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Cálculo da poupança anual no consumo de energia ativa devido à UPAC de 15,6 kWp e respetivo período de amortização.

Anual	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança Anual [€]
Super Vazio	15,70	7,32
Vazio Normal	48,98	37,08
Cheia	16213,06	1827,77
Ponta	9115,64	1097,66
<b>Total da Poupança</b>	<b>2 969,82 €</b>	<b>Retorno (anos)</b>
<b>Custo Total (20 anos)</b>	<b>29 562,50 €</b>	<b>9,95</b>

#### 4.3.1.1.2 Dimensionamento através do *Blue Sol Design 2013*

Depois de inserir todos os parâmetros referentes à localização, aos perfis de carga e à potência de pico desejada (16,08 kWp) é possível selecionar o modelo do módulo *Bosch c-Si M60 17 M240 3BB* e do inversor *SMA Inversor Sunny Tripower 17000TL*. O programa *Blue Sol Design 2013* automaticamente propõe diversas configurações para a potência de pico adotada (Figura 4.15).

3 Strings X 22 Modules	
	3 Strings
20 Modules	14,4 kW 83%
21 Modules	15,12 kW 87%
22 Modules	15,84 kW 91%
23 Modules	16,56 kW 95%

Figura 4.15 - Configurações possíveis para a UPAC de 16,08 kWp.

Dado isto, e, como se pretende minimizar a energia injetada na RESP, a escolha da configuração recaiu sobre as três *strings* de 22 módulos o que equivale a uma redução de potência de pico para 15,84 kWp ou seja, 66 módulos fotovoltaicos.

Depois de definir o tipo de ligação à rede como de baixa-tensão e trifásico, selecionou-se a opção de existir apenas um quadro elétrico de corrente contínua por cada entrada de inversor com um esquema de proteções de entrada de fusíveis.

Ao seleccionar o ícone da definição dos cabos, o programa automaticamente projeta todos os conjuntos de cabos do sistema fotovoltaico. Na verificação do sistema, verificou-se que todos os parâmetros da UPAC estavam bem dimensionados, como mostra a Figura 4.16.

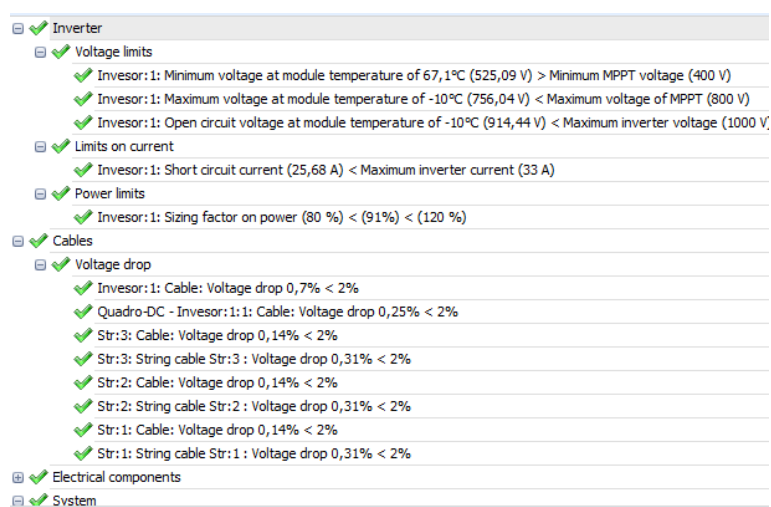


Figura 4.16 - Verificação dos parâmetros para uma UPAC de 15,84 kWp.

No separador da análise económica da barra de ferramentas do programa apresentam-se os valores e gráficos referentes ao autoconsumo. Para este dimensionamento pretende-se que não ocorra injeção na RESP ou, caso haja, que seja residual. Numa primeira análise da energia autoconsumida e da injetada, a quota de autoconsumo tem no valor de 98,6% e, conseqüentemente há 1,4% de injeção na RESP.

Numa análise mais detalhada, a componente de injeção de energia é residual, apresentando um valor anual de 367,66 kWh, o que equivale em média à injeção de apenas 1 kWh por dia.

A Figura 4.17 mostra o gráfico da componente que a UPAC teria em cada mês do ano de 2013.

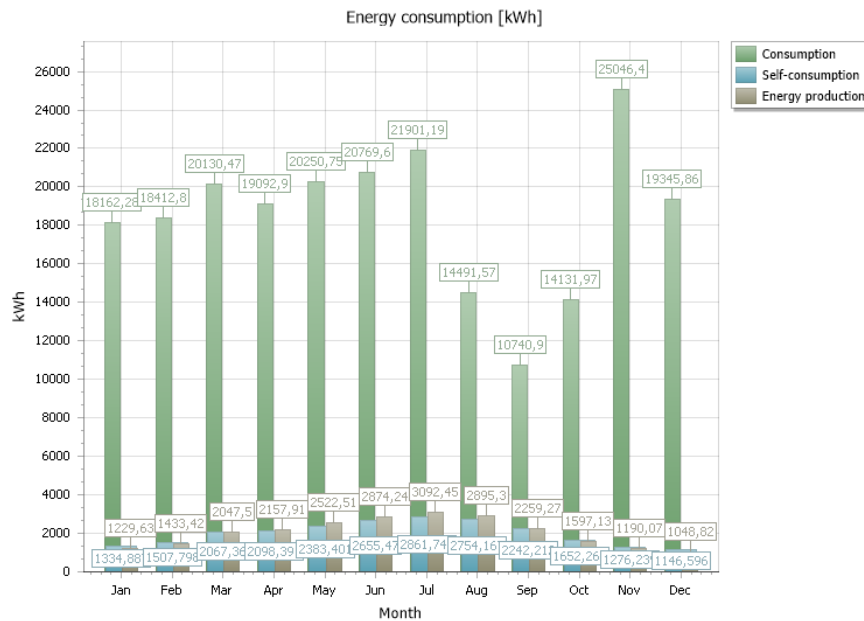


Figura 4.17 - Energia consumida, produzida e autoconsumida para uma UPAC de 15,84 kWp.

Ainda na secção da análise da rentabilidade, o custo total do sistema é de 27 200 €, com um custo de manutenção de 136 € ao ano, ou seja, de 2 720 € ao longo dos 20 anos. A estrutura de suporte em alumínio (30°) e os acessórios custam 2 176 € e 1 088 €, respetivamente. O custo específico da instalação da UPAC é de 1 717,2 €/kWp.

Ao fim de 20 anos, estima-se que o retorno económico da UPAC seja de cerca de 60 437,83 €, dos quais 28 442,8 € são líquidos. O período de amortização previsto, em anos, é de 8,7 como se pode ver no gráfico que se segue, retirado do *Blue Sol*.

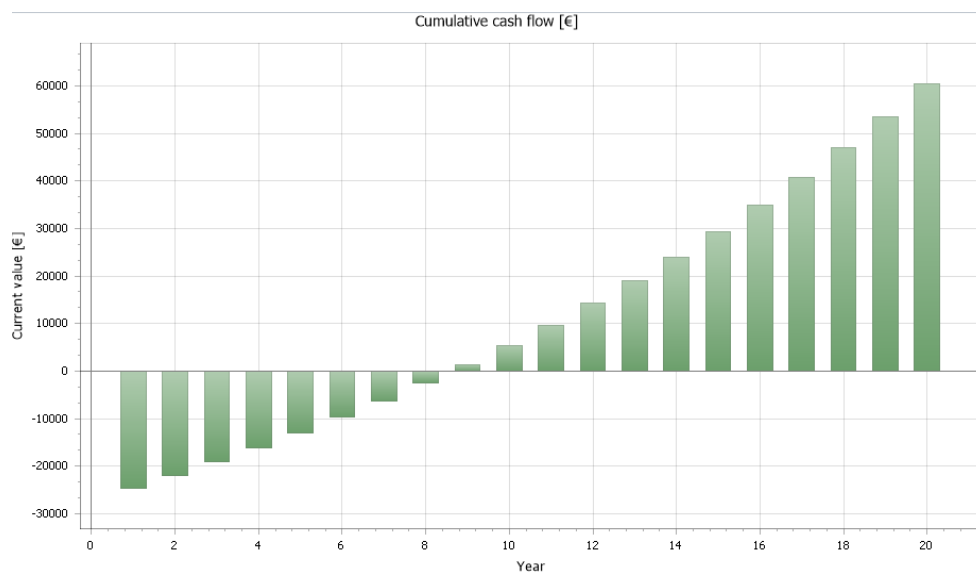


Figura 4.18 - Período de retorno do investimento para uma UPAC de 15,84 kWp.

O esquema elétrico resultante deste dimensionamento encontra-se no anexo 3.

#### 4.3.1.1.3 Dimensionamento através SMA Sunny Design Web

Como referido anteriormente, o estudo a partir do *Sunny Design Web* foi realizado para a região de Lisboa, assim, através da análise do gráfico retirado do PVGIS, para o mês de setembro ao meio-dia, esta região apresenta um valor de irradiação médio de 853 W/m<sup>2</sup> para uma inclinação de 30°.

A energia consumida entre as 12 horas e as 13 horas em setembro é, em média, de 12,152 kWh, o que permite calcular o número de módulos necessários através da equação 4.2:

$$12,152 = x * 1,64 * 0,853 * 0,146 * 0,978 * 0,95 * 0,96 * 0,96$$

$$x = 69 \text{ módulos}$$

Depois de inserir os 69 módulos fotovoltaicos da *Bosch Solar*, a potência de pico do gerador fotovoltaico é calculada automaticamente e apresenta um valor de 16,56 kWp. O tipo de montagem escolhido foi a montagem livre, ou seja, montagem no chão, com um ângulo de azimute de 0° e um ângulo de inclinação de 30°.

Ao optar pela sugestão de dimensionamento, a configuração dos módulos com o inversor, apresenta a seguinte configuração:


▼ Inversores	
Tipo	1. Gerador fotovoltaico 1
	69 / 69
 1 x STP 17000TL-10	A: 3 x 21 B: 1 x 6

Figura 4.19 - Configuração sugerida para uma potência de pico 16,56 kWp<sup>35</sup>.

Como se verifica na figura acima, a entrada A do inversor é constituída por três *strings* de vinte e um módulos e a entrada B é constituída por uma única *string* com seis módulos.

Dentro do separador do dimensionamento do inversor, existe uma secção que nos indica os parâmetros e o desempenho, estes apresentam os valores indicados na tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Parâmetros da UPAC de 16,56 kWp<sup>35</sup>.

Parâmetros	Inversor	Entrada A	Entrada B
Potência máx. CC	17,41kW	15,12kWp	1,44kWp
Potência CC min.	150V	552V	158V
Tensão FV típica		605V	173V
Tensão CC máx. (FV)	1000V	839V	240V
Corrente máx. de CC (A/B)	33/11A	24,2A	8,1A
Corrente máx. de curto-circuito (inversor) (A/B)	50,0/12,5A	25,7A	8,6A

O rendimento energético anual calculado pelo *SMA Sunny Design Web* é aproximadamente 26 719,50 kWh, o que equivale a 1 613 kWh/kWp. Possui um rácio de eficiência de 89,4% e considera como perdas em linha um valor de 0,11%. A razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor são de 105% e de 97,9%, respetivamente, como se pode comprovar na Figura 4.20.

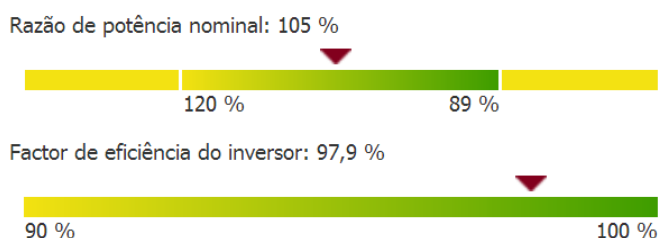


Figura 4.20 - Razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor da UPAC de 16,56 kWp<sup>35</sup>.

Para o dimensionamento de cabos, optou-se por projetar com os comprimentos sugeridos pelo programa. Os cabos têm as características mencionadas na tabela abaixo.

Tabela 4.7 - Dimensionamento de cabos para uma UPAC de 16,56kWp<sup>35</sup>.

	CC	BT	Total
Potência dissipada no modo nominal	22,46 W	132,25 W	154,71 W
Potência dissipada relativa no modo nominal	0,14 %	0,85 %	0,99 %
Comprimento total do cabo	80,00 m	20,00 m	100,00 m
Secções dos cabos	4 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup>

Para este dimensionamento, pretende-se que não ocorra injeção na RESP ou, caso ocorra, que seja residual. Logo numa primeira análise da energia autoconsumida e da injetada, depara-se com uma quota de autoconsumo no valor de 99,8%, o que faz com que haja 0,2% de injeção na RESP, como se pode verificar na imagem 4.21.



Figura 4.21 - Determinação do autoconsumo para uma UPAC 16,56 kWp<sup>35</sup>.

O valor da razão nominal de potência encontra-se a 105% e tem um limite máximo imposto pelo *software* de 120%. Desta forma, é possível reduzir a potência de pico sem que ocorra a substituição do inversor.

Por tentativa-erro reduziu-se o número de módulos fotovoltaicos para 61, o que equivale a uma potência de pico de 14,64 kWp e uma razão nominal de potência de 119%.

Novamente, ao optar pela sugestão de dimensionamento, a configuração dos módulos com o inversor, apresenta a seguinte configuração:



Figura 4.22 - Configuração sugerida para uma potência de pico 14,64 kWp<sup>35</sup>.

Como se verifica na figura acima, a entrada A do inversor é composta por duas *strings* de vinte módulos e a entrada B é composta por uma única *string* com vinte e um módulos. Os parâmetros e o desempenho do inversor apresentam os seguintes valores:

Tabela 4.8 - Parâmetros da UPAC de 14,64 kWp<sup>35</sup>.

Parâmetros	Inversor	Entrada A	Entrada B
Potência máx. CC	17,41 kW	9,60 kWp	5,04 kWp
Potência CC min.	150 V	526 V	552 V
Tensão FV típica		576 V	605 V
Tensão CC máx. (FV)	1000 V	799 V	839 V
Corrente máx. de CC (A/B)	33/11 A	16,2 A	8,1 A
Corrente máx. de curto-circuito (inversor) (A/B)	50,0/12,5 A	17,2 A	8,6 A

O rendimento energético anual calculado é aproximadamente de 23 651,20 kWh, o que equivale a 1 616 kWh/kWp. Possui um rácio de eficiência de 89,5% e considera como perdas em linha um

valor de 0,10%. A razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor são de 119% e de 98%, respetivamente, como se pode comprovar na imagem que se segue:

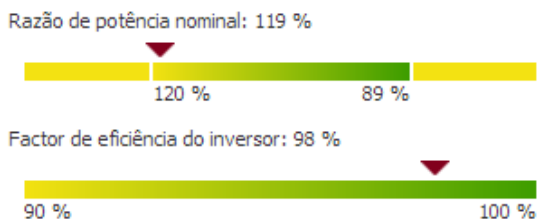


Figura 4.23 - Razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor da UPAC de 14,64 kWp<sup>35</sup>.

A tabela 4.9 discrimina as perdas e dimensões para o dimensionamento de cabos.

Tabela 4.9 - Dimensionamento de cabos para uma UPAC de 14,64 kWp<sup>35</sup>.

	CC	BT	Total
Potência dissipada no modo nominal	16,84 W	103,36 W	120,21 W
Potência dissipada relativa no modo nominal	0,12 %	0,85 %	0,87 %
Comprimento total do cabo	60,00 m	20,00 m	80,00 m
Secções dos cabos	4 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup>

Finalmente, analisando a secção do autoconsumo, chega-se à conclusão que a componente de injeção de energia é residual, com um valor anual de 8 558 Wh, o que, por sua vez, equivale em média por dia uma injeção de apenas 23 Wh. A taxa de autonomia da instalação é de 10,9% e possui uma quota de autoconsumo de 100% (Figura 4.24).

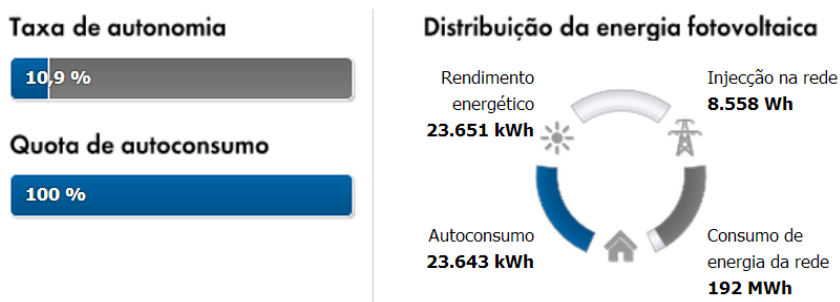


Figura 4.24 - Determinação do Autoconsumo para uma UPAC 14,64 kWp<sup>35</sup>.

Na secção da análise da rentabilidade, o custo total dos 61 módulos tem o valor de 15 860,00 € e um inversor de 4 600 €, sendo que no total estes somam 20 460 €. O custo da estrutura de suporte em alumínio (30°) e dos acessórios é de 2 046 € e de 1 023 €, respetivamente. A mão de obra da instalação desta UPAC apresenta o valor de 2 046 €, com um encargo anual de manutenção de 127,875 €, o que resulta num custo específico de 1 746,93 €/kWp, ou seja, 25 575,00 €.

Ao fim de 20 anos, a poupança total derivada da redução da compra de energia é de 75 257 €, dos quais 2 624 € resultam da poupança no primeiro ano. O lucro proveniente da injeção de energia é 0 € e 9 anos é o período de amortização previsto, como ilustra o gráfico que se segue.

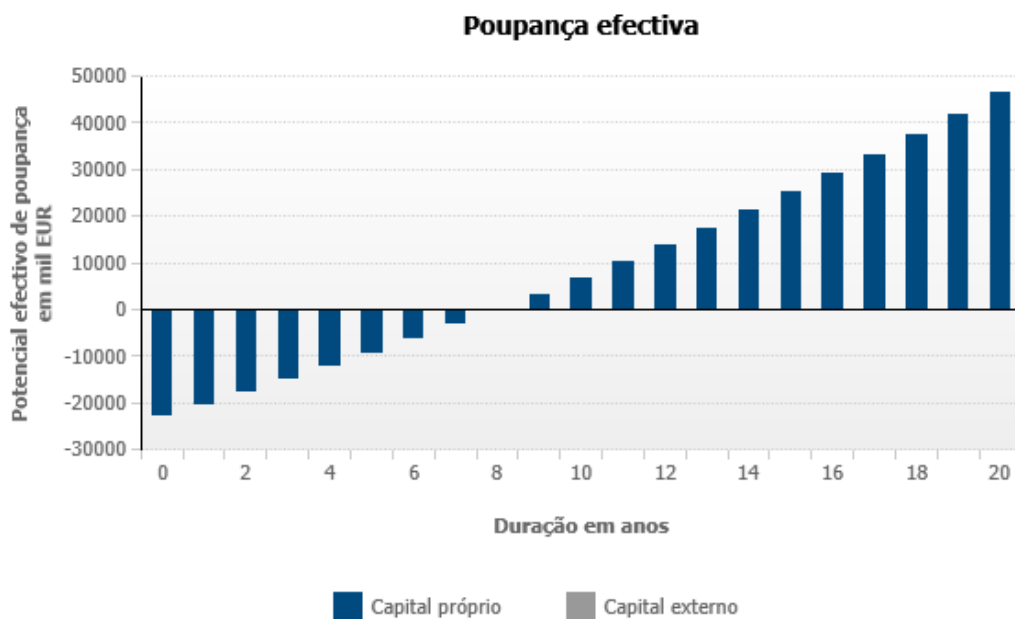


Figura 4.25 - Período de amortização e poupança efetiva da UPAC de 14,64 kWp<sup>35</sup>.

No anexo 4, encontra-se o relatório final retirado do *software* para este dimensionamento e, na tabela que se segue, um resumo dos resultados obtidos.

Tabela 4.10 - Resultados obtidos para o sistema adaptado ao perfil de carga baseado nas faturas da eletricidade.

Caso de Estudo	Sistema adaptado ao perfil de carga		
	Análítico	Blue Sol Design 2013	Sunny Design Web
Método de Simulação			
Características Gerais: Módulos	65	66	61
Potência de Pico [kWp]	15,6	15,84	14,64
Inversores	1	1	1
Energia Produzida [kWh]	25682,8	24348,24	23651
Energia Autoconsumida Anual[kWh]	25393,4	23980,6	23643
Energia Injetada Anual [kWh]	289,42	367,64	8,56
Custo da Instalação [€]	26875	27200	25575
Custo da Manutenção (20 Anos)	2687,5	2720	2557,5
Poupança [€]	2969,82	2661,85	2624
Período de Amortização [Anos]	9,95	8,7	9

#### 4.3.1.2 Sistema sobredimensionado

O dimensionamento de um sistema sobredimensionado foi realizado para que no mês de menor irradiação solar a produção de energia elétrica a partir da UPAC se aproxime do consumo médio de energia ativa desse mesmo mês. Analisando os dados fornecidos pelo PVGIS, chega-se à conclusão que o mês com menor irradiação solar é o mês de dezembro.

À semelhança do dimensionamento anterior, a hora de maior produção desse mesmo mês é ao meio-dia com um valor de irradiação médio de 453 W/m<sup>2</sup> para 30° de inclinação.

A energia consumida entre as 12 horas e as 13 horas em dezembro é, em média, de 24,498 kWh.

Para produzir durante esse intervalo de tempo, no mês de dezembro, 24,498 kWh de energia são necessários 264 módulos, de acordo com a equação 4.2.

$$24,498 = x * 1,64 * 0,453 * 0,146 * 0,978 * 0,95 * 0,96 * 0,96$$

$$x = 264 \text{ módulos}$$

Com base neste dados, obtém-se uma potência de pico de 63,36 kWp.

##### 4.3.1.2.1 Dimensionamento Analítico

Após o cálculo da potência de pico para o sistema sobredimensionado, é necessário verificar o número de inversores necessários, através da expressão 4.3.

$$N_{inversor} \geq \frac{264 * 240}{17410}$$

$$N_{inversor} \geq 3,6$$

São necessários quatro inversores. Os equipamentos utilizados neste dimensionamento são os mesmos dos estudos anteriores, portanto, o número máximo e mínimo de módulos em série e em paralelo já foram calculados.

Número mínimo de módulos em série (equação 4.6):

$$N_{min} \geq 12$$

Número máximo de módulos em série (equação 4.7):

$$N_{m\acute{a}x} \leq 19$$

Número máximo de fileiras por *string* (equação 4.8):

$$N_{fileira\ A} \leq 4 \quad N_{fileira\ B} \leq 1$$

Mais uma vez, é essencial manter o equilíbrio elétrico da instalação, garantindo que o número de módulos em série seja igual em todas as fileiras. De 264 módulos fotovoltaicos, houve uma redução para 260 módulos como mostra o esquema que se segue.

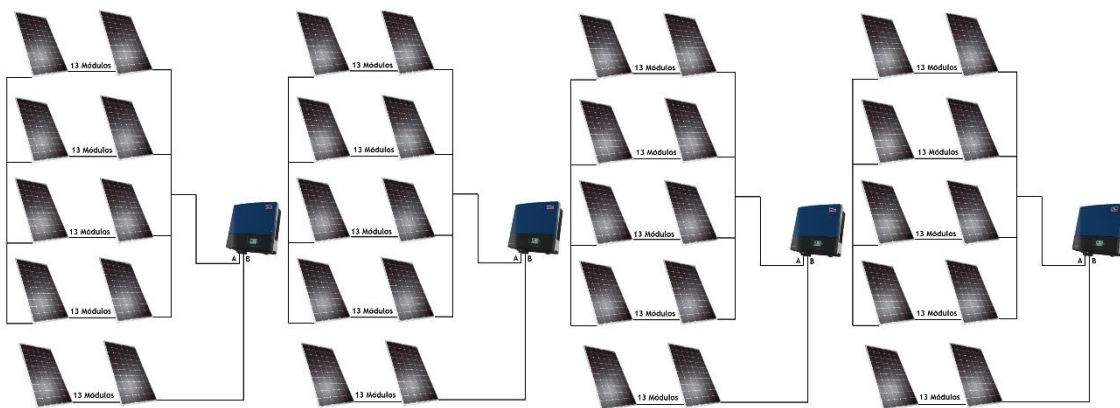


Figura 4.26- Esquema de montagem dos módulos fotovoltaicos para o sistema sobredimensionado.

Estima-se que a energia anual realmente produzida pelo sistema será de (equação 4.2):

$$E_{Real} = 260 * 1,64 * 5,280 * 365 * 0,146 * 0,978 * 0,95 * 0,96 * 0,96$$

$$E_{Real} = 102\ 731\ kWh$$

Porém, com base nos gráficos obtidos através das faturas elétricas, conclui-se que nem toda esta energia é consumida. Com o auxílio de uma folha de cálculo do Excel calculou-se para o ano inteiro a energia autoconsumida e a injetada na RESP em cada período horário.

A título de exemplo, segue-se uma demonstração analítica do cálculo da poupança mensal e da venda mensal de energia do mês de janeiro.

O valor da poupança anual foi calculado através da energia elétrica autoconsumida num ano inteiro. O custo de aquisição de energia elétrica varia para diferentes horas do ciclo horário, por exemplo, na tarifa de Ponta o valor de poupança por cada kWh produzido é diferente do valor de poupança na tarifa de Cheia.

As horas de irradiação solar do mês de janeiro disponíveis do PVGIS, apenas iniciam às 7 horas e 37 minutos e terminam às 16 horas e 37 minutos, deste modo há apenas dois períodos do ciclo horário, as Cheias e as Pontas. O custo de aquisição da energia na tarifa de Cheia tem o valor de 0,0975 €/kWh, enquanto que, na tarifa de Ponta é de 0,1034 €/kWh, sem IVA. O total previsto de energia autoconsumida em janeiro por dia nas horas de Cheia (EAC) é de 98,321 kWh e nas de Ponta (EAP) de 50,472 kWh, permitindo, assim, calcular a poupança estimada para o mês de janeiro a partir da equação 4.9. O mesmo cálculo foi realizado para os restantes meses do ano.

$$Poupança_{janeiro} = (98,321 * 0,0975 + 50,472 * 0,1034) * 1,23 * 31$$

$$Poupança_{janeiro} = 564,52 \text{ €}$$

Para calcular o valor da venda de energia injetada na RESP, é necessário recorrer ao projeto de lei da Produção Distribuída que, segundo o qual, este valor é calculado de acordo com a expressão 3.4:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} * OMIE_m * 0,9$$

A quantidade de energia injetada na rede foi calculada a partir de uma folha de cálculo de Excel. Esta foi utilizada também para a determinação da diferença entre a energia consumida pela instalação e a energia produzida pela UPAC. Ocorre injeção na RESP quando a energia consumida for inferior àquela que é produzida. Para o mês de janeiro, a quantidade de energia injetada foi de 296,10 kWh.

O preço de venda da energia injetada na RESP é regulamentado por uma entidade gestora do mercado, a OMIE, *Operador de Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanhol), S.A.*, com uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiários (mercados intradiários)<sup>36</sup>.

A *webpage* da OMIE disponibiliza o preço médio aritmético, no mercado grossista, para Portugal relativo a cada mês do ano 2013<sup>37</sup>, como se ilustra graficamente na Figura 4.27 e na tabela 4.11 estão discriminados os valores.

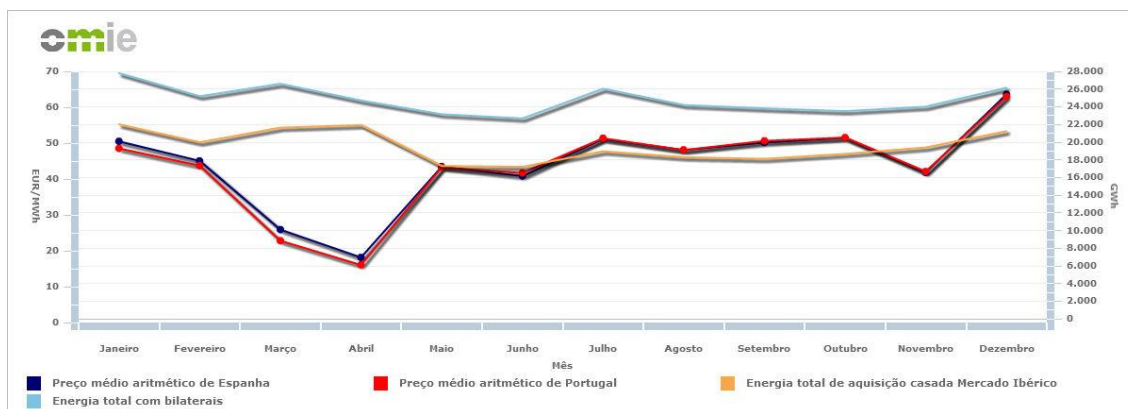


Figura 4.27 - Preço médio aritmético da eletricidade, no mercado grossista, na península Ibérica no ano 2013<sup>37</sup>.

Tabela 4.11 - Preço médio aritmético da eletricidade, no mercado grossista, para cada mês de 2013 em Portugal.

Mês	Preço médio aritmético [EUR/MWh]	Mês	Preço médio aritmético [EUR/MWh]
Janeiro	48,53	Julho	51,40
Fevereiro	43,74	Agosto	48,12
Março	22,82	Setembro	50,68
Abril	16,08	Outubro	51,58
Maió	43,25	Novembro	42,10
Junho	41,70	Dezembro	62,99

Com isto, é possível calcular com a equação 3.4 a remuneração proveniente da eletricidade fornecida à RESP para o mês de janeiro.

$$R_{UPAC, Janeiro} = 296,10 * 48,53 * 10^{-3} * 0,9 = 12,93 \text{ €}$$

A soma da remuneração proveniente da venda de energia à RESP com poupança no consumo de energia é de 9 561,91 €. Adicionalmente, é possível calcular o custo total da instalação ao longo de 20 anos, contabilizando um custo final de 118 250 €.

Tabela 4.12 - Custo de uma UPAC com 62,4 kWp.

Constituintes da orçamentação	Custo efetivo com IVA
Custo dos módulos	67 600 €
Custo dos Inversores	18 400 €
Estruturas (30°)	8 600 €
Acessórios	4 300 €
Mão-de-obra	8 600 €
Custo total da Instalação	107 500 €
Manutenção (20 anos)	10 750 €
Custo Final (20 anos)	118 250 €

O período de amortização é de 12,37 anos, como se pode verificar na tabela 4.13.

Tabela 4.13 - Cálculo da poupança anual no consumo de energia ativa devido à UPAC de 62,4 kWp e o período de amortização.

Anual	Total Injetado [kWh]:	Venda Anual[€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança Anual [€]
Super Vazio	0,00	1178,018	62,82	29,28
Vazio Normal	0,00		195,93	147,87
Cheia	15869,37		48982,85	5417,36
Ponta	12950,59		23511,96	2789,38
<b>Total da Poupança</b>			<b>9 561,91 €</b>	<b>Retorno (anos)</b>
<b>Custo Total (20 anos)</b>			<b>118 250,00 €</b>	<b>12,37</b>

#### 4.3.1.2.2 Dimensionamento através do *Blue Sol Design 2013*

Depois de inserir todos os parâmetros, referentes à localização, aos perfis de carga, e à potência de pico desejada (63,36 kWp), o programa *Blue Sol Design 2013* automaticamente propõe diversas configurações possíveis para os modelos de módulo e inversor adotado (Figura 4.28).

3 Strings X 22 Modules	
	3 Strings
20 Modules	14,4 kW 83%
21 Modules	15,12 kW 87%
22 Modules	15,84 kW 91%
23 Modules	16,56 kW 95%

Figura 4.28 - Configurações possíveis para a UPAC de 63,36 kWp.

Optou-se pela configuração de quatro inversores com três *strings* de 22 módulos cada um, o que equivale ao número anteriormente estabelecido de módulos fotovoltaicos, ou seja, a mesma potência de pico.

Depois de se definir o tipo de ligação à rede, baixa-tensão e trifásico, selecionou-se a opção de existir apenas um quadro elétrico de corrente contínua por cada entrada de inversor com um esquema de proteções de entrada de fusíveis.

Ao seleccionar o ícone da definição dos cabos, o programa automaticamente dimensionou todos os conjuntos de cabos do sistema fotovoltaico e ao seleccionar na verificação do sistema, foi

possível verificar se todos os parâmetros da UPAC estão bem dimensionados, como se pode verificar na imagem retirada do próprio programa (Figura 4.29).

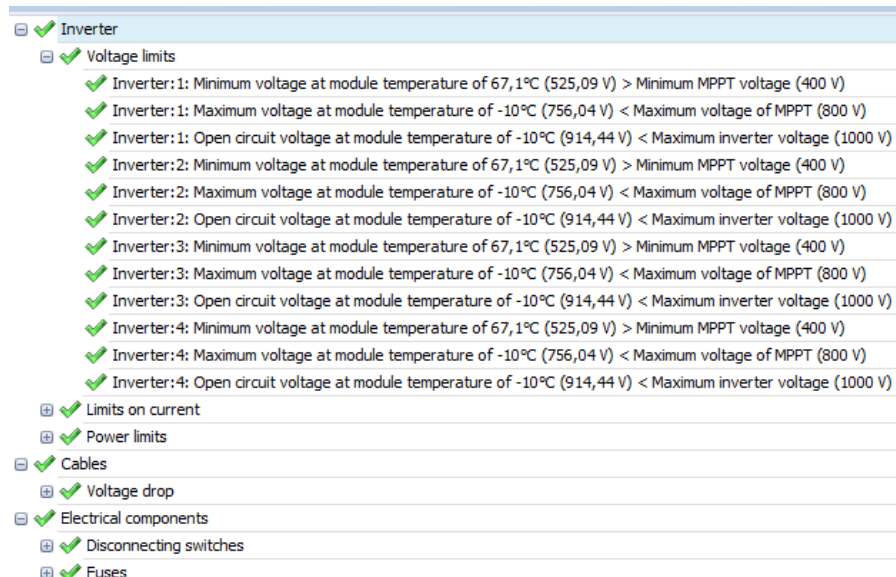


Figura 4.29 - Verificação dos parâmetros para uma UPAC de 63,36 kWp.

No separador da análise económica, a componente de injeção de energia representa 26,44% do total de energia produzida, com um valor anual de 25 235,69 kWh. Logo, esta possui uma quota de autoconsumo de 73,56%, com um valor anual de 70 209,4 kWh.

O gráfico que se segue é retirado do programa, que permite observar o impacto que a UPAC teria em cada mês no ano de 2013.

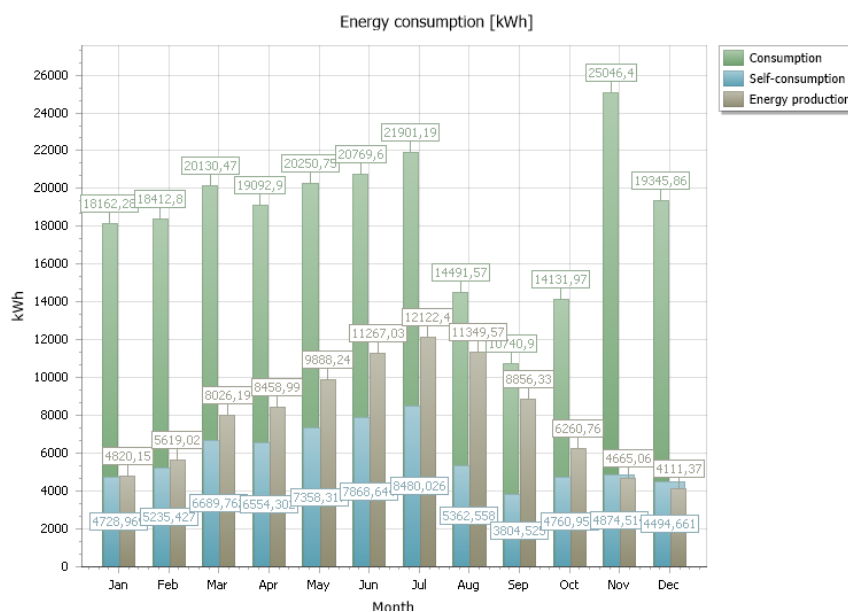


Figura 4.30 - Energia consumida, produzida e autoconsumida para uma UPAC de 63,36 kWp.

Ainda na secção da análise da rentabilidade, o custo total do sistema apresenta um valor de 108 800 €, com um custo de manutenção de 544 € ao ano e, um valor de 10 880 € longo dos 20 anos. O custo da estrutura de suporte em alumínio (30°) e dos acessórios é de 8 704 € e de 4 352 €, respetivamente. O custo específico da instalação da UPAC fica em 1 717,2 €/kWp.

Ao fim de 20 anos, estima-se que o retorno económico da UPAC seja de 176 255,76 €, dos quais 72 121,16 € são líquidos. O período de amortização previsto, em anos, é de 10,2, como mostra gráfico retirado do *Blue Sol*.

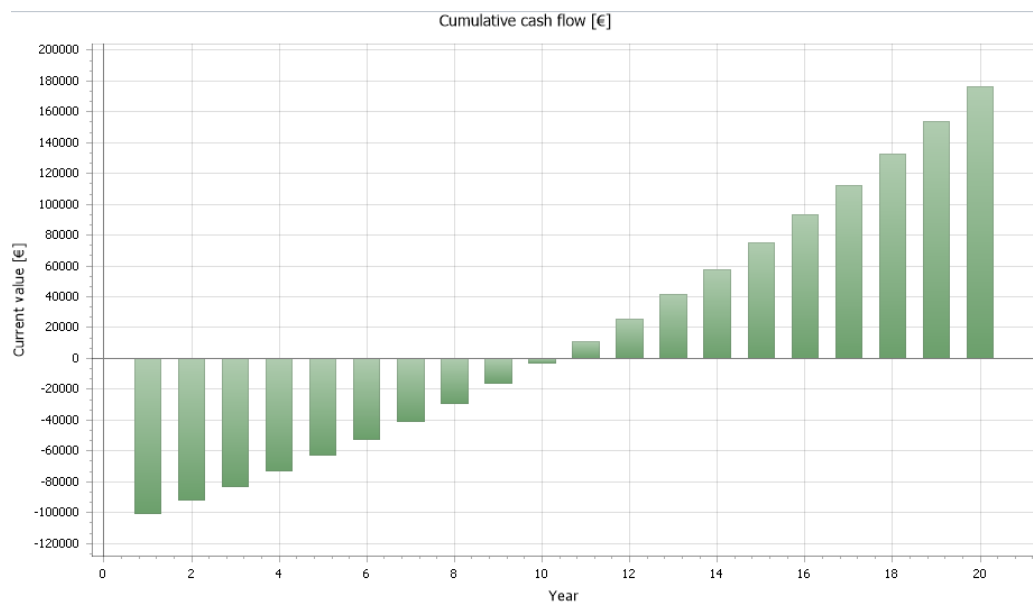


Figura 4.31 - Período de retorno do investimento para uma UPAC de 63,36 kWp.

O esquema elétrico resultante deste dimensionamento encontra-se no anexo 5.

#### 4.3.1.2.3 Dimensionamento através SMA Sunny Design Web

Para a região de Lisboa e para um ângulo de 30° a irradiação solar do mês de dezembro toma o valor de 498 Wh/m<sup>2</sup> ao meio dia. A energia consumida entre as 12 horas e as 13 horas em dezembro é, em média, de 24,498 kWh, o número de módulos é calculado pela fórmula 4.2.

$$24,498 = x * 1,64 * 0,498 * 0,146 * 0,978 * 0,95 * 0,96 * 0,96$$

$$x = 240 \text{ módulos}$$

Depois de inserir os 240 módulos fotovoltaicos da *Bosch Solar*, a potência de pico do gerador fotovoltaico atinge os 57,6 kWp. O tipo de montagem escolhido foi a montagem livre.

Ao optar pela sugestão de dimensionamento, a configuração dos módulos com o inversor, chegou-se apresenta a seguinte configuração:


Inversores	
Tipo	1. Gerador fotovoltaico 1 240 / 240
 3 x STP 17000TL-10	A: 3 x 20 B: 1 x 20

Figura 4.32 - Configuração sugerida para uma potência de pico 57,6 kWp<sup>35</sup>.

Como se verifica na figura acima, são necessários 3 inversores, a entrada A do inversor é constituída por três *strings* de vinte e a entrada B é constituída por uma única *string* também com vinte módulos. Os parâmetros e o desempenho do inversor apresentam os seguintes valores:

Tabela 4.14- Parâmetros da UPAC de 57,6 kWp<sup>35</sup>.

Parâmetros	Inversor	Entrada A	Entrada B
Potência máx. CC	17,41 kW	14,4 kWp	4,8kWp
Potência CC mín.	150 V	502 V	502 V
Tensão FV típica		557 V	557 V
Tensão CC máx. (FV)	1000 V	799 V	799 V
Corrente máx. de CC (A/B)	33/11 A	24,2 A	8,1 A
Corrente máx. de curto-circuito (inversor) (A/B)	50,0/12,5 A	25,7 A	8,6 A

O rendimento energético anual calculado é aproximadamente de 90 953,0 kWh, o que corresponde a 1 579 kWh/kWp. Possui um rácio de eficiência de 87,5% e considera como perdas em linha um valor de 0,11%. A razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor são de 91% e de 97,9%, respetivamente, como se pode comprovar na Figura 4.33.

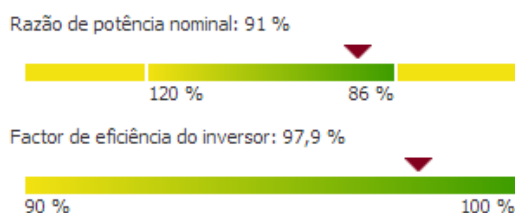


Figura 4.33 - Razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor da UPAC de 57,6 kWp<sup>35</sup>.

Apesar da razão de potência se encontrar acima do mínimo estabelecido, esta encontra-se muito baixa, pelo que, para aumentar a razão de potência nominal, foi acrescentado mais um inversor. Para isto, e para que a razão de potência não ultrapasse os 120%, foi aumentado o número de módulos para 244, o que corresponde a uma potência de pico de 58,56 kWp.

A configuração sugerida para a montagem dos módulos com os inversores é a seguinte:


▼ Inversores		
Tipo		1. Gerador fotovoltaico 1 244 / 244
 4 x STP 17000TL-10		A: 2 x 21 B: 1 x 19

Figura 4.34 - Configuração sugerida para uma potência de pico 58,56 kWp<sup>35</sup>.

Verifica-se que na alteração submetida, com 4 inversores, a entrada A do inversor é constituída por duas *strings* de vinte e um módulos e a entrada B constituída por uma única *string* com dezanove módulos. Os parâmetros e o desempenho do inversor estão descritos na tabela abaixo.

Tabela 4.15 - Parâmetros da UPAC de 58,56 kWp<sup>35</sup>.

Parâmetros	Inversor	Entrada A	Entrada B
Potência máx. CC	17,41 kW	10,08 kWp	4,56kWp
Potência CC mín.	150 V	527 V	477 V
Tensão FV típica		585 V	529 V
Tensão CC máx. (FV)	1.000 V	839 V	759 V
Corrente máx. de CC (A/B)	33/11 A	16,2 A	8,1 A
Corrente máx. de curto-circuito (inversor) (A/B)	50,0/12,5 A	17,2 A	8,6 A

O rendimento energético anual calculado é aproximadamente de 92 591,70 kWh, o que equivale a 1 581 kWh/kWp. Possui um rácio de eficiência de 87,6% e considera como perdas em linha um valor de 0,10%. A razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor são de 119% e de 98%, respetivamente.

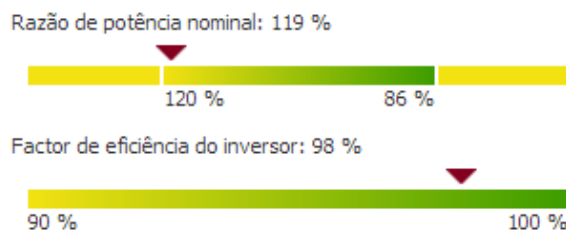


Figura 4.35 - Razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor da UPAC de 58,56 kWp<sup>35</sup>.

A tabela 4.16 resume as perdas e dimensões dos cabos.

Tabela 4.16- Dimensionamento de cabos para uma UPAC de 58,56 kWp<sup>35</sup>.

	CC	BT	Total
Potência dissipada no modo nominal	67,38 W	288,72 W	356,10 W
Potência dissipada relativa no modo nominal	0,12 %	0,54 %	0,67 %
Comprimento total do cabo	240,00 m	45,00 m	285,00 m
Secções dos cabos	4 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup> / 16 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup> / 16 mm <sup>2</sup>

Analisando a secção do autoconsumo, chega-se à conclusão que a componente de injeção de energia representa 29% do total de energia produzida, com um valor anual de 26 882 kWh. A taxa de autonomia da instalação, em percentagem do consumo de energia, é de 30,4% e possui uma quota de autoconsumo de 71%. A imagem que se segue mostra graficamente estes dados.

#### Taxa de autonomia

30,4 %

#### Quota de autoconsumo

71 %

#### Distribuição da energia fotovoltaica

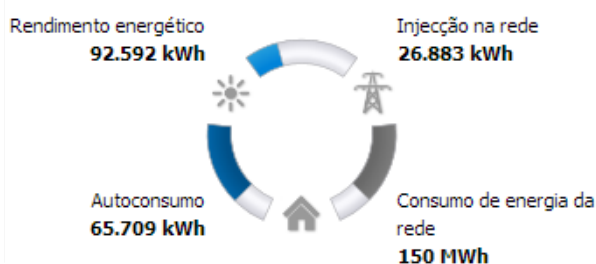


Figura 4.36 - Determinação do Autoconsumo para uma UPAC 58,56 kWp<sup>35</sup>.

Na secção da análise da rentabilidade, o custo total dos 244 módulos apresentam um valor de 63 440,00 € e os quatro inversores apresenta um valor de 18 400 €, sendo que no total estes somam 81 840 €. O custo da estrutura de suporte em alumínio (30°) e dos acessórios apresentam um valor de 8 184 € e de 4 092 €, respetivamente. A mão de obra da instalação desta UPAC tem um custo de 8 184€ com o valor de manutenção anual de 511,43 € o que resulta num custo específico de 1746,93 €/kWp, ou seja, 102 300,00 €.

Ao fim de 20 anos, o ganho económico total em custo energéticos é de 209 158 €, dos quais 7 294 € resultam da poupança no primeiro ano. O lucro proveniente da injeção de energia durante 20 anos situa-se na ordem dos 18 343 € e o período de amortização previsto é de 12 anos, como se pode ver no gráfico que se segue.

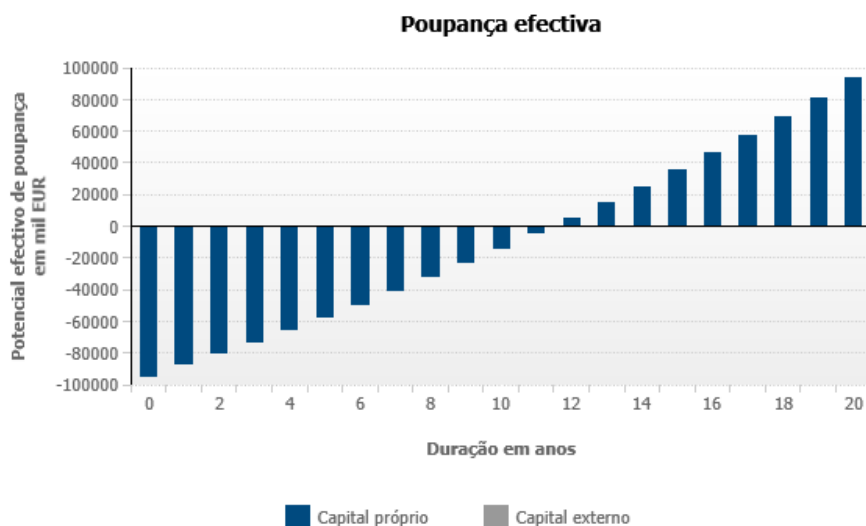


Figura 4.37 - Período de amortização e poupança efectiva da UPAC de 58,56 kWp<sup>35</sup>.

No anexo 6, encontra-se o relatório final retirado do *software* para este dimensionamento e, na tabela que se segue encontra-se um quadro de resumo dos resultados obtidos para o sistema sobredimensionado.

Tabela 4.17 - Resumo dos resultados obtidos para o sistema sobredimensionado baseados nas faturas da electricidade

Caso de Estudo	Sobredimensionado		
Método de Simulação	Análítico	Blue Sol Design 2013	Sunny Design Web
Características Gerais: Módulos	260	264	244
Potência de Pico [kWp]	62,4	63,36	58,56
Inversores	4	4	4
Energia Produzida [kWh]	102731	95445,12	92592
Energia Autoconsumida Anual[kWh]	72753,6	70209,4	65709
Energia Injetada Anual [kWh]	28820	25235,69	26883
Custo da Instalação [€]	107500	108800	102300
Custo da Manutenção (20 Anos)	10750	10880	10230
Poupança [€]	9561,91	8777,44	8822,58
Período de Amortização [Anos]	12,37	10,2	12

#### 4.3.1.3 Nota conclusiva

O estudo efetuado com base nos valores das faturas da electricidade do ano de 2013 da *Lacticôa, Lda.*, permite retirar elações acerca de qual o sistema apresenta a melhor relação económica investimento/retorno. Comparou-se o período de amortização do investimento para os diferentes casos de estudo, ou seja, o número de anos que a poupança gerada demora a igualar o investimento económico.

Os dados apresentados do investimento foram calculados em função do custo de manutenção, ao longo de 20 anos de funcionamento, e do custo de aquisição da UPAC. Os valores da poupança foram calculados a partir da renumeração proveniente da venda da eletricidade à RESP e da redução da dependência de eletricidade da RESP.

No sistema adaptado ao perfil de carga, o estudo analítico apresenta um período de amortização do investimento de 9,95 anos, sendo que o estudo baseado no *Blue Sol Design* e no *Sunny Design Web* apresenta 8,7 e 9 anos, respetivamente.

O sistema sobredimensionado exhibe um período de amortização superior ao sistema adaptado ao perfil de consumo, apresentando para o estudo analítico um período de 12,37 anos, para o *Blue Sol Design* e para o *Sunny Design Web* um período de 10,2 e 12 anos, respetivamente.

Após esta análise, é notório que para todos os estudos com base nas faturas da eletricidade, o perfil de produção de uma UPAC mais adaptado ao perfil de carga de uma instalação mostra um custo de aquisição e um período de amortização inferior. Com este conhecimento, no subcapítulo que se segue os estudos realizados serão para um sistema que se adapte o melhor possível a um perfil de consumo.

#### **4.3.2 Dimensionamento baseado nos dados do analisador de energia**

Após o tratamento dos dados recolhidos pelo analisador de energia, foi possível traçar o gráfico do perfil de consumo da instalação auditada. O gráfico da figura 4.38, mostra os perfis de carga de todos os dias da semana, sendo de salientar que, o dia de maior consumo foi a quarta-feira e o dia de menor consumo o domingo. Ao analisar os dados, denotou-se que os valores de quinta-feira não eram os esperados, apresentando consumos muito baixos para um dia útil. Após uma pequena pesquisa descobriu-se que esse mesmo dia foi feriado municipal em Trancoso.

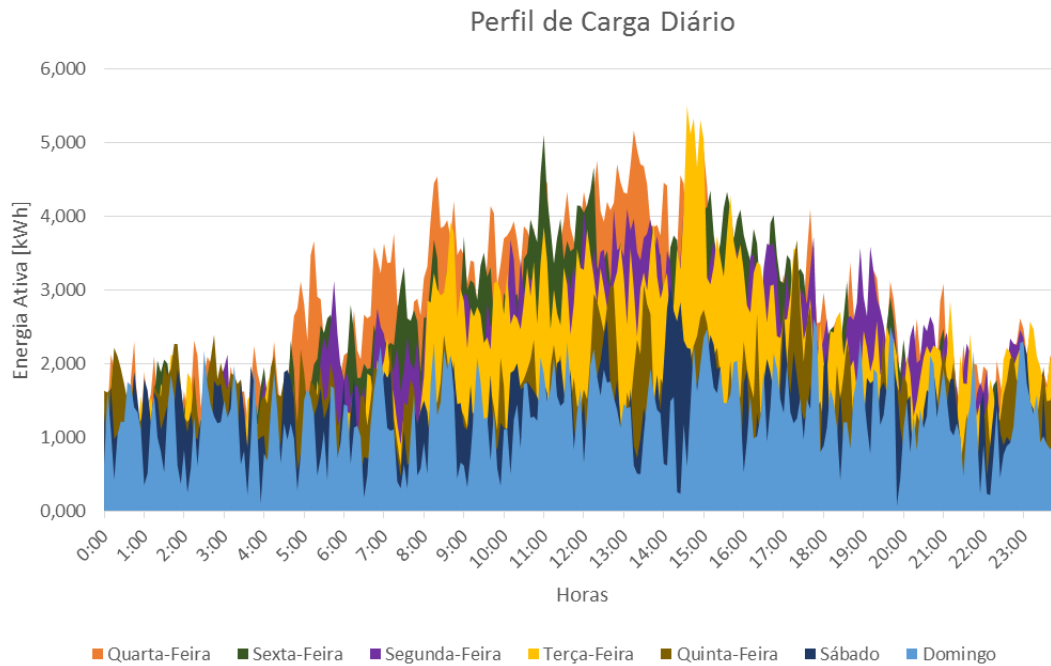


Figura 4.38 - Perfil de Carga Diário da Lacticôa, Lda..

De forma a garantir uma maior componente fotovoltaica no consumo da *Lacticôa* e, uma vez que, auditoria decorreu na primavera, o dimensionamento da UPAC foi realizado para o dia que ocorreu o maior consumo de energia ativa que foi na quarta-feira.

Analisando o gráfico retirado do PVGIS chega-se à conclusão que para o mês de maio ao meio-dia o valor de irradiação médio é de  $763\text{W}/\text{m}^2$ .

A energia consumida no intervalo de tempo entre as 12 horas e as 12 horas e 5 minutos de quarta-feira apresenta um valor de 4,33 kWh. Torna-se necessário adaptar a fórmula 4.2 a valores de consumo de energia a cada 5 minutos, pois essa equação é para uma hora, tendo que a dividir por 12.

$$4,33 = \frac{x * 1,64 * 0,763 * 0,146 * 0,978 * 0,95 * 0,96 * 0,96}{12}$$

$$x = 332\text{módulos}$$

Assim, para o valor de 4,33 kWh de energia consumida requiere uma potência de pico de 79,68 kWp.

### 4.3.2.1 Dimensionamento Analítico

Com a potência de pico calculada, determina-se o número de inversores necessários a partir da expressão 4.3:

$$N_{inversor} \geq \frac{332 * 240}{17410}$$

$$N_{inversor} \geq 4,58$$

São necessários cinco inversores. Como os equipamentos utilizados neste dimensionamento são os mesmos dos dimensionamentos anteriores, o número máximo e mínimo de módulos em série e em paralelo já se encontram calculados.

Através da equação 4.6, o número mínimo de módulos em série é:

$$N_{min} \geq 12$$

Número máximo de módulos em série com base na equação 4.7:

$$N_{máx} \leq 19$$

Número máximo de fileiras por *String* a partir da equação 4.8:

$$N_{fileira A} \leq 4 \quad N_{fileira B} \leq 1$$

Sendo necessário manter o equilíbrio elétrico da instalação, é preciso garantir que o número de módulos em série seja igual em todas as fileiras. Como o número limite é de 332 módulos fotovoltaicos, houve uma redução para 325 módulos.

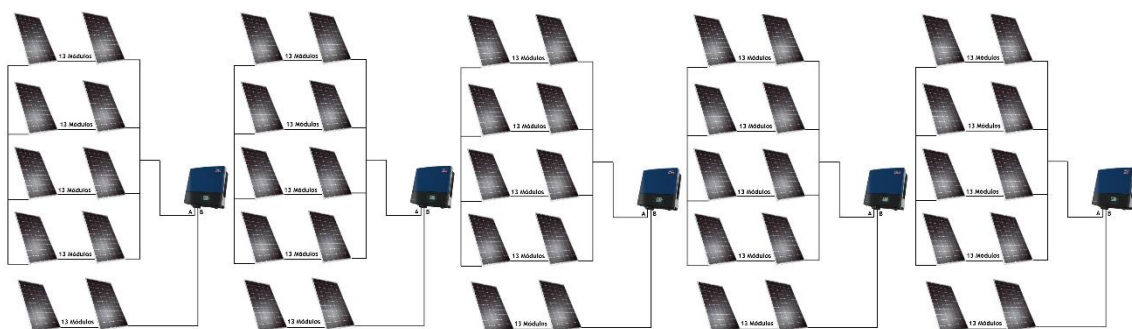


Figura 4.39-Esquema de montagem dos módulos fotovoltaicos para o perfil de consumo de quarta-feira.

Estima-se que a energia anual realmente produzida pelo sistema será de (equação 4.2):

$$E_{Real} = 325 * 1,64 * 5,280 * 365 * 0,146 * 0,978 * 0,95 * 0,96 * 0,96$$

$$E_{Real} = 128\,414\text{ kWh}$$

Nos 7 gráficos seguintes, verifica-se que para os perfis de carga da semana analisada, o consumo de energia ativa não é constante, tendo diversos picos a cada cinco minutos. Assim, para qualquer dimensionamento é difícil ocorrer uma injeção nula na RESP, logo, nem toda esta energia produzida pela UPAC será consumida.

Com este dimensionamento, foi possível traçar os gráficos da produção estimada pela UPAC e comparar com o perfil de carga de cada dia analisado. Os gráficos que seguem são constituídos pelo perfil de carga, pela energia injetada na RESP e pela energia autoconsumida para cada dia da semana, do mês de maio.

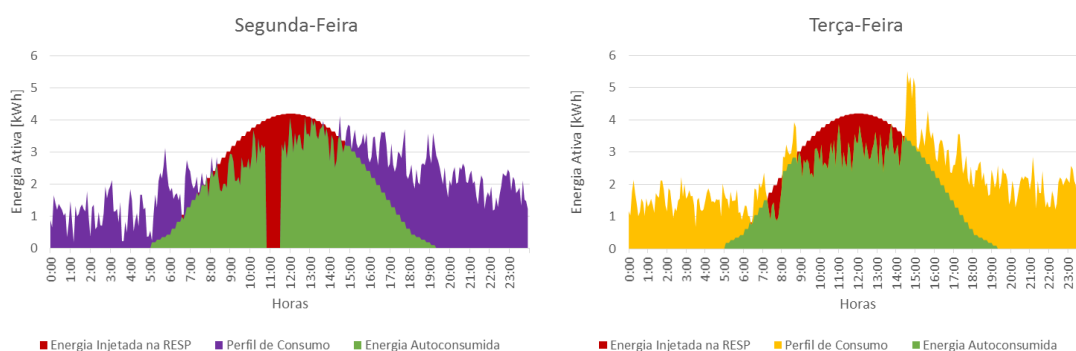


Figura 4.40 e 4.41 - Perfil de carga de segunda-feira e terça-feira com a componente da UPAC.

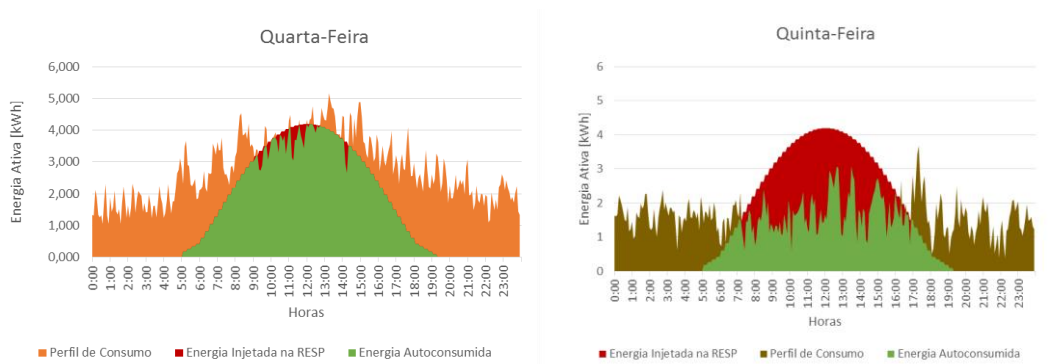


Figura 4.42 e 4.43 - Perfil de carga de quarta-feira e quinta-feira com a componente da UPAC.

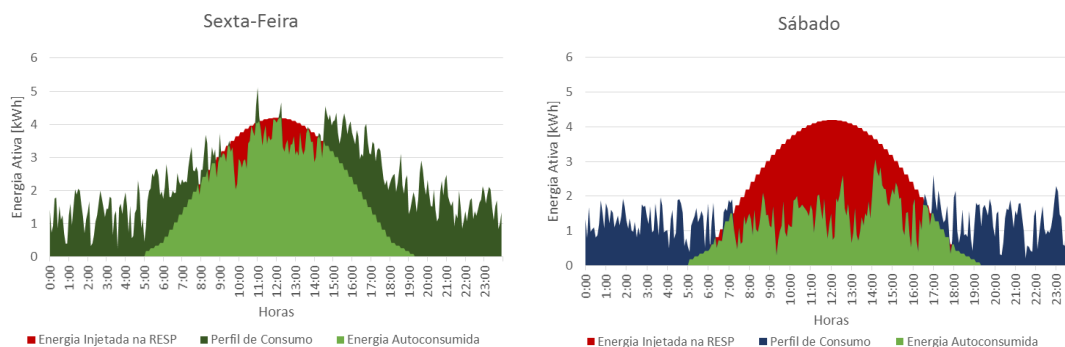


Figura 4.44 e 4.45 - Perfil de carga de sexta-feira e sábado com a componente da UPAC.

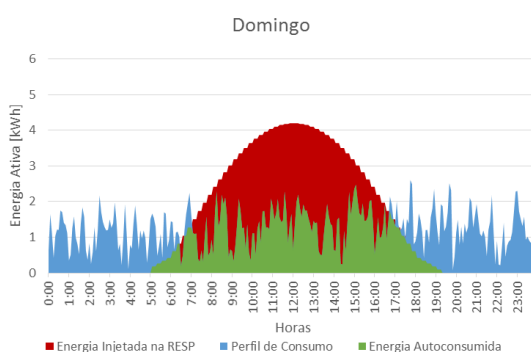


Figura 4.46 - Perfil de carga de domingo com a componente da UPAC.

Após análise detalhada, é notória uma boa adaptação do perfil de carga ao perfil de produção nos dias de funcionamento normal da fábrica.

Verifica-se também, que nos dias de menor consumo de energia ativa existem picos elevados de consumo devido às câmaras frigoríficas. Estes picos, para este dimensionamento, correspondem a cerca de metade da produção fotovoltaica para o mês de maio. Porém, analisando as faturas da eletricidade de 2013, verifica-se que o consumo de energia ativa é semelhante na maioria dos meses, podendo-se supor que este perfil de consumo será muito semelhante às restantes semanas do ano. Por exemplo, em janeiro, estes picos de consumo correspondem a mais de metade da produção da UPAC pois, nesse mês a produção fotovoltaica cai 40% em relação a maio.

Para uma correta análise económica e da produtividade, optou-se por não utilizar os dados do perfil de carga da quinta-feira auditada pois, foi feriado. Estipulou-se um novo perfil de carga para quinta-feira, este novo perfil foi calculado a partir da média dos valores de consumo dos restantes dias de trabalho.

Calculou-se, também, o benefício que esta UPAC tem em cada mês do ano, pressupondo que cada mês tem um perfil de carga igual ao da semana auditada. Por isso, o estudo económico

que se segue refere-se à energia autoconsumida e injetada na RESP e à poupança daí proveniente para cada semana do mês, como se pode verificar nas tabelas que se seguem.

Tabela 4.18 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para janeiro.

Janeiro	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Super Vazio	4238,645	0,00	6,371	0,00	0,00
Vazio Normal		0,00		0,00	0,00
Cheia		67,85		699,15	83,85
Ponta		78,02		494,94	62,95
<b>Peso Final da UPAC</b>	<b>28,17%</b>	<b>16,03%</b>	<b>Total da Poupança (Semanal)</b>	<b>153,17 €</b>	

Tabela 4.19 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para fevereiro.

Fevereiro	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Super Vazio	4238,645	0,00	12,986	0,00	0,00
Vazio Normal		0,00		0,00	0,00
Cheia		164,17		988,48	118,54
Ponta		165,70		631,66	80,34
<b>Peso Final da UPAC</b>	<b>38,22%</b>	<b>17,19%</b>	<b>Total da Poupança (Semanal)</b>	<b>211,87 €</b>	

Tabela 4.20 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para março.

Março	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Super Vazio	4238,645	0,00	10,159	0,00	0,00
Vazio Normal		0,08		25,76	2,43
Cheia		261,29		1216,08	145,84
Ponta		233,26		671,22	85,37
<b>Peso Final da UPAC</b>	<b>45,13%</b>	<b>17,98%</b>	<b>Total da Poupança (Semanal)</b>	<b>243,79 €</b>	

Tabela 4.21 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para abril.

Abril	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Super Vazio	4238,645	0,00	8,136	3,42	0,32
Vazio Normal		0,92		42,46	4,01
Cheia		271,38		1377,44	165,19
Ponta		289,86		641,16	81,54
<b>Peso Final da UPAC</b>	<b>48,71%</b>	<b>18,18%</b>	<b>Total da Poupança (Semanal)</b>	<b>259,19 €</b>	

Tabela 4.22 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para maio.

Maio	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Super Vazio	4238,645	0,00	31,532	22,58	2,11
Vazio Normal		2,67		70,17	6,62
Cheia		421,01		1413,79	169,55
Ponta		386,40		593,06	75,43
<b>Peso Final da UPAC</b>	<b>49,53%</b>	<b>19,80%</b>	<b>Total da Poupança (Semanal)</b>	<b>285,23 €</b>	

Tabela 4.23 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para junho.

Junho	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Super Vazio	4238,645	0,00	36,647	26,94	2,51
Vazio Normal		3,31		74,58	7,04
Cheia		493,07		1586,60	190,27
Ponta		480,10		650,17	82,69
<b>Peso Final da UPAC</b>	<b>55,17%</b>	<b>20,25%</b>	<b>Total da Poupança (Semanal)</b>	<b>319,16 €</b>	

Tabela 4.24 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para julho.

Julho	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Super Vazio	4238,645	0,00	55,446	18,42	1,72
Vazio Normal		1,94		64,52	6,09
Cheia		610,28		1604,47	192,42
Ponta		586,35		650,77	82,77
<b>Peso Final da UPAC</b>	<b>55,16%</b>	<b>21,61%</b>	<b>Total da Poupança (Semanal)</b>	<b>338,43 €</b>	

Tabela 4.25 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para agosto.

Agosto	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Super Vazio	4238,645	0,00	50,030	6,61	0,62
Vazio Normal		0,77		43,97	4,15
Cheia		577,27		1536,65	184,28
Ponta		577,17		650,77	82,77
<b>Peso Final da UPAC</b>	<b>52,80%</b>	<b>21,66%</b>	<b>Total da Poupança (Semanal)</b>	<b>321,84 €</b>	

Tabela 4.26 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para setembro.

Setembro	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Super Vazio	4238,645	0,00	40,184	0,00	0,00
Vazio Normal		0,24		30,42	2,87
Cheia		417,70		1379,63	165,45
Ponta		463,05		649,81	82,64
<b>Peso Final da UPAC</b>	<b>48,60%</b>	<b>20,40%</b>	<b>Total da Poupança (Semanal)</b>	<b>291,15 €</b>	

Tabela 4.27 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para outubro.

Outubro	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Super Vazio	4238,645	0,00	18,198	0,00	0,00
Vazio Normal		0,00		4,90	0,46
Cheia		170,52		1090,81	130,82
Ponta		221,49		624,41	79,41
<b>Peso Final da UPAC</b>	<b>40,58%</b>	<b>17,54%</b>	<b>Total da Poupança (Semanal)</b>	<b>228,89 €</b>	

Tabela 4.28 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para novembro.

Novembro	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Super Vazio	4238,645	0,00	7,116	0,00	0,00
Vazio Normal		0,00		0,00	0,00
Cheia		88,96		773,93	92,81
Ponta		98,86		542,36	68,98
<b>Peso Final da UPAC</b>	<b>31,05%</b>	<b>16,32%</b>	<b>Total da Poupança (Semanal)</b>	<b>168,91 €</b>	

Tabela 4.29 - Cálculo da poupança semanal no consumo de energia ativa devido à UPAC para dezembro.

Dezembro	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Super Vazio	4238,645	0,00	7,504	0,00	0,00
Vazio Normal		0,00		0,00	0,00
Cheia		61,03		653,42	78,36
Ponta		71,34		470,41	59,83
<b>Peso Final da UPAC</b>	<b>26,51%</b>	<b>15,97%</b>	<b>Total da Poupança (Semanal)</b>	<b>145,69 €</b>	

A título de exemplo, as horas de irradiação solar do mês de maio disponíveis do PVGIS, iniciam às 5 horas e 7 minutos e terminam às 19 horas e 7 minutos, o que significa que a produção de energia elétrica proveniente da UPAC, abrange todos períodos do ciclo horário: o Super Vazio (0,0758 €/kWh), o Vazio Normal (0,0767 €/kWh), as Cheias (0,0975 €/kWh) e as Pontas (0,1034 €/kWh). O total previsto de energia autoconsumida nesta semana na tarifa de Super Vazio (EASV) é de 22,58 kWh, de Vazio Normal (EAVN) de 70,17 kWh, de Cheia (EAC) de 1413,79 kWh e de Ponta (EAP) de 593,06 kWh, permitindo assim calcular a poupança estimada para esta semana.

$$Poupança_{Maio} = (EASV * 0,0758 + EAVN * 0,0767 + EAC * 0,0975 + EAP * 0,1034) * IVA \quad (4.10)$$

$$Poupança_{Maio} = (22,58 * 0,0758 + 70,17 * 0,0767 + 1413,79 * 0,0975 + 593,06 * 0,1034) * 1,23$$

$$Poupança_{Maio} = 253,7€$$

À semelhança de dimensionamentos anteriores, a partir do *site* da OMIE, foi possível retirar-se o valor médio aritmético do custo da eletricidade para Portugal em maio de 2013, de 43,25 €/MWh<sup>37</sup>. A remuneração proveniente da eletricidade fornecida à RESP durante a última semana de maio é calculada com base na equação 3.4:

$$R_{UPAC, Janeiro} = 810,08 * 43,25 * 10^{-3} * 0,9 = 31,532 €$$

A soma da remuneração proveniente da venda de energia à RESP com a poupança no consumo de energia, para a semana da auditoria é de 285,23 €. Para ter uma previsão geral da poupança anual, multiplicou-se a poupança de cada semana do mês pelo número médio de semanas num mês que, são, aproximadamente, 4,35, obtendo-se uma poupança de 12 907,88 €. O retorno económico da UPAC foi calculado a partir dos dados que se seguem.

- Módulo *Bosch c-Si 240 Wp* - 260 €;
- Inversor *SMA STP 1700TL* - 4 600 €;
- Estrutura de suporte em alumínio (30°) - 10% do custo total dos equipamentos (módulos e inversores);
- Acessórios - 5% do custo total dos equipamentos (módulos e inversores);
- Mão-de-obra - 10% do custo total dos equipamentos (módulos e inversores);
- Manutenção anual - 0,5% do custo total da instalação.

Com isto, é possível calcular o custo total da instalação ao longo de 20 anos.

Tabela 4.30 - Custo de uma UPAC com 78 kWp.

Constituintes da orçamentação	Custo efetivo com IVA
Custo dos módulos	84 500 €
Custo dos Inversores	23 000 €
Estruturas (30°)	10 750 €
Acessórios	5 375 €
Mão-de-obra	10 750 €
Custo total da Instalação	134 375 €
Manutenção (20 anos)	13 437,5€
Custo Final (20 anos)	147 812,5€

O período de amortização é de 11,45 anos, como se verificar na tabela 4.31.

Tabela 4.31 - Cálculo da poupança anual no consumo de energia ativa devido à UPAC de 78 kWp e o período de amortização.

Anual	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Super Vazio	221257,276	0,00	1236,743	339,17	31,62
Vazio Normal		43,25		1552,02	146,42
Cheia		15679,72		62294,01	7470,61
Ponta		15884,39		31627,81	4022,49
<b>Peso Final da UPAC</b>	43,30%	19%	<b>Total da Poupança (Anual)</b>	12 907,88 €	<b>Retorno (Anos)</b>
			<b>Custo Total (20 anos)</b>	147 812,50 €	<b>11,45</b>

#### 4.3.2.2 Dimensionamento através do *Blue Sol Design 2013*

Depois de inserir todos os parâmetros, referentes à localização, aos perfis de carga e a potência de pico desejada (79,68 kWp) é possível seleccionar o modelo do módulo *Bosch c-Si M60 17 M240 3BB* e do inversor *SMA Inversor Sunny Tripower 17000TL*. O programa *Blue Sol Design 2013* automaticamente propõe diversas configurações possíveis para a potência de pico adotada.





3	Strings X	22	Modules
	3 Strings		
20 Modules	14,4 kW	83%	
21 Modules	15,12 kW	87%	
22 Modules	15,84 kW	91%	
23 Modules	16,56 kW	95%	

Figura 4.47 - Configurações possíveis para a UPAC de 79,68 kWp.

Optou-se pela configuração de cinco inversores com três *strings* de 22 módulos cada um, o que equivale a 330 módulos fotovoltaicos e a uma potência de pico de 79,2kWp.

Ao selecionar o ícone da definição dos cabos, o programa automaticamente dimensionou todos os conjuntos de cabos do sistema fotovoltaico e na verificação do sistema, foi possível observar que todos os parâmetros da UPAC estão bem dimensionados, como se pode verificar na imagem retirada do próprio programa.

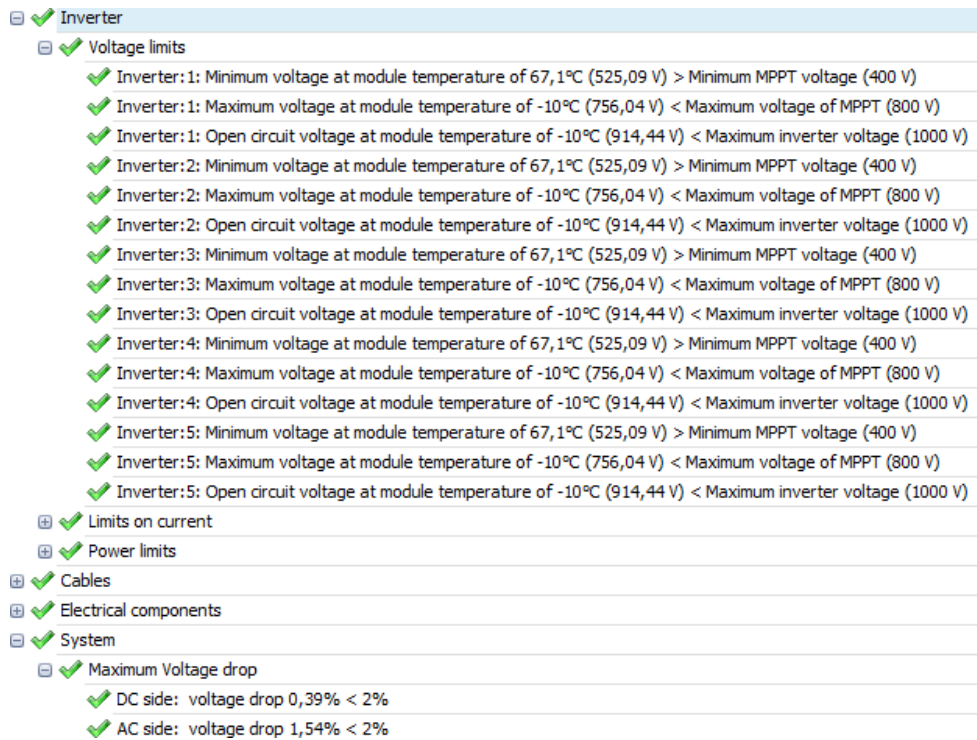


Figura 4.48 - Verificação dos parâmetros para uma UPAC de 79,2 kWp.

Desta análise, chega-se à conclusão que a componente de injeção de energia representa 19,53% do total de energia produzida, com um valor anual de 23300,54 kWh (Figura 4.49). Logo, esta possui uma quota de autoconsumo de 80,47%, com um valor anual de 96 005,86 kWh.

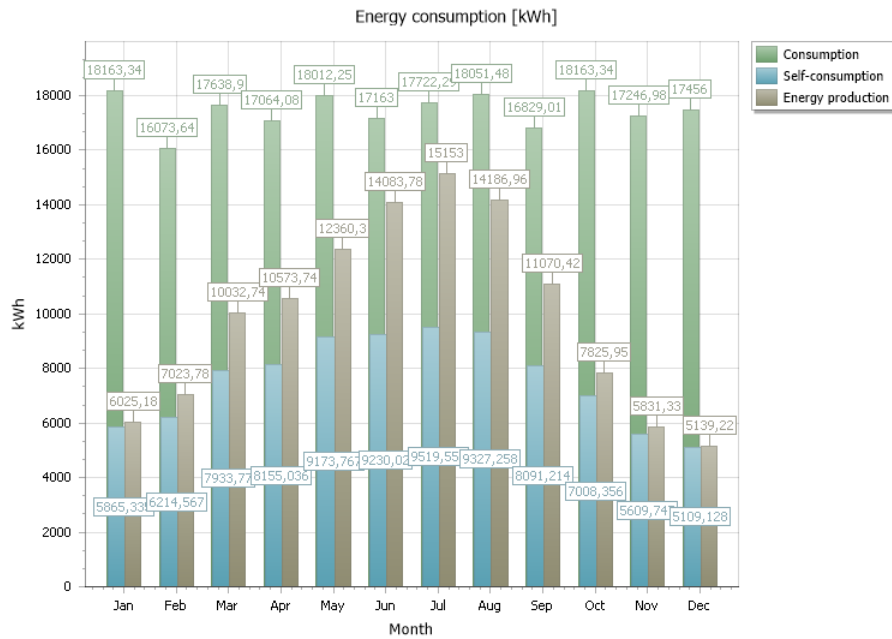


Figura 4.49 - Energia consumida, produzida e autoconsumida para uma UPAC de 79,2 kWp.

Ainda na secção da análise da rentabilidade, o custo total do sistema apresenta um valor de 136 000 € com um custo de manutenção de 680 € ao ano e ao longo dos 20 anos no valor de 13 600 €. O custo da estrutura de suporte em alumínio (30°) e dos acessórios apresentam um valor de 10 880 € e de 5 440 €, respetivamente. O custo específico da instalação da UPAC é de 1 717,2 €/kWp.

Ao fim de 20 anos, estima-se que o retorno económico da UPAC seja de 240 493,07 € dos quais 102 980,77 € são líquidos, o período de amortização previsto em anos é de 9,8 (Figura 4.50).

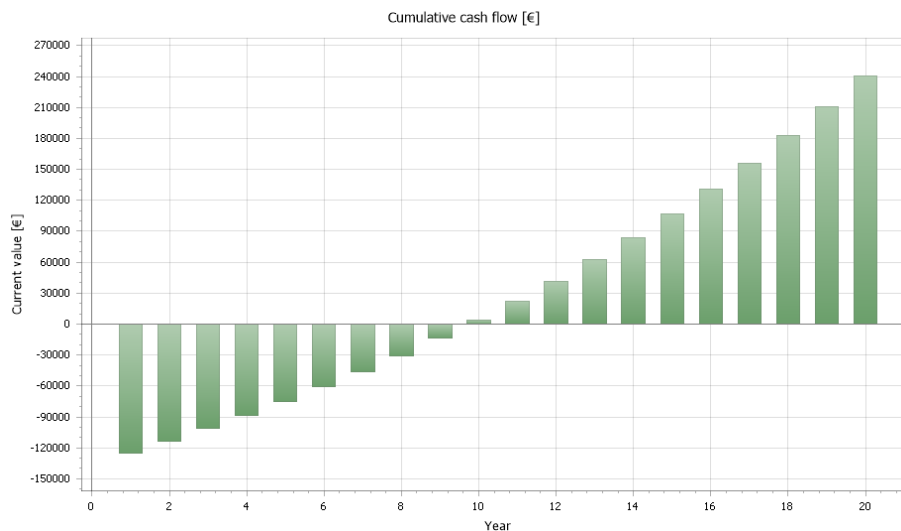


Figura 4.50 - Período de retorno do investimento para uma UPAC de 79,2 kWp.

O esquema elétrico resultante deste dimensionamento encontra-se no anexo 7.

### 4.3.2.3 Dimensionamento através SMA Sunny Design Web

Para a cidade de Lisboa, o mês de maio ao meio-dia apresenta uma irradiação média de 810 W/m<sup>2</sup> para 30° de inclinação. A energia consumida no intervalo de tempo entre as 12 horas e as 12 horas e 5 minutos de quarta-feira apresenta um valor de 4,33 kWh. O número de módulos poderá ser calculado pela fórmula 4.2:

$$4,33 = \frac{x * 1,64 * 0,81 * 0,146 * 0,978 * 0,95 * 0,96 * 0,96}{12}$$

$$x = 313 \text{ módulos}$$

Depois de inserir os 313 módulos fotovoltaicos da *Bosch Solar*, a potência de pico do gerador fotovoltaico apresenta um valor de 75,12 kWp.

Ao optar pela sugestão de dimensionamento, os módulos com o inversor apresentam a seguinte configuração:

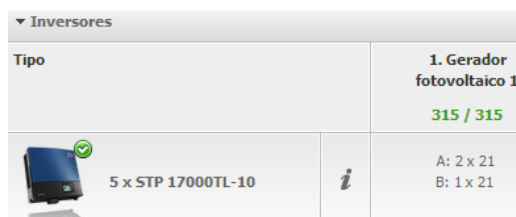


Figura 4.51 Configuração sugerida para uma potência de pico de 75,6 kWp<sup>35</sup>.

Como se verifica na figura acima, são necessários 5 inversores, a entrada A do inversor constituir-se por duas *strings* de vinte e um módulos e a entrada B por uma única *string* também com vinte e um módulos. Esta escolha aumenta a potência de pico para 75,6 kWp o que equivale a 315 módulos. Os parâmetros e o desempenho do inversor estão descritos na tabela abaixo.

Tabela 4.32 - Parâmetros da UPAC de 75,6 kWp<sup>35</sup>.

Parâmetros	Inversor	Entrada A	Entrada B
Potência máx. CC	17,41 kW	10,08 kWp	5,04kWp
Potência CC mín.	150 V	527 V	527 V
Tensão FV típica		585 V	585 V
Tensão CC máx. (FV)	1000 V	839 V	839 V
Corrente máx. de CC (A/B)	33/11 A	16,2 A	8,1 A
Corrente máx. de curto-circuito (inversor) (A/B)	50,0/12,5 A	17,2 A	8,6 A

O rendimento energético anual calculado é, aproximadamente, de 119,63 MWh, o que equivale a 1582 kWh/kWp. Possui um rácio de eficiência de 87,6% e considera como perdas em linha um

valor de 0,10%. A razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor são de 115% e de 98%, respetivamente, como se pode comprovar na imagem que se segue.



Figura 4.52- Razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor da UPAC de 75,6 kWp<sup>35</sup>.

O dimensionamento de cabos apresenta as seguintes perdas e dimensões:

Tabela 4.33 - Dimensionamento de cabos para uma UPAC de 75,6 kWp<sup>35</sup>.

	CC	BT	Total
Potência dissipada no modo nominal	84,22 W	641,60 W	725,82W
Potência dissipada relativa no modo nominal	0,12 %	0,93 %	1,05 %
Comprimento total do cabo	300,00 m	62,00 m	362,00 m
Secções dos cabos	4 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup> /16 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup> /16 mm <sup>2</sup>

Analisando a secção do autoconsumo, chega-se à conclusão que a componente de injeção de energia representa 28,5% do total de energia produzida, com um valor anual de 34 112 kWh. A taxa de autonomia da instalação, em percentagem, em relação ao consumo total de energia é de 40,9% e possui uma quota de autoconsumo de 71,5%, como mostra a Figura 4.53.



Figura 4.53 - Determinação do autoconsumo para uma UPAC 75,6 kWp<sup>35</sup>.

Na secção da análise da rentabilidade, o custo total dos 315 módulos apresentam um valor de 81 900 € e os cinco inversores apresenta um valor de 23 000 €, sendo que no total estes somam 104 900 €. O custo da estrutura de suporte em alumínio (30º) e dos acessórios é de 10 490 € e de 5 245 €, respetivamente. A mão de obra da instalação desta UPAC custa 10 490 €, com o

valor de manutenção anual de 625,63 €, o que resulta num custo específico de 1 734,46 €/kWp ou seja, 131 125 €.

Ao fim de 20 anos, a poupança total na fatura energética é de 290 277 € dos quais 10 122 € resultam da poupança no primeiro ano. O lucro proveniente da injeção de energia durante 20 anos situa-se na ordem dos 18 543 € e são necessários 11 anos para amortizar o investimento (Figura 4.54).

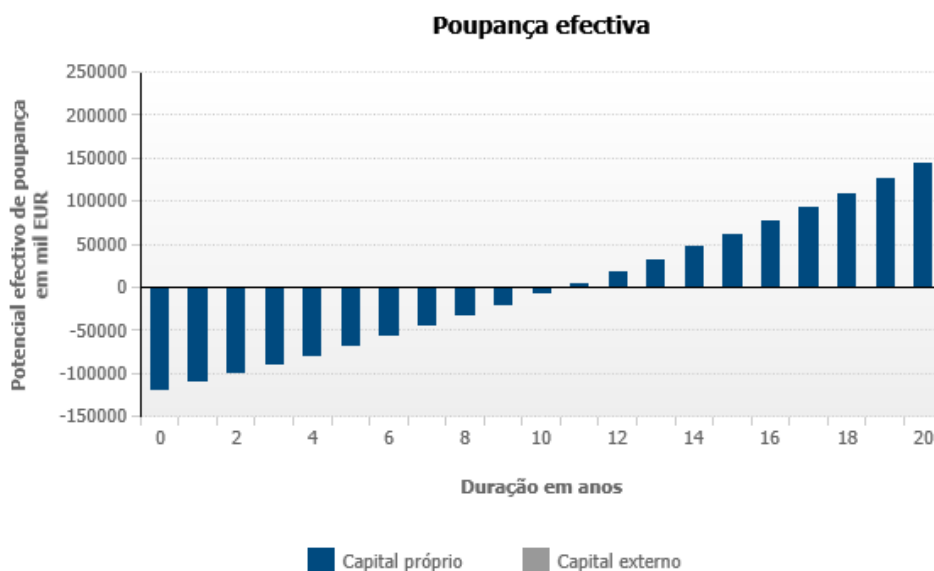


Figura 4.54 - Período de amortização e poupança efectiva da UPAC de 75,6 kWp<sup>35</sup>.

No anexo 8, encontra-se o relatório final do dimensionamento anterior e, na tabela que se segue encontra-se um resumo dos valores obtidos do estudo através do analisador de energia.

Tabela 4.34 - Quadro de resumo de um sistema adaptado ao perfil de carga baseado nos dados do analisador.

Caso de Estudo		Sistema adaptado ao perfil de carga		
Método de Simulação		Analítico	Blue Sol Design 2013	Sunny Design Web
Características Gerais:	Módulos	325	330	315
	Potência de Pico [kWp]	78,8	79,2	75,6
	Inversores	5	5	5
Energia Produzida [kWh]		128414	119306,4	120000
Energia Autoconsumida Anual[kWh]		95813	96005,86	85519
Energia Injetada Anual [kWh]		31607,36	23300,54	34112
Custo da Instalação [€]		134375	136000	131125
Custo da Manutenção (20 Anos)		13437,5	13600	13112,5
Poupança [€]		12 907, 88	11565,37	11049,15
Período de Amortização [Anos]		11,45	9,8	12

#### 4.3.2.4 Nota conclusiva

Os diferentes estudos realizados foram conduzidos com base nos perfis de consumo de uma semana da *Lacticôa, Lda.*. Esta avaliação permitiu perceber se o sistema com o perfil de produção de uma UPAC adaptado ao perfil de carga da instalação apresenta uma boa relação económica investimento/retorno.

O estudo analítico apresentou um período de amortização de 11,45 anos, sendo que através do *Blue Sol Design* e do *Sunny Design Web* apresentaram um período de 9,8 e 11 anos respetivamente.

Desta forma, conclui-se que ao contrário do estudo realizado com as faturas da eletricidade, para este caso mesmo que se tente adaptar o perfil de produção ao perfil de consumo haverá sempre picos de injeção de energia na RESP pois, o perfil de consumo não é linear, ao contrário do que foi concluído através das faturas. Este fator dificulta o equilíbrio entre ter uma boa componente fotovoltaica na instalação com um baixo período de amortização, este facto implica grandes investimentos para um longo período sem retorno económico, o que pode inviabilizar todo o projeto desde a raiz.

## 4.4 Caso Prático - Dimensionamento de UPAC para Habitação

Como acima mencionado, o dimensionamento de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) para uma habitação, à semelhança da projeção anterior para a indústria, foi realizado com base nos dados recolhidos através de um analisador de energia, de duas formas distintas, analiticamente e através do *software Sunny Design Web*. Para ambos determina-se a energia produzida, autoconsumida e, ainda, a rentabilidade económica do sistema.

De forma a garantir uniformidade nos diversos dimensionamentos, foi selecionado apenas um modelo de microinversor, da *SMA*, e um do módulo fotovoltaico, da *Bosch*. Estes apresentam as seguintes características:

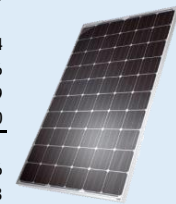
Tabela 4.35 - Características do microinversor Sunny Boy 240.

Inversor		SMA
Modelo:		SUNNY BOY 240
Eficiência:	Máx. Eficiência / Eficiência Europeia	98,2% / 97,8%
Entrada(DC):	Potência máxima CC (@ $\cos \varphi=1$ )	245 W
	Tensão Máxima de entrada	45 V
	Intervalo de Tensão MPP	23 V - 32 V
	Tensão Nominal de Entrada	29 V
	Tensão de Entrada mínima	23 V
	Tensão Inicial de Entrada	40 V
	Corrente Máxima de Entrada	8,5 A
	Corrente Máxima de Entrada por String	8,5 A
	Número de entradas independentes MPP	1
Número máximo de microinversores	12	
Saída (AC):	Potência Nominal (@ 230 V, 50 Hz)	230 W
	Potência Aparente Máxima	230 VA
	Tensão Nominal AC	230
	Intervalo de Tensão Nominal	180 V - 270 V
	Frequência	50 Hz / 45,5 Hz ... 63 Hz
	Frequência de Rede Nominal	50 Hz
	Tensão Nominal de Rede	230 V
	Corrente de Saída máxima	1 A
	Factor de Potência Nominal na Rede	1



Tabela 4.36 - Características do Módulo Fotovoltaico c-Si M60 17 M240 3BB.

Módulo Fotovoltaico		BOSCH
Modelo:		Bosch Solar Module c-Si M 60 17 M240 3BB
Eficiência:		14,60%
Dados elétricos:	Potência (Wp)	240
	Vmpp (V)	30
	Impp (A)	8,1
	Vca (V)	37,4
	Icc (A)	8,6
	Tolerância (+ Wp)	4,99
	Vmax (V)	1000
Coeficientes térmicos:	Coef. P (%/°C)	-0,46
	Coef. I (%/°C)	0,03
	Coef. V (%/°C)	-0,32
Dimensões e peso:	Altura (mm)	1660
	Largura (mm)	990
	Espessura (mm)	50
	Peso (kg)	21
	Área (m <sup>2</sup> )	1,64



#### 4.4.1 Dimensionamento Analítico

Para o dimensionamento analítico é necessário avaliar a localização de onde será realizada a instalação, os perfis de carga da habitação e estabelecer algumas considerações.

O estudo foi realizado para a localidade de Martinela, em Leiria, com um ângulo de inclinação de 30° dos módulos fotovoltaicos, orientados para Sul onde, o intervalo de temperatura de funcionamento dos mesmos será de -10°C a 70°C. Para o ângulo de 30°, a sua radiação média diária, segundo a base de dados do PVGIS-CMSAF, é no valor de  $H_{(30)}=5\ 220\ \text{kWh/m}^2/\text{dia}$ . Nos cálculos efetuados consideram-se as seguintes perdas: resistivas no valor de 4%, térmicas de 5% e 4% de perdas por incompatibilidade.

Tal como nos anteriores dimensionamentos, a UPAC foi dimensionada de forma a evitar o máximo possível a injeção e para que, na hora de maior produção de eletricidade fotovoltaica, a energia produzida iguale o consumo médio da instalação. Então, para a região de Leiria, no mês de maio ao meio-dia, observa-se que o valor de irradiação médio é de  $735\text{W/m}^2$ .

A energia consumida durante o dia a cada 5 minutos apresenta em média um valor de 0,05 kWh. Torna-se necessário adaptar a fórmula 4.2 a valores de consumo de energia a cada 5 minutos, pois esta fórmula é para uma hora, tendo que a dividir por 12.

$$0,05 = \frac{x * 1,64 * 0,735 * 0,146 * 0,959 * 0,95 * 0,96 * 0,96}{12}$$

$$x = 4 \text{ módulos}$$

A potência de pico de 4 módulos apresenta o valor de 0,96 kWp o que à luz do projeto de lei da Produção Distribuída forçaria apenas a mera comunicação prévia. Foram utilizados 4 inversores *Sunny Boy 240*, um por cada módulo.

Com este dimensionamento, foi possível traçar os gráficos da produção estimada pela UPAC e comparar com o perfil de carga, de cada dia analisado. Os gráficos que seguem são constituídos pelo perfil de carga, pela energia injetada na RESP e pela energia autoconsumida para cada dia da semana.

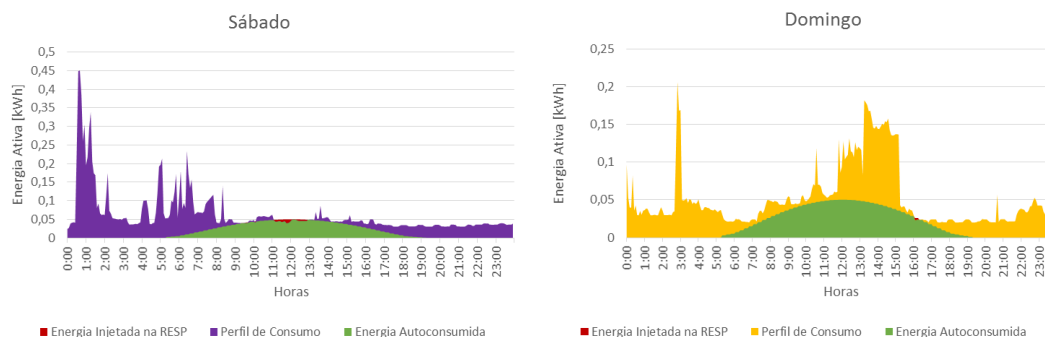


Figura 4.55 e 4.56 - Perfil de carga de sábado e domingo com a componente da UPAC (habitação).

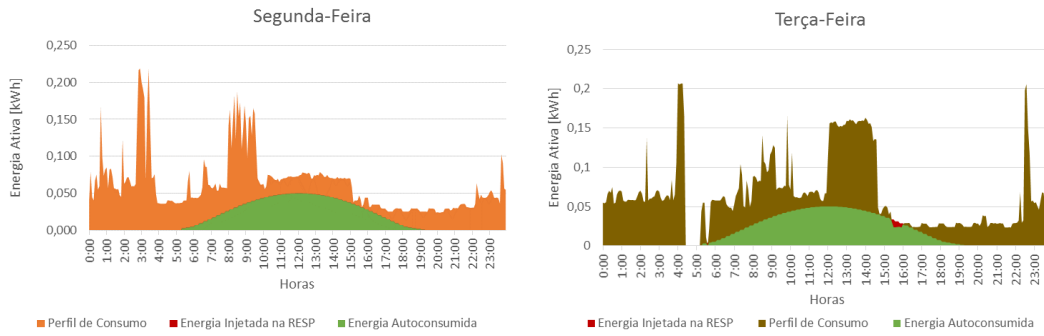


Figura 4.57 e 4.58 - Perfil de carga de segunda-feira e terça-feira com a componente da UPAC (habitação).

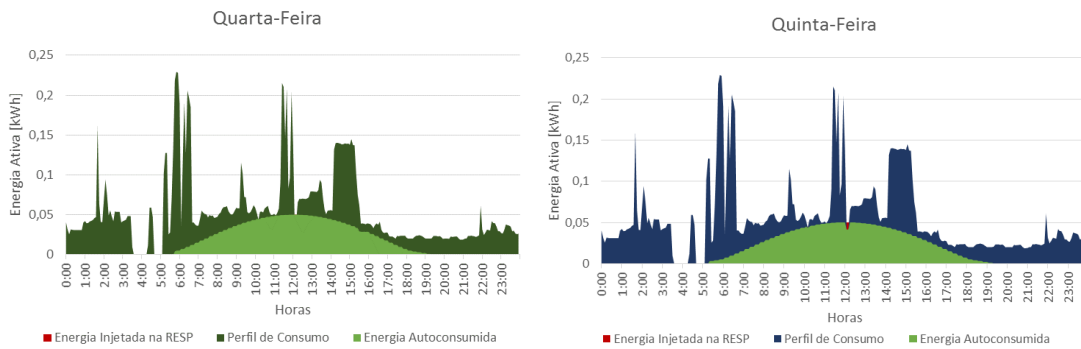


Figura 4.59 e 4.60 - Perfil de carga de quarta-feira e quinta-feira com a componente da UPAC (habitação).

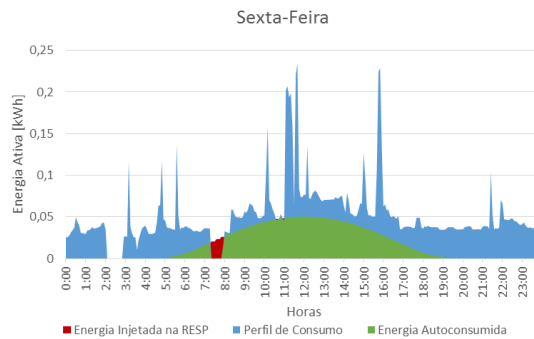


Figura 4.61 - Perfil de carga de sexta-feira com a componente da UPAC (habitação).

O dimensionamento de uma UPAC para uma habitação apresenta uma dificuldade elevada, devido aos perfis inconstantes de consumo. Ao analisar estes perfis de carga, é notório que nenhum dos dias auditados tem os picos semelhantes com os restantes dias. A escolha desta potência de pico foi a correta pois, esta aparenta adaptar-se a todos os perfis de consumo, apresentando ainda um valor de injeção na RESP residual.

Calculou-se, também, o impacto que esta UPAC tinha para cada mês do ano, pressupondo que cada mês tem um perfil de carga igual ao da semana recolhido. Por isso, o estudo económico

que se segue data para cada semana do mês a energia autoconsumida e a injetada na RESP e a poupança daí proveniente como se mostra na tabela que se segue.

Tabela 4.37 - Cálculo da poupança mensal no consumo de energia de uma habitação.

	Total Consumido	Total Injetado	Venda	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
Janeiro	518,296 [kWh]	0,046 [kWh]	0,002 €	82,711	15,545
	15,96%	0,06%		<b>Total da Poupança</b>	<b>15,55 €</b>
Fevereiro	518,296 [kWh]	0,382 [kWh]	0,015 €	105,548	19,837
	20,36%	0,36%		<b>Total da Poupança</b>	<b>19,90 €</b>
Março	518,296 [kWh]	0,953 [kWh]	0,037 €	130,273	24,484
	25,13%	0,73%		<b>Total da Poupança</b>	<b>24,65 €</b>
Abril	518,296 [kWh]	1,293 [kWh]	0,050 €	141,258	26,549
	27,25%	0,91%		<b>Total da Poupança</b>	<b>26,77 €</b>
Maio	518,296 [kWh]	1,690 [kWh]	0,066 €	149,156	28,033
	28,78%	1,12%		<b>Total da Poupança</b>	<b>28,32 €</b>
Junho	518,296 [kWh]	3,194 [kWh]	0,124 €	162,993	30,634
	31,45%	1,92%		<b>Total da Poupança</b>	<b>31,17 €</b>
Julho	518,296 [kWh]	4,700 [kWh]	0,183 €	169,790	31,911
	32,76%	2,69%		<b>Total da Poupança</b>	<b>32,71 €</b>
Agosto	518,296 [kWh]	4,198 [kWh]	0,163 €	165,048	31,020
	31,84%	2,48%		<b>Total da Poupança</b>	<b>31,73 €</b>
Setembro	518,296 [kWh]	2,479 [kWh]	0,096 €	149,500	28,098
	28,84%	1,63%		<b>Total da Poupança</b>	<b>28,52 €</b>
Outubro	518,296 [kWh]	0,590 [kWh]	0,023 €	117,533	22,090
	22,68%	0,50%		<b>Total da Poupança</b>	<b>22,19 €</b>
Novembro	518,296 [kWh]	0,124 [kWh]	0,005 €	89,962	16,908
	17,36%	0,14%		<b>Total da Poupança</b>	<b>16,93 €</b>
Dezembro	518,296 [kWh]	0,012 [kWh]	0,000 €	76,807	14,435
	14,82%	0,02%		<b>Total da Poupança</b>	<b>14,44 €</b>

A título de exemplo, para calcular a poupança no consumo de energia para uma semana no mês de janeiro é necessário saber o custo de aquisição de energia elétrica, que é de 0,1528 €/kWh. Calcula-se para essa semana a poupança de 3,57€, de acordo com a fórmula seguinte.

$$Poupança_{Janeiro} = (EA * 0,1528) * IVA \quad (4.11)$$

$$Poupan\c{c}a_{Maio} = (19,014 * 0,1528) * 1,23$$

$$Poupan\c{c}a_{Maio} = 3,57\text{€}$$

A componente da injeção da rede representa 1% da energia total produzida, o que pode ser considerada desprezável. Para ter uma previsão geral da poupança anual, multiplicou-se a poupança de cada semana do mês pelo número médio de semanas num mês que, são aproximadamente 4,35, obtendo-se uma poupança de 290,31€. O retorno económico da UPAC, este foi calculado a partir dos dados que se seguem.

- Módulo *Bosch c-Si 240 Wp* - 260 €;
- Inversor *SMA Sunny Boy 240* - 140 €<sup>38</sup>;
- *SMA Sunny Multigate* - 219,9 €<sup>39</sup>;
- Estrutura de suporte em alumínio (30°) - 10% do custo total dos equipamentos (módulos e inversores);
- Acessórios - 5% do custo total dos equipamentos (módulos e inversores);
- Mão-de-obra - 10% do custo total dos equipamentos (módulos e inversores);
- Manutenção anual - 0,5% do custo total da instalação.

Com isto, é possível calcular o custo total da instalação ao longo de 20 anos (Tabela 4.38).

Tabela 4.38 Custo de uma UPAC com 960 Wp.

Constituintes da orçamentação	Custo efetivo com IVA
Custo dos módulos	1 040 €
Custo dos Inversores	560 €
Custo do <i>Sunny Multigate</i>	219,9 €
Estruturas (30°)	160 €
Acessórios	80 €
Mão-de-obra	160 €
<b>Custo total da Instalação</b>	<b>2 219,9 €</b>
Manutenção (20 anos)	221,99 €
<b>Custo Final (20 anos)</b>	<b>2 441,89 €</b>

O período de amortização é de 8,41 anos, como se pode verificar na tabela 4.39.

Tabela 4.39 - Cálculo da poupança anual no consumo de energia ativa devido à UPAC de 960 Wp e o período de amortização.

	Total Consumido [kWh]	Total Injetado [kWh]	Venda [€]:	Total Autoconsumido [kWh]	Poupança [€]
<b>Anual</b>	6219,556	19,659	0,765	1540,580	289,543
<b>Peso Final da UPAC</b>	28,78%		<b>Total da Poupança (Anual)</b>	290,31 €	<b>Retorno (Anos)</b>
			<b>Custo Total (20 anos)</b>	2 441,89 €	<b>8,41</b>

#### 4.4.2 Dimensionamento através SMA Sunny Design Web

Para o dimensionamento de uma UPAC para uma habitação através do SMA Sunny Design Web, foi estipulado, logo à partida, o número de módulos desejados, que são 4. Isto corresponde a uma potência de pico de 960 Wp.

Selecionou-se, como o tipo de montagem, a montagem telhado, com um ângulo de azimute de 0° e um ângulo de inclinação de 30°.

Ao optar pela sugestão de dimensionamento, a configuração dos módulos com o inversor é a seguinte:

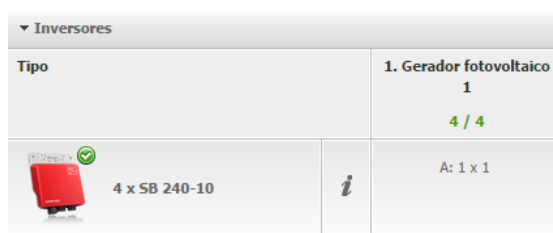


Figura 4.62 Configuração sugerida para uma potência de pico 960 Wp<sup>35</sup>.

Como se observa na Figura 4.62, são necessários 4 microinversores. Foi, também, adicionado um Sunny Multigate, que estabelece a ligação entre os microinversores da SMA e a RESP. Os parâmetros e o desempenho dos microinversores apresentam os seguintes valores:

Tabela 4.40 - Parâmetros da UPAC de 960 Wp<sup>35</sup>.

Parâmetros	Inversor	Entrada A
Potência máx. CC	245 W	240 Wp
Potência CC mín.	23 V	25 V
Tensão FV típica		28 V
Tensão CC máx. (FV)	45 V	40 V
Corrente máx. de CC (A/B)	8,5 A	8,1 A

O rendimento energético anual calculado é aproximadamente 1 484,20 kWh, o que equivale a 1 546 kWh/kWp. Possui um rácio de eficiência de 85,6% e considera como perdas em linha um

valor de 0,03%. A razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor são de 102% e de 95,7%, respetivamente, como se pode comprovar na imagem que se segue:

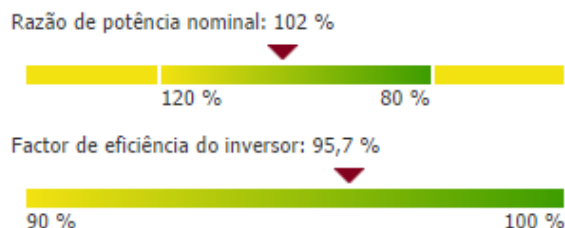


Figura 4.63- Razão de potência nominal e o fator de eficiência do inversor da UPAC de 960 Wp<sup>35</sup>.

As perdas e dimensões dos cabos estão discriminadas na tabela 4.41.

Tabela 4.41 - Dimensionamento de cabos para uma UPAC de 960 Wp<sup>35</sup>.

	BT	Total
Potência dissipada no modo nominal	296,57 mW	296,57 mW
Potência dissipada relativa no modo nominal	0,03 %	0,03 %
Comprimento total do cabo	40,00 m	40,00 m
Secções dos cabos	4 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup>

Analisando a secção do autoconsumo, chega-se à conclusão que a componente de injeção de energia representa 2,7% do total de energia produzida, com um valor anual de 39 371 Wh. A taxa de autonomia da instalação em função do consumo de energia é de 23,3% e possui uma quota de autoconsumo de 97,3%. Na imagem que se segue é possível comprovar tais factos.



Figura 4.64 - Determinação do Autoconsumo para uma UPAC 960 Wp<sup>35</sup>.

Na secção da análise da rentabilidade, o custo total dos 4 módulos apresentam um valor de 1 040,00 € e os 4 microinversores com o *multigate* apresentam um valor de 875,90 €, sendo que

no total estes somam 1 819,9 €. O valor de manutenção anual é de 11,10 €, o que resulta num custo específico de 2 312,40 €/kWp, ou seja, 2 219,90 €.

Ao fim de 20 anos, em gastos com energia poupam-se 7 789 € numa habitação, dos quais 272 € resultam da poupança no primeiro ano. O lucro proveniente da injeção de energia durante 20 anos é praticamente nulo, o período de amortização previsto é de 7 anos, como se pode ver no gráfico que se segue:

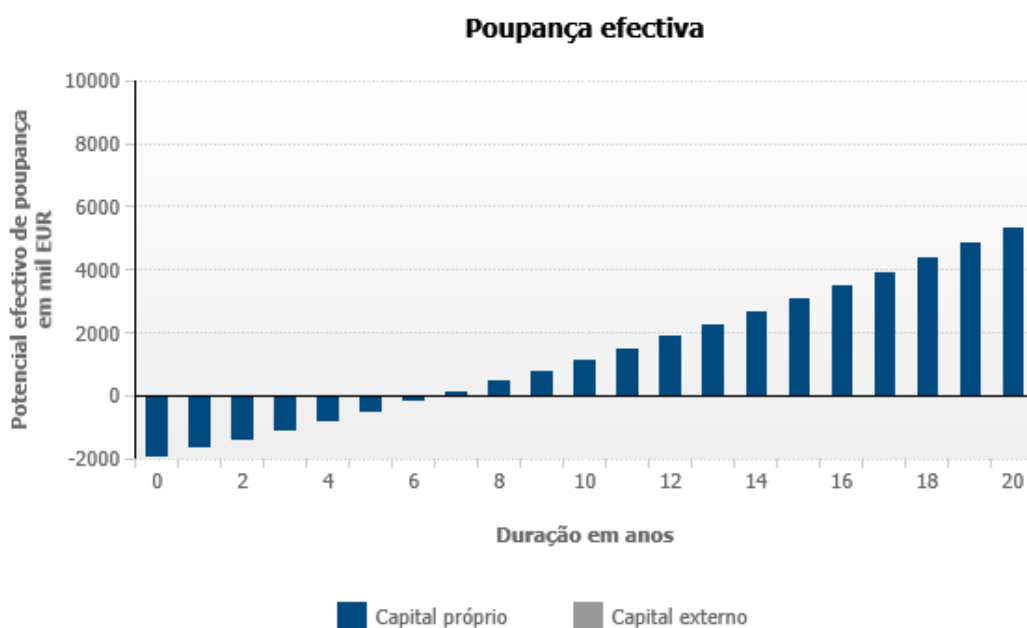


Figura 4.65 - Período de amortização e poupança efetiva da UPAC de 960 Wp<sup>35</sup>.

No anexo 9 apresenta-se o relatório final referente a este dimensionamento e, na tabela que se segue, o resumo dos dados obtidos do caso de estudo da habitação.

Tabela 4.42 - Resumo dos dados obtidos no estudo para a habitação.

Caso de Estudo	Sistema adaptado ao perfil de carga	
	Análítico	Sunny Design Web
Método de Simulação		
Características Gerais: Módulos	4	4
Potência de Pico [kWp]	0,96	0,96
Inversores	4	4
Energia Produzida [kWh]	1 580,48	1 484
Energia Autoconsumida Anual[kWh]	1 540,58	1 445
Energia Injetada Anual [kWh]	19,66	39,371
Custo da Instalação [€]	2 219,90	2 219,90
Custo da Manutenção (20 Anos)	221,99	221,99
Poupança [€]	290,31	272
Período de Amortização [Anos]	8,41	7

## 4.5 Nota Conclusiva

Após a realização dos diversos dimensionamentos, observam-se discrepâncias óbvias nos resultados dos diferentes métodos para as mesmas condições.

Os resultados do método analítico aproximam-se muito dos resultados obtidos através do programa da *SMA*. Comparando apenas a potência de pico requerida e o retorno económico destes dois métodos, para todos os dimensionamentos, percebe-se que são coerentes entre si.

O estudo analítico foi sempre o mais pessimista, apresentando um período de amortização sempre mais longo ao dos programas. O contrário aconteceu com o programa *Blue Sol*, este foi o mais otimista em todos os dimensionamentos, com o menor tempo de amortização.

O estudo realizado com base nas faturas permitiu perceber que no sistema adaptado ao perfil de carga, o período de amortização do investimento é em média 9,22 anos, sendo que para o estudo do sistema sobredimensionado, o período de amortização é superior, com uma média 11,52 anos.

Depois de adquirido este conhecimento, para o estudo baseado nos dados do analisador, optou-se por tentar realizar o estudo para um sistema com o perfil de produção adaptado ao perfil de consumo, porém, apresentou períodos médios de amortização no valor de 10,75 anos para a indústria e 7,7 anos para a habitação. Isto deveu-se ao facto de o perfil de consumo da instalação não ser linear, o que faz com que haja picos de injeção na RESP e a remuneração proveniente dessa injeção ser baixa.

Em relação à diferença entre o estudo baseado nas faturas e no que se baseia no analisador é de notar a discrepância na potência de pico pois, o dimensionamento a partir das faturas é baseado nos valores médios de consumo. Esta diferença é na ordem dos 15 kWp em relação aos sistemas sobredimensionados. No entanto, é de salientar que a combinação dos dois tipos de estudo é uma ferramenta útil, pois permite ter uma perceção de como evolui o consumo e se este se mantém idêntico ao longo de todos os meses do ano.

Tais factos podem ser comprovados na tabela 4.43. Esta apresenta um quadro de resumo de todos os casos de estudo realizados na presente dissertação. É ainda de notar o custo de aquisição de uma Unidade de Produção para Autoconsumo

Tabela 4.43 - Quadro de resumo dos valores obtidos para todos os casos de estudo.

Caso de Estudo	Indústria Agroalimentar						Habitação				
	Faturas da Eletricidade			Analizador de Energia			Analizador de Energia			Analizador de Energia	
	Sistema adaptado ao perfil de carga			Sobredimensionado			Sistema adaptado ao perfil de carga			Sistema adaptado ao perfil de carga	
Método de Simulação	Analítico	Blue Sol Design 2013	Sunny Design Web	Analítico	Blue Sol Design 2013	Sunny Design Web	Analítico	Blue Sol Design 2013	Sunny Design Web	Analítico	Sunny Design Web
<b>Características Gerais:</b>											
Módulos	65	66	61	260	264	244	325	330	315	4	4
Potência de Pico [kWp]	15,6	15,84	14,64	62,4	63,36	58,56	78,8	79,2	75,6	0,96	0,96
Inversores	1	1	1	4	4	4	5	5	5	4	4
Energia Produzida [kWh]	25682,8	24348,24	23651	102731	95445,12	92592	128414	119306,4	120000	1 580,48	1 484
Energia Autoconsumida Anual[kWh]	25393,38	23980,6	23643	72753,6	70209,4	65709	95813	96005,86	85519	1 540,58	1 445
Energia Injetada Anual [kWh]	289,42	367,64	8,56	28820	25235,69	26883	31607,36	23300,54	34112	19,66	39,371
Custo da Instalação [€]	26875	27200	25575	107500	108800	102300	134375	136000	131125	2 219,90	2 219,90
Custo da Manutenção (20 Anos)	2687,5	2720	2557,5	10750	10880	10230	13437,5	13600	13112,5	221,99	221,99
Poupança [€]	2969,82	2661,85	2624	9561,91	8777,44	8822,58	12 907, 88	11565,37	11049,15	290,31	272
Período de Amortização [Anos]	9,95	8,7	9	12,37	10,2	12	11,45	9,8	12	8,41	7

# Capítulo 5

## 5 Conclusão

O elevado consumo energético mundial conduz à necessidade de se recorrer a tecnologias alternativas eficazes, bem como energias que sejam menos prejudiciais para o meio ambiente. O uso da tecnologia fotovoltaica poderá contribuir para uma redução da fatura energética de diversos países. No entanto, esta tecnologia tem ainda um longo caminho a percorrer para que seja incorporada na sociedade em geral.

Depois de muitos anos de crescimento e inovação, a indústria fotovoltaica está a atravessar novamente por um período difícil devido à rápida mudança do mercado e do seu foco geográfico. Na União Europeia, a mudança legislativa para o sector criou um clima de incerteza, condicionando novos investimentos no mercado fotovoltaico. Porém, fora da UE, o potencial de crescimento da tecnologia permanece intacta e, cada vez mais, aparecem novos projetos em dezenas de países (China, EUA, ...) que permitem que o mercado global não se ressinta devido ao abrandamento do investimento na União Europeia.

Portugal tem dificuldade em planear um rumo a longo prazo. Esse facto afeta particularmente a inovação, o desenvolvimento, a renovação do tecido económico e a abordagem de novos mercados. Um sector económico, como o fotovoltaico, não poderá continuar a suportar meses de indecisão legislativa, devido à transição das tarifas bonificadas para o autoconsumo. Este facto, influencia em muito o desenvolvimento e a implementação de novas tecnologias no mercado energético.

A presente dissertação discute a instalação de um sistema fotovoltaico para autoconsumo instantâneo, tanto para a indústria como para a habitação, à luz do novo projeto de lei da Produção Distribuída. Nesta foram realizados os cálculos para o dimensionamento e estimativa de produção fotovoltaica para os dois casos práticos. Para a indústria, os dimensionamentos foram baseados em dois princípios distintos, a partir das faturas da EDP e a partir dos dados recolhidos na auditoria, enquanto que, para a habitação foram baseados apenas nos dados do analisador. Para além disso foram dimensionados de três modos, analiticamente e em dois programas, o *Blue Sol Design 2013* e o *SMA Sunny Design Web*.

A multiplicidade de métodos utilizados permitiram avaliar as diferenças entre o dimensionamento analítico e o dimensionamento computacional. O dimensionamento analítico,

na minha opinião, apresentou-se como o mais realista pois, todas as considerações fundamentais no processo de cálculo estão baseadas em suportes teóricos. Relativamente aos dimensionamentos provenientes de um estudo computacional, é de salientar que, estes apresentaram sempre os resultados mais otimistas em relação ao retorno económico das UPAC, quando comparados com os resultados analíticos.

Porém, todos os métodos de dimensionamento apresentaram a mesma conclusão, atualmente, com o novo quadro legislativo, uma unidade de produção para autoconsumo com a curva de produção adaptada ao perfil de consumo, tem um retorno económico mais acelerado do que um sistema sobredimensionado. Este resultado deve-se principalmente ao baixo valor de venda da eletricidade no mercado grossista.

Pretendeu-se demonstrar que a aposta de Portugal na tecnologia fotovoltaica é particularmente benéfica pois, para todos os estudos realizados para sistema adaptado ao perfil de consumo, o número menor de anos até obter retorno económico é de 7 anos e o máximo de 11 anos.

A globalidade da tecnologia de produção elétrica é responsável por grande parte do consumo de energia primária e, ainda, pelas elevadas taxas de emissões de gases poluentes nos diversos países. Ainda que se verifiquem interessantes desenvolvimentos nesta área, uma contínua procura por novas soluções e otimizações, é essencial para um futuro sustentável no sector do energético.

# Bibliografia

1. PV Parity - Recomendações Nacionais para Portugal. 12 (2013).
2. DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia. Energia Solar. (2014). Disponível na Internet <http://www.dgeg.pt/>, acedido em 07.07.2014
3. Jäger-waldau A. - *JRC SCIENTIFIC AND POLICY REPORT PV Status Report 2013*. European Union. (2013). ISBN: 9789279327186
4. Gaëtan, M., Orlandi, S. & Rekinge, M. *GLOBAL MARKET for Photovoltaics 2014-2018*. Tom Rowe (EPIA). ISBN: 9789082228403
5. European Commission. *Energy prices and costs report*. Brussels, 17.3.2014.
6. EPIA. Self-Consumption of PV Electricity. European Photovoltaic Industry Association. (July 2013).
7. Exxon Mobil Corporation. *Panorama Energético: Perspectivas para 2040 – Destaques 2014*.
8. Roriz, L. , Rosendo, J. , Lourenço, F. & Calhau, K. *Energia Solar em Edifícios*. Edições Orion
9. European Commission - EU energy in figures 2013. ISBN:9789279301940
10. European Union. Tratado de Lisboa. (2009). Disponível em [http://ec.europa.eu/news/eu\\_explained/091201\\_pt.htm](http://ec.europa.eu/news/eu_explained/091201_pt.htm)
11. DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia. Fatura Energética Portuguesa 2013.2014.
12. European Union - *Energy Markets in the European Union 2011. 2012* ISBN: 9789279254895
13. EurObserv'. Photovoltaic Barometer 2013. Abril 2014.
14. APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis. A Energia Eólica num Contexto de Futuro O Sector Eólico em Portugal. 2014.
15. Adene, A. *Estratégia Nacional para a Energia ( ENE 2020 )*. 2010.
16. Direção-Geral de Energia e Geologia. *BALANÇO ENERGÉTICO - Sintético*. 2013.
17. INE. Instituto Nacional de Estatística - Processo Industrial. Disponível na Internet [http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine\\_main](http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_main)
18. Inesc Porto. *Plano de Acção para as Energias Renováveis e Eficiência Energética na Fileira do Calçado*. Março 2011.
19. DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia / INE - Instituto Nacional de Estatística. *Inquérito ao Consumo de Energia no Sector Doméstico (2010)*. 2011.

20. VALLÊRA, A. M. & BRITO, M. C. MEIO SÉCULO DE HISTÓRIA FOTOVOLTAICA. Instituto Superior Técnico. 2006.
21. Instituto Superior Técnico. *ENERGIA FOTOVOLTAICA -MANUAL SOBRE TECNOLOGIAS, PROJECTO E INSTALAÇÃO*. 2004.
22. Vallêra, A. Energia Solar Fotovoltaica. Gazeta de Física. Instituto Superior Técnico.
23. Espectro Electromagnético. (2014). Disponível na Internet [http://www.explicatorium.com/CFQ8/Luz\\_espectro\\_eletromagnetico.php](http://www.explicatorium.com/CFQ8/Luz_espectro_eletromagnetico.php)
24. Radiação. Disponível na Internet <http://www.ebah.com.br/content/ABAAe2mYAF/energia-solar-termica?part=2>
25. *Manual Solterm 5.1*. (2006).
26. e-Education Institute. Disponível na Internet <https://www.e-education.psu.edu/eme810/node/576>. Acedido
27. Morais, J. - Sistemas Fotovoltaicos: Da Teoria à Prática. Grafilinha. 2009.
28. CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. Disponível na Internet [http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial\\_solar.htm](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_solar.htm). Acedido em 25.04.2014
29. Pérez, D., Cervantes, V., Báez, M. J. & Domínguez, F. T. *PV GRID PARITY MONITOR Residential Sector. Second Edition*. Eclareon. May 2013.
30. Ossenbrink, H., Huld, T., Waldau, A. J. & Taylor, N. - *Photovoltaic Electricity Cost Maps*. European Commission, Joint Research Centre - Institute for Energy and Transport. September 2013.
31. Garcia, David - Poupar com o autoconsumo. SMA. Acedido em 10.06.2014
32. Patel, M. R. - *Wind and Solar Power Systems*. Second edition. T&F Informa plc. 2006. ISBN: 08949315700
33. Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e Energia - Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída. Governo de Portugal (2014).
34. Circutor. Circutor Cire3. (2014). Disponível na Internet [http://circutor.it/pt/produtos/medida-e-controlo/analizadores-de-redes-portateis/analizadores-de-redes-portateis2014-07-25-07-15-00\\_/serie-cire3-detail](http://circutor.it/pt/produtos/medida-e-controlo/analizadores-de-redes-portateis/analizadores-de-redes-portateis2014-07-25-07-15-00_/serie-cire3-detail). Acedido em 20.07.2014
35. SMA. Sunny Design Web. (2014). Disponível na Internet <http://www.sunnydesignweb.com/sdweb/#/Home>
36. MIBEL-O Mercado Ibérico da Energia Eléctrica. Operadores de mercado. (2014). Disponível na Internet <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&idpag=28&lang=pt>. Acedido em 20.08.2014
37. OMIE. Operador de Mercado Ibérico de Energia. Disponível na Internet <http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. Acedido em 20.08.2014

38. Stromgraf. Sunny Boy 240. (2014). Disponível na Internet  
<http://www.stromgraf.com/SMA-Sunny-Boy-240>. Acedido em 11.09.2014
39. Stromgraf. SMA Sunny Multigate. (2014). Disponível na Internet  
[www.stromgraf.com/SMA-Sunny-Multigate](http://www.stromgraf.com/SMA-Sunny-Multigate). Acedido em 11.09.2014
40. Dilão, R. Posição da Terra. *Ciência Viva* at  
<[http://www.cienciaviva.pt/equinocio/lat\\_long/cap2.asp](http://www.cienciaviva.pt/equinocio/lat_long/cap2.asp)>



## **ANEXOS**



# Anexo 1

Gráficos do perfil de consumo da *Lacticôa, Lda.*, referentes às faturas da eletricidade de 2013

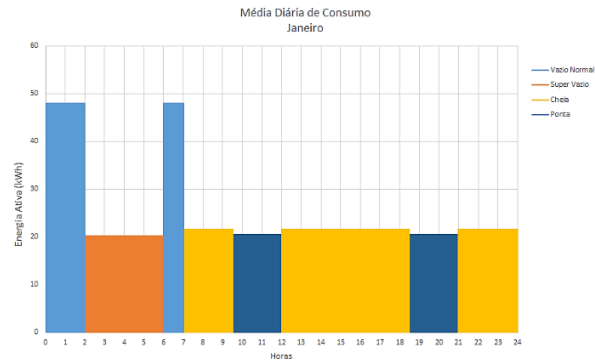


Figura A. 1 - Consumo médio diário em janeiro, baseado na fatura da eletricidade.

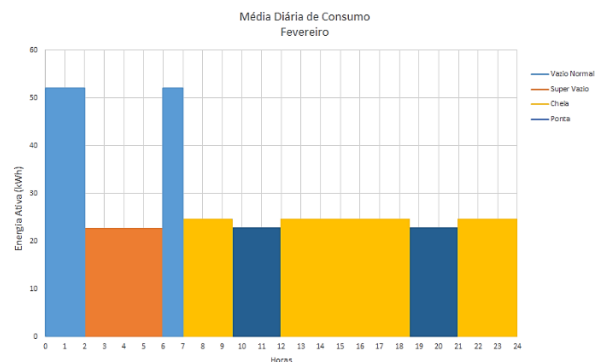


Figura A. 2 - Consumo médio diário em fevereiro, baseado na fatura da eletricidade.

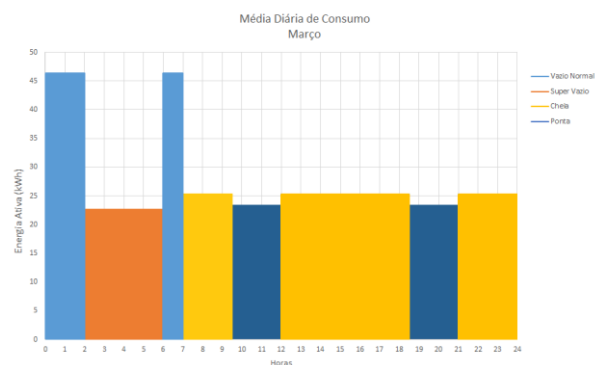


Figura A. 3 - Consumo médio diário em março, baseado na fatura da eletricidade.

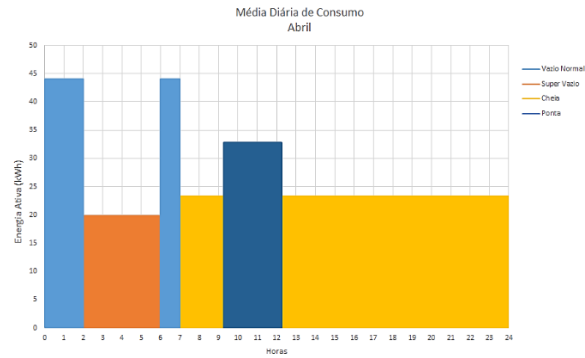


Figura A. 4 - Consumo médio diário em abril, baseado na fatura da eletricidade.

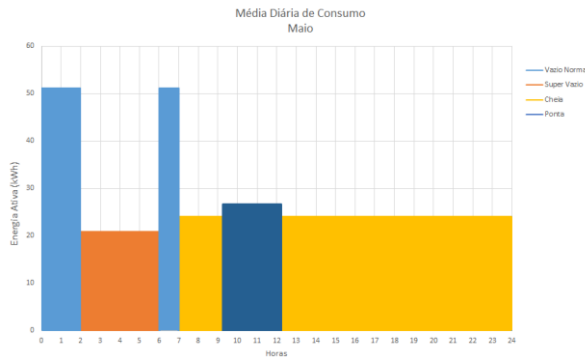


Figura A. 5 - Consumo médio diário em maio, baseado na fatura da eletricidade.

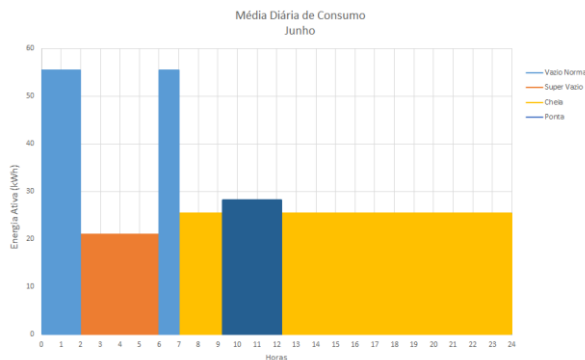


Figura A. 6 - Consumo médio diário em junho, baseado na fatura da eletricidade.

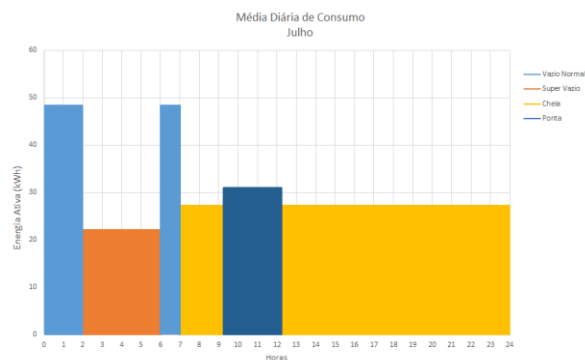


Figura A. 7 - Consumo médio diário em julho, baseado na fatura da eletricidade.

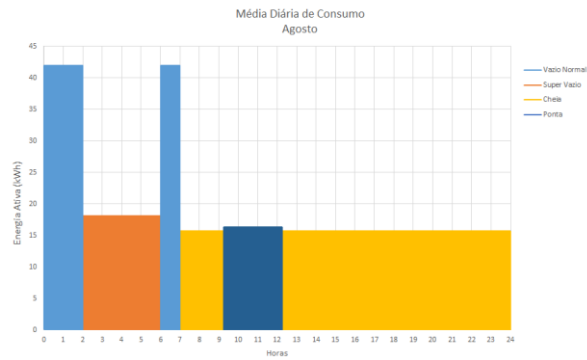


Figura A. 8 - Consumo médio diário em agosto, baseado na fatura da eletricidade.

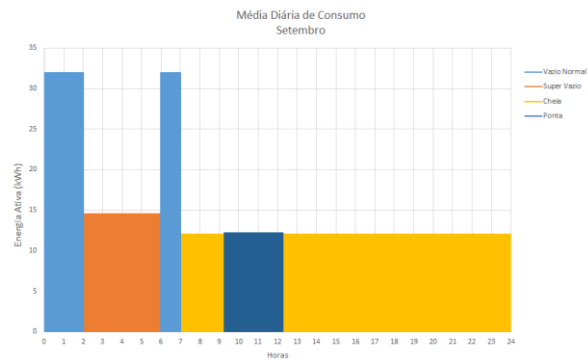


Figura A. 9 - Consumo médio diário em setembro, baseado na fatura da eletricidade.

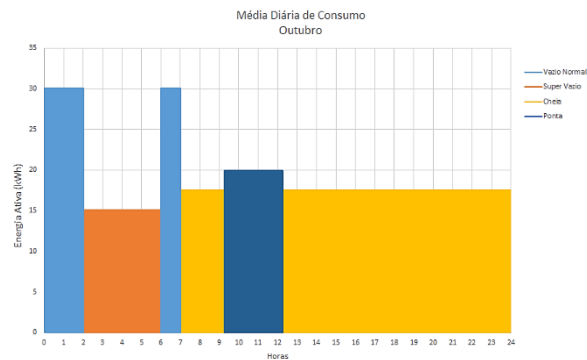


Figura A. 10 - Consumo médio diário em outubro, baseado na fatura da eletricidade.

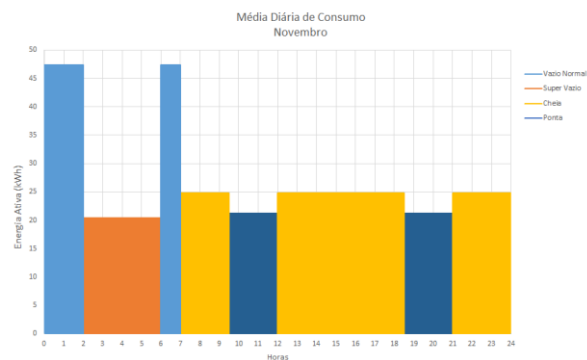


Figura A. 11 - Consumo médio diário em novembro, baseado na fatura da eletricidade.

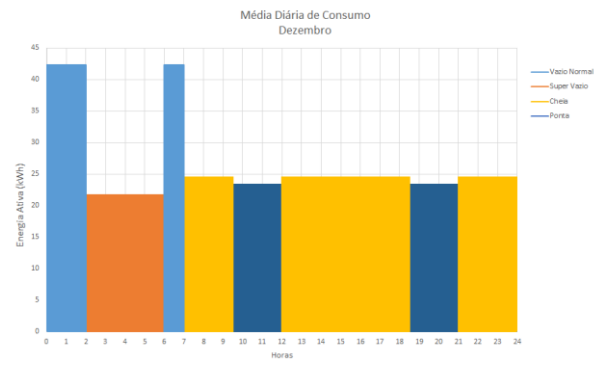


Figura A. 12 - Consumo médio diário em dezembro, baseado na fatura da eletricidade.

## Anexo 2

Gráficos do perfil de consumo referentes à última semana de maio de 2014 da Lacticôa, Lda., construídos a partir dos dados do analisador de energia

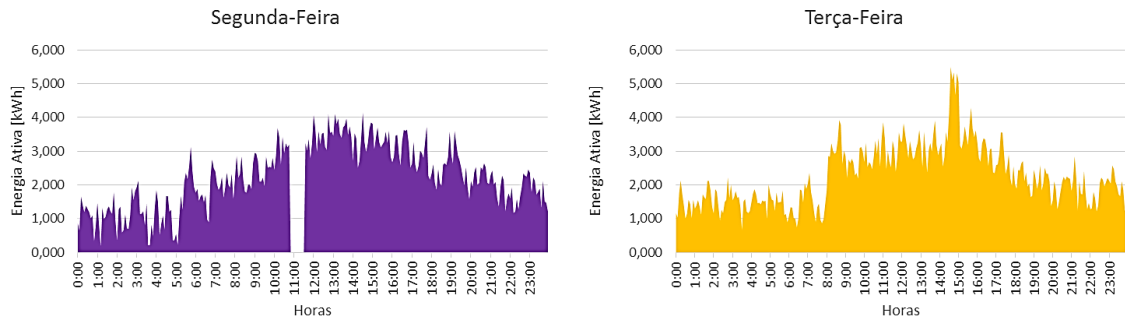


Figura A. 13 e A. 14 - Perfis de carga de segunda-feira e de terça-feira.

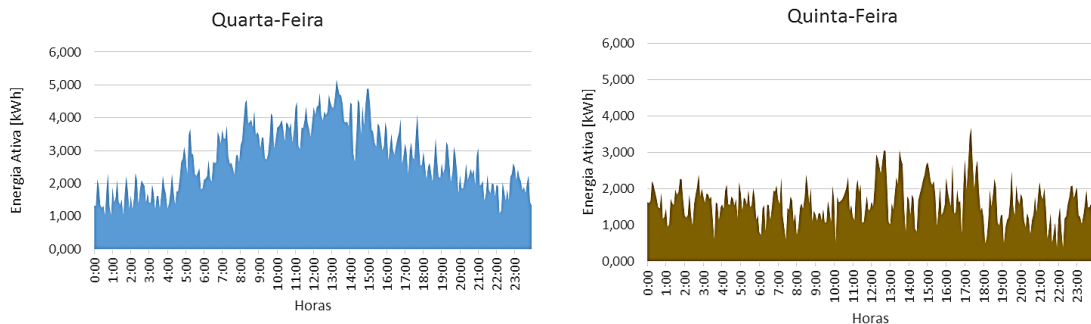


Figura A. 15 e A. 16 - Perfis de carga de quarta-feira e de quinta-feira.

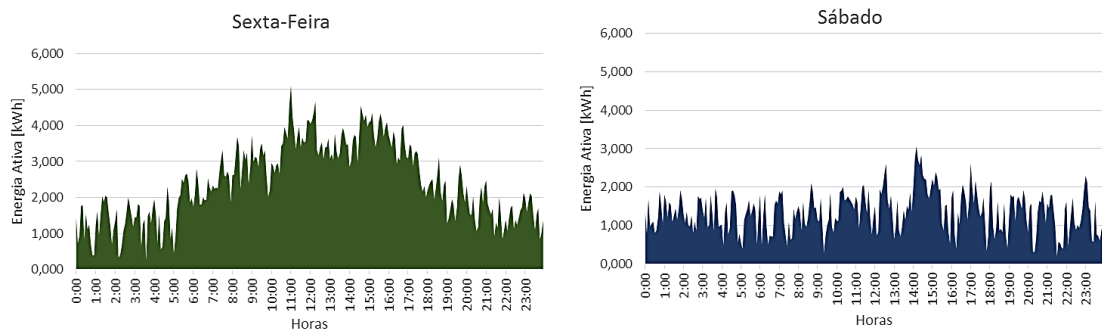


Figura A. 17 e A. 18 - Perfis de carga de sexta-feira e de sábado.

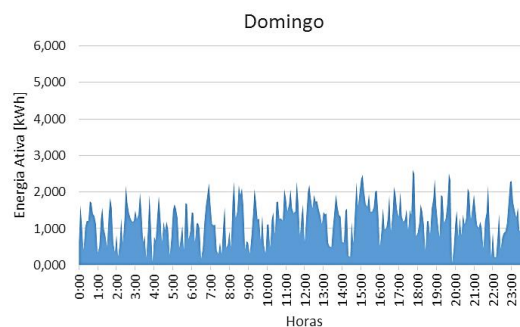


Figura A. 19 - Perfil de carga de domingo.

# Anexo 3

Esquema elétrico resultante do estudo para a *Lacticôa, Lda.*, de um sistema adaptado ao perfil de carga com base nas faturas da eletricidade

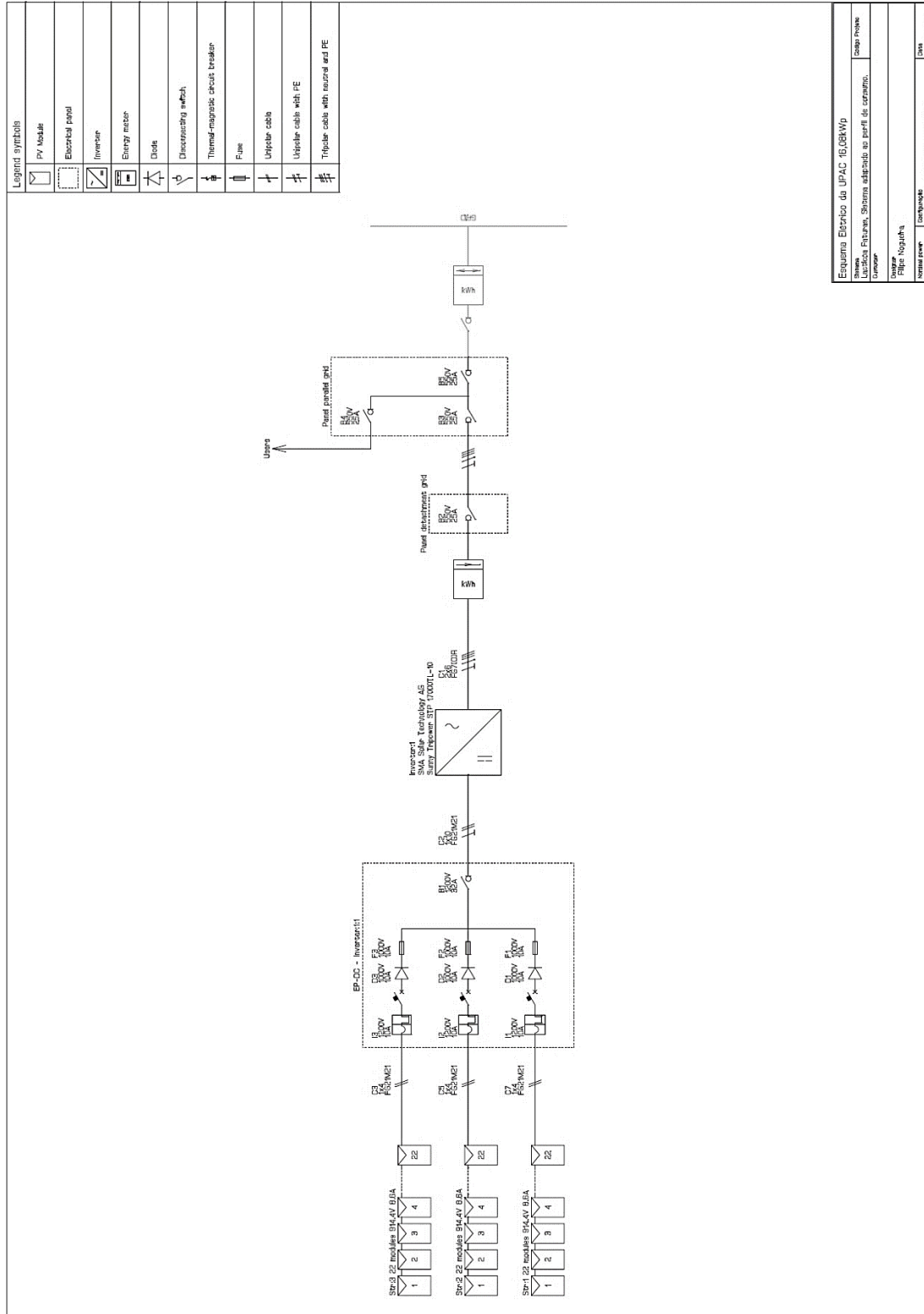


Figura A. 20 - Esquema elétrico de um projeto para uma UPAC de 15,8kWp.

# Anexo 4

Relatório final, retirado do *software Sunny Design Web*, de um sistema adaptado ao perfil de consumo para o caso de estudo com base nas faturas da eletricidade da *Lacticôa, Lda*.


Produção de energia por via fotovoltaica para autoconsumo instantâneo com ligação à rede.

Filipe Nogueira

**Nome do projecto:** Sistema Adaptado ao Perfil de Carga **Local de instalação:** Portugal / Lisbon

**Número do projecto:** ---

Tensão de rede: 20,0 kV

Resumo do sistema			
<b>61 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30014-M240 3BB (10/2012) (Gerador fotovoltaico 1)</b> Azimute: 0 °, Inclinação: 30 °, Tipo de montagem: Montagem livre, Potência de pico: 14,64 kWp			
 <b>1 x STP 17000TL-10</b>			
Dados do dimensionamento			
Quantidade total de módulos FV:	61	Performance Ratio (aprox.):*	89,5 %
Potência de pico:	14,64 kWp	Rendimento energético espec. (aprox.):*	1616 kWh/kWp
Número de inversores:	1	Perdas em linha (em % de energia FV):	0,10 %
Potência nominal CA:	17,00 kW	Carga desequilibrada:	0,00 VA
Potência activa CA:	17,00 kW	Autoconsumo:	23.642,64 kWh
Relação de potência activa:	116,1 %	Quota de autoconsumo:	100 %
Rendimento energético anual (aprox.):*	23.651,20 kWh	Taxa de autonomia (em % do consumo de energia):	10,9 %
Factor de utilização da energia:	100 %		

Version: 3.20.2.R

Assinatura

\*Importante: os valores de rendimento indicados são valores estimados. Eles são calculados matematicamente. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade pelo valor de rendimento real, que pode divergir dos valores de rendimento aqui indicados. As diferenças podem dever-se a várias circunstâncias externas, p. ex. sujidade dos módulos fotovoltaicos ou flutuações do grau de eficiência dos módulos fotovoltaicos.


## Avaliação do dimensionamento

**Nome do projecto:** Sistema Adaptado ao Perfil de Carga  
Número do projecto:

**Local de instalação:** Portugal / Lisbon  
**Temperatura ambiente:**  
Temperatura mínima: 4 °C  
Temperatura de dimensionamento: 19 °C  
Temperatura máxima: 36 °C

**Adaptado ao Perfil de Consumo**

### 1 x STP 17000TL-10

Potência de pico:	14,64 kWp
Quantidade total de módulos FV:	61
Número de inversores:	1
Potência máx. CC ( $\cos \varphi = 1$ ):	17,41 kW
Potência activa máx. CA ( $\cos \varphi = 1$ ):	17,00 kW
Tensão de rede:	20,0 kV
Razão de potência nominal:	119 % 
Factor de desfasamento $\cos \varphi$ :	1



**STP 17000TL-10**

### Dados do dimensionamento

#### Entrada A: Gerador fotovoltaico 1

40 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30014-M240 3BB (10/2012), Azimute: 0 °, Inclinação: 30 °, Tipo de montagem: Montagem livre

#### Entrada B: Gerador fotovoltaico 1

21 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30014-M240 3BB (10/2012), Azimute: 0 °, Inclinação: 30 °, Tipo de montagem: Montagem livre

	Entrada A:	Entrada B:	
Número de strings:	2	1	
Módulos fotovoltaicos por string:	20	21	
Potência de pico (entrada):	9,60 kWp	5,04 kWp	
Tensão FV típica:	 576 V	 605 V	
Tensão FV mín.:	526 V	552 V	
Potência CC mín. (tensão de rede 20,0 kV):	150 V	150 V	
Tensão FV máx.:	 799 V	 839 V	
Tensão CC máx.:	1000 V	1000 V	
Corrente máx. do gerador FV:	 16,2 A	 8,1 A	
Corrente máx. de CC:	33 A	11 A	
Corrente máx. de curto-circuito (inversor)	50,0 A	12,5 A	
Corrente máx. de curto-circuito (sistema fotovoltaico):	 17,2 A	 8,6 A	

**Sistema fotovoltaico / Inversor compatíveis**

Version: 3.20.2.R

## Autoconsumo

Nome do projecto: Sistema Adaptado ao Perfil de Carga  
Número do projecto:

Local de instalação: Portugal / Lisbon

### Dados sobre o autoconsumo

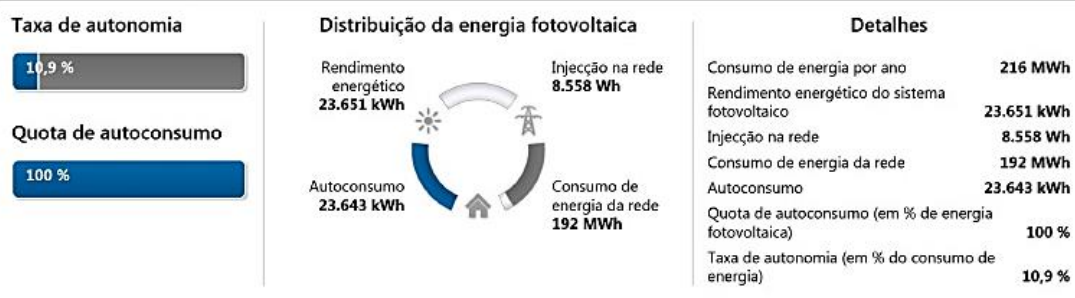
Perfil de carga: Lacticôa faturas

Consumo de energia por ano: 216 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.

Version: 3.20.2.R

## Análise da rentabilidade

Nome do projecto: Sistema Adaptado ao Perfil de Carga  
Número do projecto:

Local de instalação: Portugal / Lisbon

### Detalhes

Poupança em custos energéticos no primeiro ano (aprox.)	2.624 EUR
Poupança total em custos energéticos após 20 ano(s) (aprox.)	75.257 EUR
Lucro total resultante da injeção na rede após 20 ano(s) (aprox.)	0 EUR
Período de amortização previsto em anos (aprox.)	9
O investimento total é de	25.575,00 EUR
Os custos específicos de investimento são de	1.746,93 EUR

### Comparação de custos anuais de electricidade

Hoje sem sistema fotovoltaico

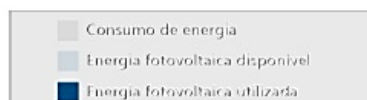
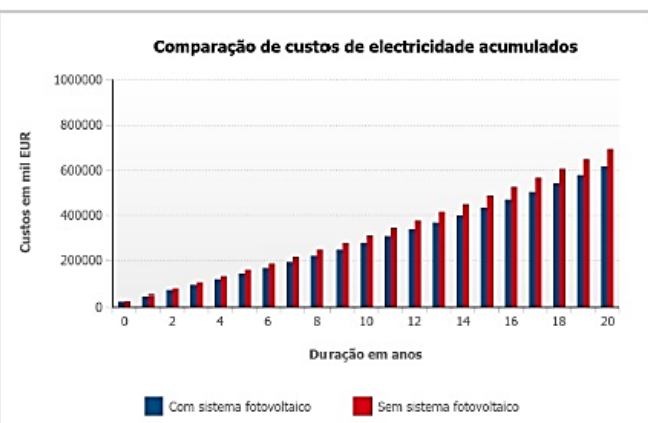
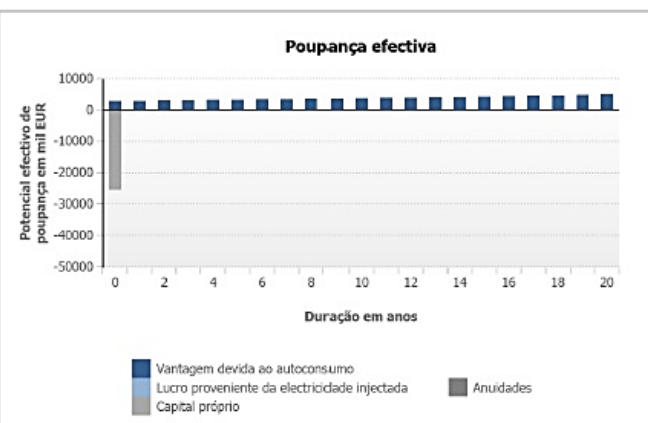
23.986 EUR

Em 20 ano(s) sem sistema fotovoltaico

43.322 EUR

Hoje com sistema fotovoltaico

21.362 EUR



Version: 3.20.2.R

## Análise da rentabilidade

Nome do projecto: Sistema Adaptado ao Perfil de Carga  
Número do projecto:

Local de instalação: Portugal / Lisbon

### Estrutura de custos

#### Custos do sistema fotovoltaico

Os custos totais para os módulos fotovoltaicos são de **15.860,00 EUR**  
A degradação média da potência dos módulos fotovoltaicos é de **0,50 %**  
Os custos totais para os inversores e a monitorização do sistema são de **4.600,00 EUR**  
Os custos para planeamento e instalação são de **5.115,00 EUR**  
Os custos anuais fixos são de **127,88 EUR**  
O investimento total é de **25.575,00 EUR**  
Os custos específicos de investimento são de **1.746,93 EUR**

#### Financiamento

A moeda é **EUR**  
A quota-parte de capital próprio é de **100 %**  
A quota-parte de capital externo é de **0 %**  
O financiamento total é de **0,00 EUR**  
A taxa de inflação é de **3,00 %**  
O período de análise da rentabilidade é de **20 anos**  
Tipo de crédito seleccionado: **Empréstimo com anuidades fixas**  
A duração do crédito é de **10 anos**  
O período de carência é de **0 anos**  
A taxa de juro é de **4,0 %**

#### Custos de compra de electricidade e compensação por injeção na rede

O preço de compra da electricidade é de **0,111 EUR/kWh**  
AS tarifas especiais não são consideradas  
A taxa anual de encarecimento da electricidade é de **3,0 %**  
A compensação por injeção na rede é de **0,039 EUR/kWh**  
A duração da compensação por injeção na rede é de **20 anos**  
O lucro proveniente da electricidade injectada após terminar o período de compensação é de **0,039 EUR/kWh**

Version: 3.20.2.R

# Anexo 5

Esquema elétrico resultante do estudo para a *Lacticôa, Lda.*, de um sistema sobredimensionado com base nas faturas da eletricidade.

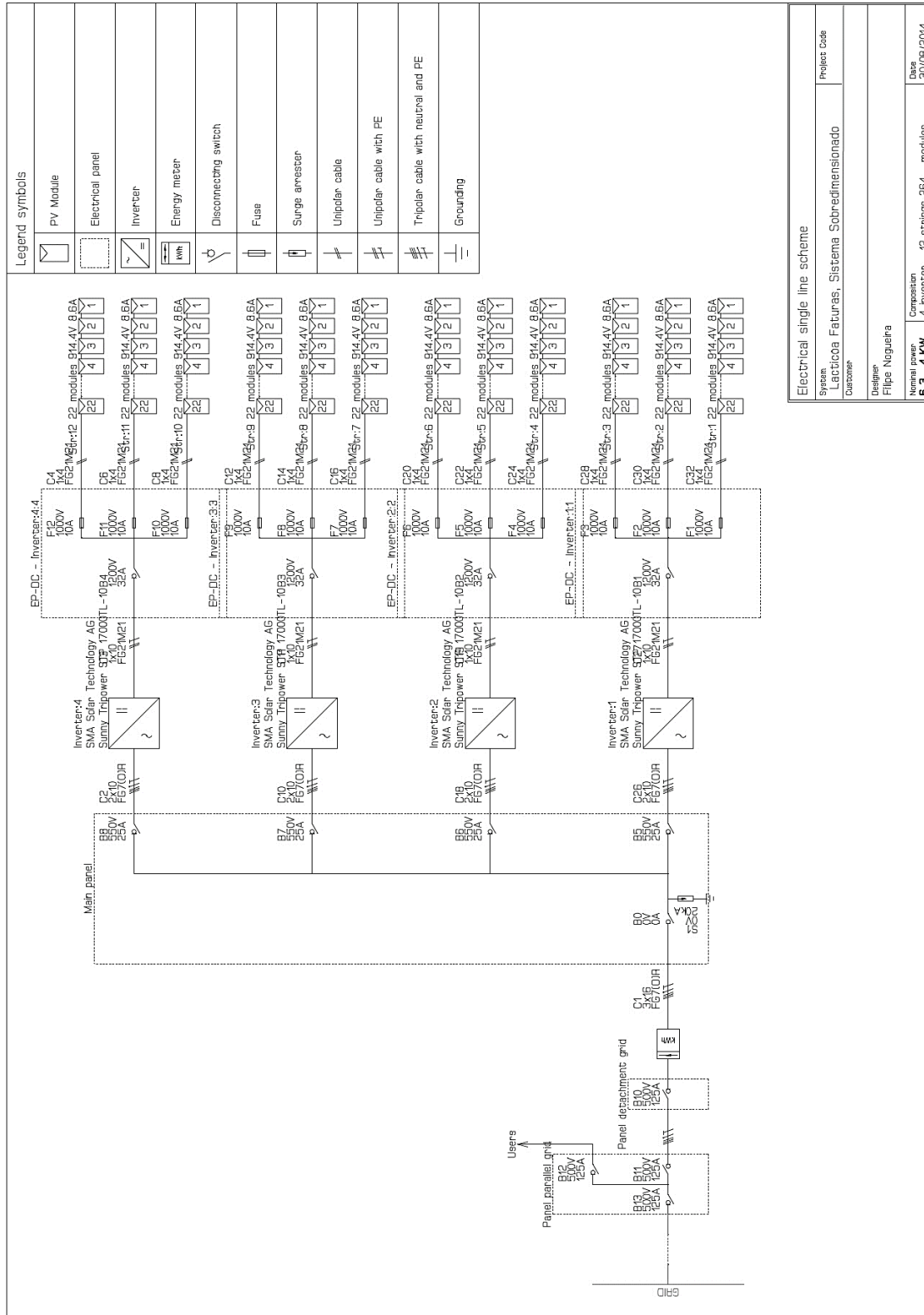


Figura A. 21 - Esquema elétrico de um projeto para uma UPAC de 63,4kWp.

# Anexo 6

Relatório final, retirado do *software Sunny Design Web*, de um sistema sobredimensionado para o caso de estudo com base nas faturas da eletricidade da *Lacticôa, Lda*.

Produção de energia por via fotovoltaica para autoconsumo instantâneo com ligação à rede.

Filipe Nogueira

**Nome do projecto:** Sobredimensionado Faturas  
**Número do projecto:** ---

**Local de instalação:** Portugal / Lisbon

Tensão de rede: 20,0 kV

## Resumo do sistema

**244 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30014-M240 3BB (10/2012) (Gerador fotovoltaico 1)**

Azimute: 0 °, Inclinação: 30 °, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 58,56 kWp



**4 x STP 17000TL-10**

+ 4 x Módulo de dados SWDM-10

## Monitorização do sistema



**Sunny Portal**

## Dados do dimensionamento

Quantidade total de módulos FV:	244	Performance Ratio (aprox.):*	87,6 %
Potência de pico:	58,56 kWp	Rendimento energético espec. (aprox.):*	1581 kWh/kWp
Número de inversores:	4	Perdas em linha (em % de energia FV):	0,10 %
Potência nominal CA:	68,00 kW	Carga desequilibrada:	0,00 VA
Potência activa CA:	68,00 kW	Autoconsumo:	65.709,03 kWh
Relação de potência activa:	116,1 %	Quota de autoconsumo:	71 %
Rendimento energético anual (aprox.):*	92.591,70 kWh	Taxa de autonomia (em % do consumo de energia):	30,4 %
Factor de utilização da energia:	100 %		

Version: 3.20.2.R

Assinatura

\*Importante: os valores de rendimento indicados são valores estimados. Eles são calculados matematicamente. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade pelo valor de rendimento real, que pode divergir dos valores de rendimento aqui indicados. As diferenças podem dever-se a várias circunstâncias externas, p. ex. sujidade dos módulos fotovoltaicos ou flutuações do grau de eficiência dos módulos fotovoltaicos.

## Avaliação do dimensionamento

**Nome do projecto:** Sobredimensionado Faturas

Número do projecto:

**Local de instalação:** Portugal / Lisbon

**Temperatura ambiente:**

Temperatura mínima: 4 °C

Temperatura de dimensionamento: 19 °C

Temperatura máxima: 36 °C

**Projecto parcial 1**

### 4 x STP 17000TL-10

Potência de pico:	58,56 kWp
Quantidade total de módulos FV:	244
Número de inversores:	4
Potência máx. CC (cos $\varphi = 1$ ):	17,41 kW
Potência activa máx. CA (cos $\varphi = 1$ ):	17,00 kW
Tensão de rede:	20,0 kV
Razão de potência nominal:	119 %
Factor de desfasamento cos $\varphi$ :	1



**STP 17000TL-10**

### Dados do dimensionamento

#### Entrada A: Gerador fotovoltaico 1

42 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30014-M240 3BB (10/2012), Azimute: 0 °, Inclinação: 30 °, Tipo de montagem: Telhado

#### Entrada B: Gerador fotovoltaico 1

19 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30014-M240 3BB (10/2012), Azimute: 0 °, Inclinação: 30 °, Tipo de montagem: Telhado

	Entrada A:	Entrada B:	
Número de strings:	2	1	
Módulos fotovoltaicos por string:	21	19	
Potência de pico (entrada):	10,08 kWp	4,56 kWp	
Tensão FV típica:	✓ 585 V	✓ 529 V	
Tensão FV mín.:	527 V	477 V	
Potência CC mín. (tensão de rede 20,0 kV):	150 V	150 V	
Tensão FV máx.:	✓ 839 V	✓ 759 V	
Tensão CC máx.:	1000 V	1000 V	
Corrente máx. do gerador FV:	✓ 16,2 A	✓ 8,1 A	
Corrente máx. de CC:	33 A	11 A	
Corrente máx. de curto-circuito (inversor)	50,0 A	12,5 A	
Corrente máx. de curto-circuito (sistema fotovoltaico):	✓ 17,2 A	✓ 8,6 A	

### Sistema fotovoltaico / Inversor compatíveis

Version: 3.20.2.R

# Autoconsumo

Nome do projecto: Sobredimensionado Faturas  
Número do projecto:

Local de instalação: Portugal / Lisbon

## Dados sobre o autoconsumo

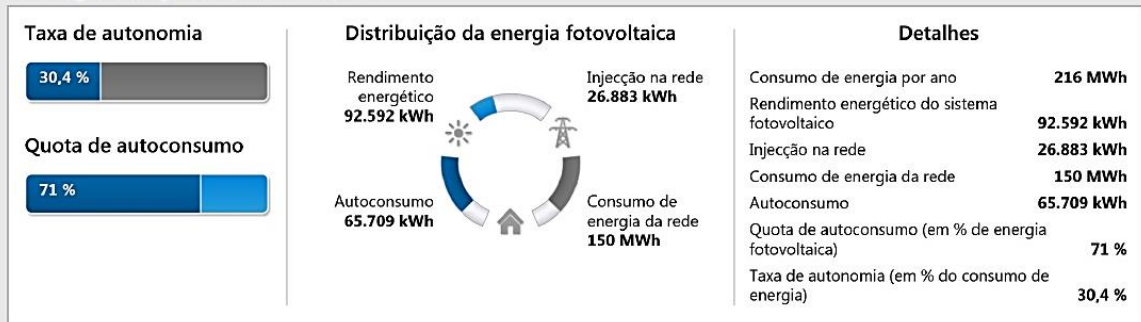
Perfil de carga: Lacticôa faturas

Consumo de energia por ano: 216 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.

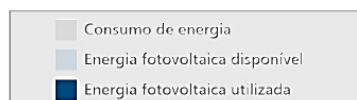
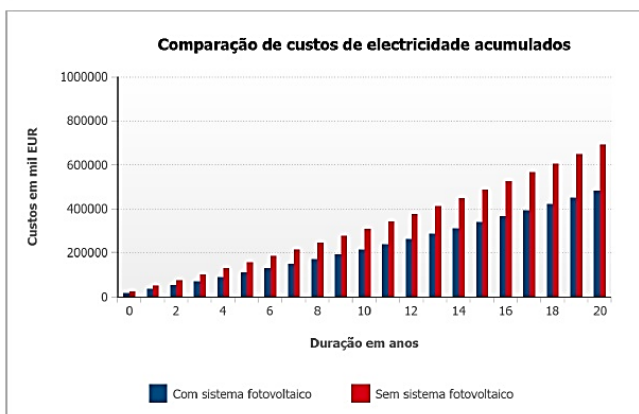
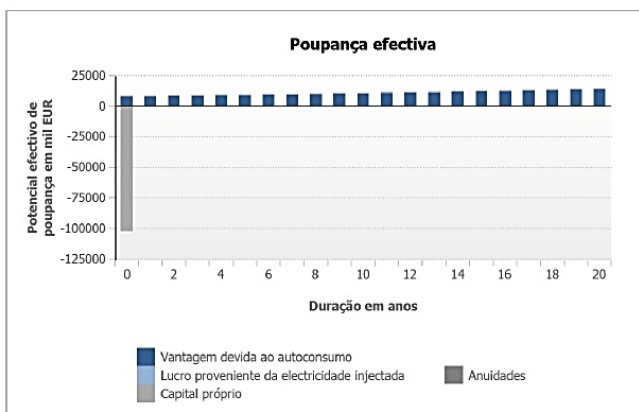
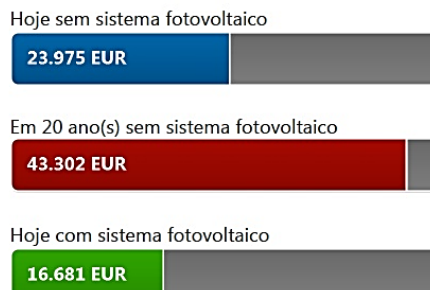
Version: 3.20.2.R

## Análise da rentabilidade

Nome do projecto: **Sobredimensionado Faturas**  
 Número do projecto:

Local de instalação: Portugal / Lisbon

Detalhes	Comparação de custos anuais de electricidade
Poupança em custos energéticos no primeiro ano (aprox.)	7.294 EUR
Poupança total em custos energéticos após 20 ano(s) (aprox.)	209.158 EUR
Lucro total resultante da injeção na rede após 20 ano(s) (aprox.)	18.343 EUR
Período de amortização previsto em anos (aprox.)	12
O investimento total é de	102.300,00 EUR
Os custos específicos de investimento são de	1.746,93 EUR



Version: 3.20.2.R

## Análise da rentabilidade

Nome do projecto: **Sobredimensionado Faturas**

Local de instalação: **Portugal / Lisbon**

Número do projecto:

### Estrutura de custos

#### Custos do sistema fotovoltaico

Os custos totais para os módulos fotovoltaicos são de **63.440,00 EUR**

A degradação média da potência dos módulos fotovoltaicos é de **0,50 %**

Os custos totais para os inversores e a monitorização do sistema são de **18.400,00 EUR**

Os custos para planeamento e instalação são de **20.460,00 EUR**

Os custos anuais fixos são de **511,43 EUR**

O investimento total é de **102.300,00 EUR**

Os custos específicos de investimento são de **1.746,93 EUR**

#### Financiamento

A moeda é **EUR**

A quota-parte de capital próprio é de **100 %**

A quota-parte de capital externo é de **0 %**

O financiamento total é de **0,00 EUR**

A taxa de inflação é de **3,00 %**

O período de análise da rentabilidade é de **20 anos**

Tipo de crédito seleccionado: **Empréstimo com anuidades fixas**

A duração do crédito é de **10 anos**

O período de carência é de **0 anos**

A taxa de juro é de **4,0 %**

#### Custos de compra de electricidade e compensação por injeção na rede

O preço de compra da electricidade é de **0,111 EUR/kWh**

AS tarifas especiais não são consideradas

A taxa anual de encarecimento da electricidade é de **3,0 %**

A compensação por injeção na rede é de **0,039 EUR/kWh**

A duração da compensação por injeção na rede é de **20 anos**

O lucro proveniente da electricidade injectada após terminar o período de compensação é de **0,039 EUR/kWh**

Version: 3.20.2.R

# Anexo 7

Esquema elétrico resultante do estudo para a *Lacticôa, Lda.*, de uma UPAC com base nos dados do analisador de energia

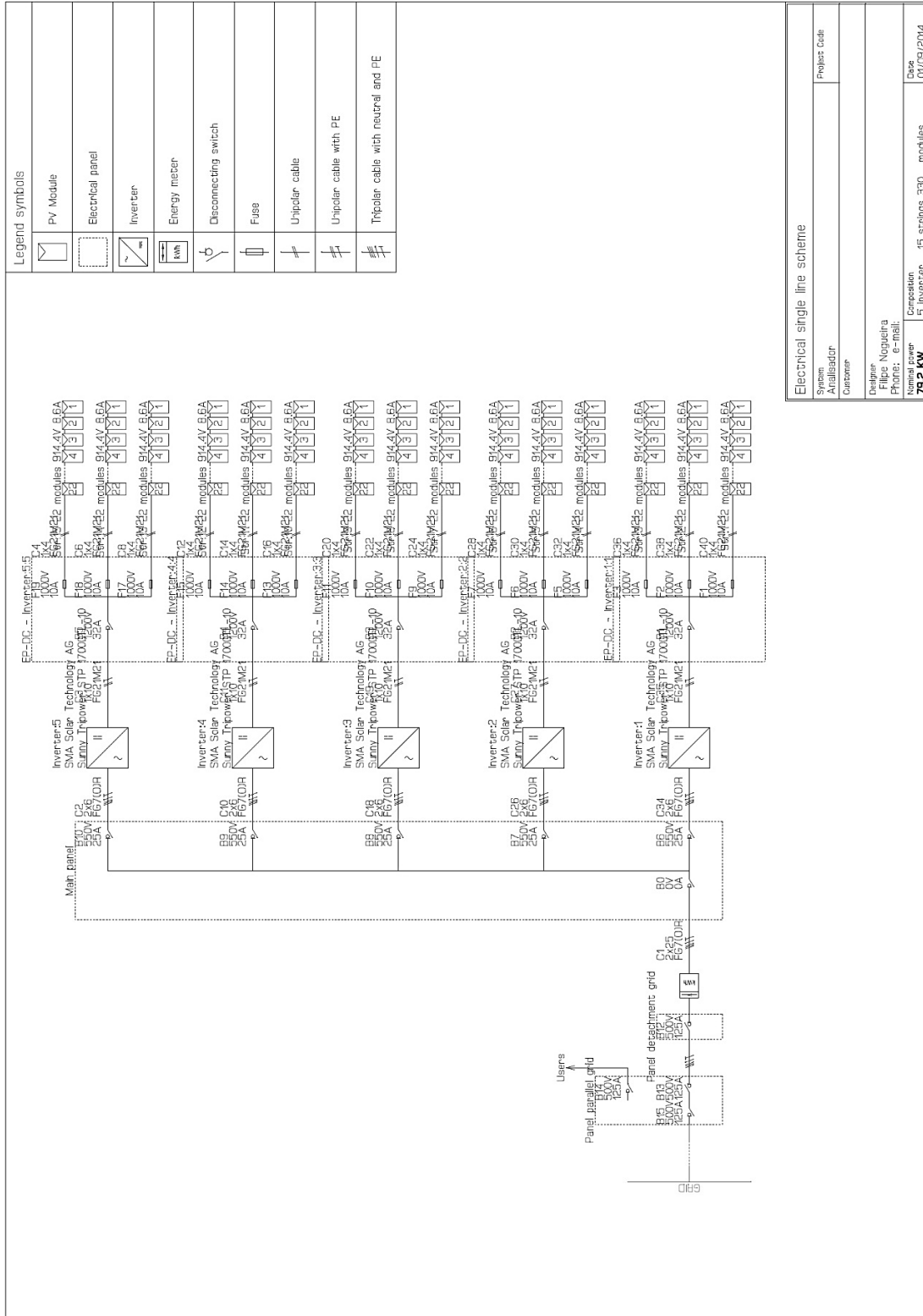


Figura A. 22 - Esquema elétrico de um projeto para uma UPAC de 79,2kWp.

## Anexo 8

Relatório final, retirado do *software Sunny Design Web*, de um estudo de uma UPAC com base nos dados do analisador de energia da *Lacticôa, Lda*.

Produção de energia por via fotovoltaica para autoconsumo instantâneo com ligação à rede.

Filipe Nogueira

**Nome do projecto:** Analisador Lacticôa  
**Número do projecto:** ---

**Local de instalação:** Portugal / Lisbon

Tensão de rede: 20,0 kV

Resumo do sistema			
<b>315 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30014-M240 3BB (10/2012) (Gerador fotovoltaico 1)</b> Azimute: 0 °, Inclinação: 30 °, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 75,60 kWp			
 <b>5 x STP 17000TL-10</b>			
Dados do dimensionamento			
Quantidade total de módulos FV:	315	Performance Ratio (aprox.):*	87,6 %
Potência de pico:	75,60 kWp	Rendimento energético espec. (aprox.):*	1582 kWh/kWp
Número de inversores:	5	Perdas em linha (em % de energia FV):	0,10 %
Potência nominal CA:	85,00 kW	Carga desequilibrada:	0,00 VA
Potência activa CA:	85,00 kW	Autoconsumo:	91.193,57 kWh
Relação de potência activa:	112,4 %	Quota de autoconsumo:	76,2 %
Rendimento energético anual (aprox.):*	119,63 MWh	Taxa de autonomia (em % do consumo de energia):	41,3 %
Factor de utilização da energia:	100 %		

Version: 3.20.2.R

Assinatura

\*Importante: os valores de rendimento indicados são valores estimados. Eles são calculados matematicamente. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade pelo valor de rendimento real, que pode divergir dos valores de rendimento aqui indicados. As diferenças podem dever-se a várias circunstâncias externas, p. ex. sujidade dos módulos fotovoltaicos ou flutuações do grau de eficiência dos módulos fotovoltaicos.

## Avaliação do dimensionamento

**Nome do projecto:** Analisador Lacticôa  
Número do projecto:

**Local de instalação:** Portugal / Lisbon  
**Temperatura ambiente:**  
Temperatura mínima: 4 °C  
Temperatura de dimensionamento: 19 °C  
Temperatura máxima: 36 °C

### Projecto parcial 1

#### 5 x STP 1700TL-10

Potência de pico:	75,60 kWp
Quantidade total de módulos FV:	315
Número de inversores:	5
Potência máx. CC (cos $\varphi$ = 1):	17,41 kW
Potência activa máx. CA (cos $\varphi$ = 1):	17,00 kW
Tensão de rede:	20,0 kV
Razão de potência nominal:	115 %
Factor de desfasamento cos $\varphi$ :	1



**STP 1700TL-10**

#### Dados do dimensionamento

##### Entrada A: Gerador fotovoltaico 1

42 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30014-M240 3BB (10/2012), Azimute: 0 °, Inclinação: 30 °, Tipo de montagem: Telhado

##### Entrada B: Gerador fotovoltaico 1

21 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30014-M240 3BB (10/2012), Azimute: 0 °, Inclinação: 30 °, Tipo de montagem: Telhado

	Entrada A:	Entrada B:	
Número de strings:	2	1	
Módulos fotovoltaicos por string:	21	21	
Potência de pico (entrada):	10,08 kWp	5,04 kWp	
Tensão FV típica:	✓ 585 V	✓ 585 V	
Tensão FV mín.:	527 V	527 V	
Potência CC mín. (tensão de rede 20,0 kV):	150 V	150 V	
Tensão FV máx.:	✓ 839 V	✓ 839 V	
Tensão CC máx.:	1000 V	1000 V	
Corrente máx. do gerador FV:	✓ 16,2 A	✓ 8,1 A	
Corrente máx. de CC:	33 A	11 A	
Corrente máx. de curto-circuito (inversor)	50,0 A	12,5 A	
Corrente máx. de curto-circuito (sistema fotovoltaico):	✓ 17,2 A	✓ 8,6 A	

#### Sistema fotovoltaico / Inversor compatíveis

Version: 3.20.2.R

## Autoconsumo

Nome do projecto: **Analizador Lacticôa**

Local de instalação: **Portugal / Lisbon**

Número do projecto:

### Dados sobre o autoconsumo

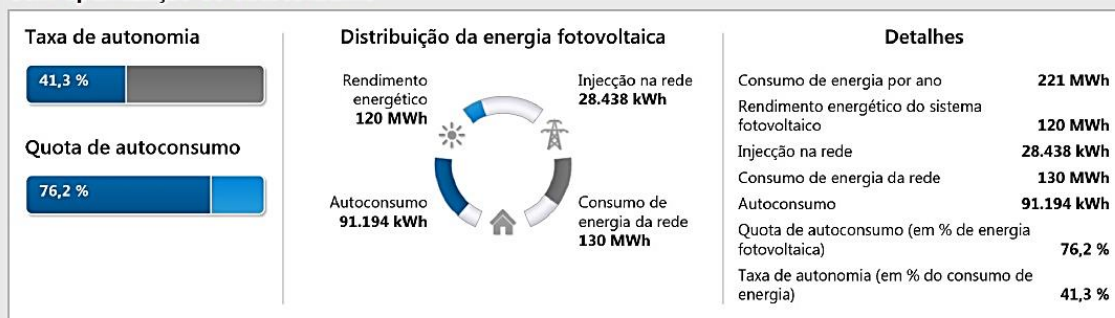
Perfil de carga: **Analizador Lacticôa**

Consumo de energia por ano: **221 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.

Version: 3.20.2.R

## Análise da rentabilidade

Nome do projecto: **Analizador Lacticôa**

Local de instalação: **Portugal / Lisbon**

Número do projecto:

### Detalhes

Poupança em custos energéticos no primeiro ano (aprox.) **10.122 EUR**

Poupança total em custos energéticos após 20 ano(s) (aprox.) **290.277 EUR**

Lucro total resultante da injeção na rede após 20 ano(s) (aprox.) **18.543 EUR**

Período de amortização previsto em anos (aprox.) **11**

O investimento total é de **131.125,00 EUR**

Os custos específicos de investimento são de **1.734,46 EUR**

### Comparação de custos anuais de electricidade

Hoje sem sistema fotovoltaico

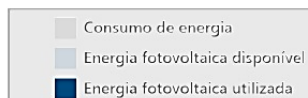
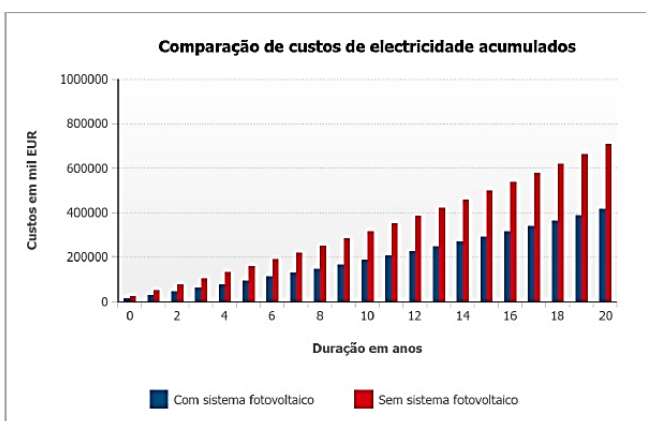
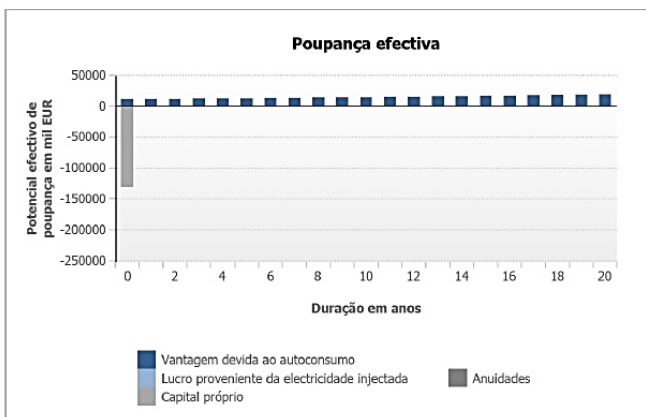
**24.528 EUR**

Em 20 ano(s) sem sistema fotovoltaico

**44.301 EUR**

Hoje com sistema fotovoltaico

**14.406 EUR**



Version: 3.20.2.R

## Análise da rentabilidade

Nome do projecto: **Analizador Lacticóia**

Local de instalação: **Portugal / Lisbon**

Número do projecto:

### Estrutura de custos

#### Custos do sistema fotovoltaico

Os custos totais para os módulos fotovoltaicos são de **81.900,00 EUR**

A degradação média da potência dos módulos fotovoltaicos é de **0,50 %**

Os custos totais para os inversores e a monitorização do sistema são de **23.000,00 EUR**

Os custos para planeamento e instalação são de **26.225,00 EUR**

Os custos anuais fixos são de **625,63 EUR**

O investimento total é de **131.125,00 EUR**

Os custos específicos de investimento são de **1.734,46 EUR**

#### Financiamento

A moeda é **EUR**

A quota-parte de capital próprio é de **100 %**

A quota-parte de capital externo é de **0 %**

O financiamento total é de **0,00 EUR**

A taxa de inflação é de **3,00 %**

O período de análise da rentabilidade é de **20 anos**

Tipo de crédito seleccionado: **Empréstimo com anuidades fixas**

A duração do crédito é de **10 anos**

O período de carência é de **0 anos**

A taxa de juro é de **4,0 %**

#### Custos de compra de electricidade e compensação por injeção na rede

O preço de compra da electricidade é de **0,111 EUR/kWh**

AS tarifas especiais não são consideradas

A taxa anual de encarecimento da electricidade é de **3,0 %**

A compensação por injeção na rede é de **0,039 EUR/kWh**

A duração da compensação por injeção na rede é de **20 anos**

O lucro proveniente da electricidade injectada após terminar o período de compensação é de **0,039 EUR/kWh**

Version: 3.20.2.R

# Anexo 9

Relatório final, retirado do *software Sunny Design Web*, de um estudo de uma UPAC com base nos dados do analisador de energia de uma habitação

Produção de energia por via fotovoltaica para autoconsumo instantâneo com ligação à rede.

Filipe Nogueira

**Nome do projecto:** Habitação  
**Número do projecto:** ---

**Local de instalação:** Portugal / Lisbon

Tensão de rede: 230V (230V / 400V)

## Resumo do sistema

**4 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30014-M240 3BB (10/2012) (Gerador fotovoltaico 1)**

Azimute: 0 °, Inclinação: 30 °, Tipo de montagem: Telhado, Potência de pico: 960,00 Wp

 **4 x SB 240-10**

 **1 x Sunny Multigate**

## Dados do dimensionamento

Quantidade total de módulos FV:	4	Performance Ratio (aprox.):*	85,6 %
Potência de pico:	960,00 Wp	Rendimento energético espec. (aprox.):*	1546 kWh/kWp
Número de inversores:	4	Perdas em linha (em % de energia FV):	0,00 %
Potência nominal CA:	920,00 W	Carga desequilibrada:	920,00 VA
Potência activa CA:	920,00 W	Autoconsumo:	1.444,83 kWh
Relação de potência activa:	95,8 %	Quota de autoconsumo:	97,3 %
Rendimento energético anual (aprox.):*	1.484,20 kWh	Taxa de autonomia (em % do consumo de energia):	23,3 %
Factor de utilização da energia:	100 %		

Version: 3.20.2.R

\_\_\_\_\_  
Assinatura

\*Importante: os valores de rendimento indicados são valores estimados. Eles são calculados matematicamente. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade pelo valor de rendimento real, que pode divergir dos valores de rendimento aqui indicados. As diferenças podem dever-se a várias circunstâncias externas, p. ex. sujidade dos módulos fotovoltaicos ou flutuações do grau de eficiência dos módulos fotovoltaicos.

## Avaliação do dimensionamento

### Nome do projecto: Habitação

Número do projecto:

Local de instalação: Portugal / Lisbon

Temperatura ambiente:


Temperatura mínima: 4 °C

Temperatura de dimensionamento: 19 °C

Temperatura máxima: 36 °C

### Projecto parcial 1

#### 4 x SB 240-10

Potência de pico:	960,00 Wp
Quantidade total de módulos FV:	4
Número de inversores:	4
Potência máx. CC:	245,00 W
Potência CA máx.:	230,00 W
Tensão de rede:	230V (230V / 400V)
Razão de potência nominal:	102 % 



SB 240-10

### Dados do dimensionamento

#### Entrada A: Gerador fotovoltaico 1

1 x Bosch Solar Energy AG c-Si M60 EU30014-M240 3BB (10/2012), Azimute: 0 °, Inclinação: 30 °, Tipo de montagem: Telhado

	Entrada A:		
Número de strings:	1		
Módulos fotovoltaicos por string:	1		
Potência de pico (entrada):	240,00 Wp		
Tensão FV típica:	 28 V		
Tensão FV mín.:	25 V		
Potência CC mín. (tensão de rede 230 V):	23 V		
Tensão FV máx.:	 40 V		
Tensão CC máx.:	45 V		
Corrente máx. do gerador FV:	 8,1 A		
Corrente máx. de CC:	8,5 A		

#### Sistema fotovoltaico / Inversor compatíveis

Version: 3.20.2.R

## Autoconsumo

Nome do projecto: Habitação

Local de instalação: Portugal / Lisbon

Número do projecto:

### Dados sobre o autoconsumo

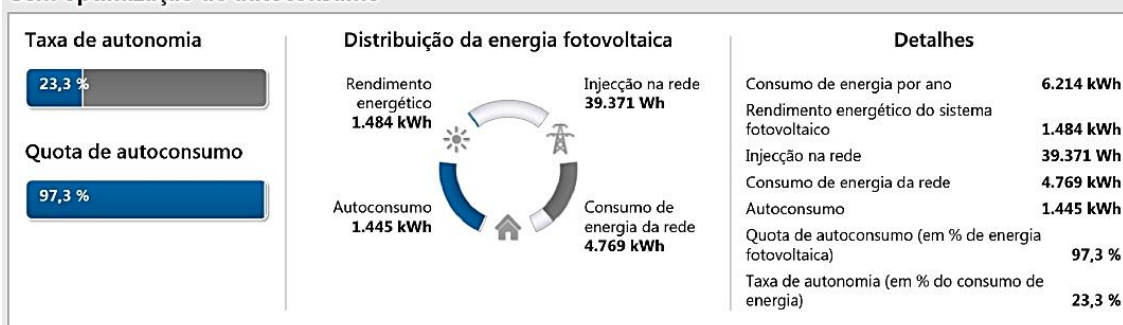
Perfil de carga: Habitação

Consumo de energia por ano: 6214 kWh

### 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.

Version: 3.20.2.R

## Análise da rentabilidade

Nome do projecto: **Habitação**  
Número do projecto:

Local de instalação: **Portugal / Lisbon**

### Detalhes

Poupança em custos energéticos no primeiro ano (aprox.)	<b>272 EUR</b>
Poupança total em custos energéticos após 20 ano(s) (aprox.)	<b>7.789 EUR</b>
Lucro total resultante da injeção na rede após 20 ano(s) (aprox.)	<b>5 EUR</b>
Período de amortização previsto em anos (aprox.)	<b>7</b>
O investimento total é de	<b>2.219,90 EUR</b>
Os custos específicos de investimento são de	<b>2.312,40 EUR</b>

### Comparação de custos anuais de electricidade

Hoje sem sistema fotovoltaico

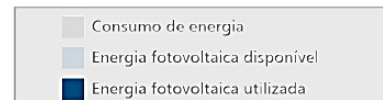
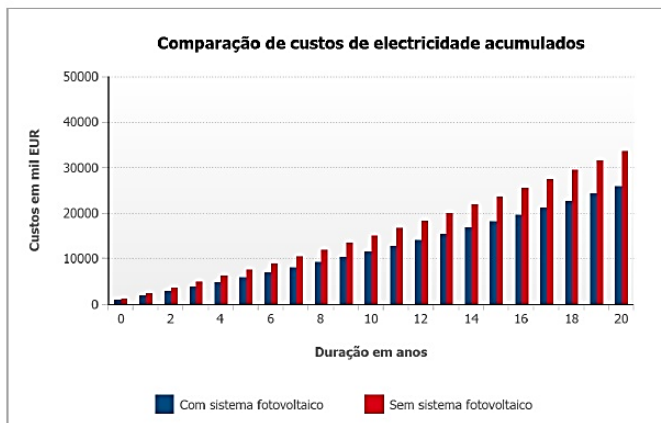
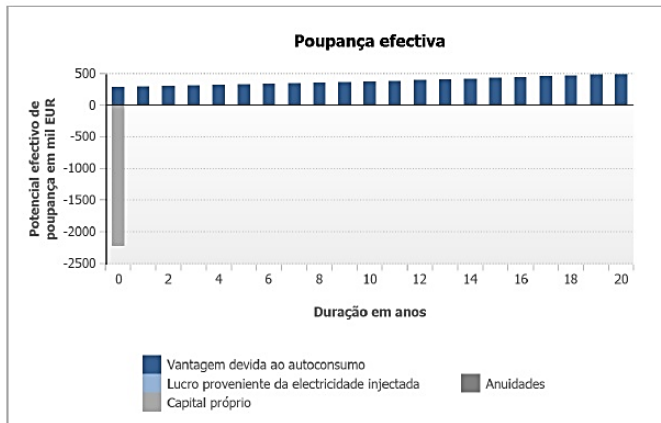
**1.168 EUR**

Em 20 ano(s) sem sistema fotovoltaico

**2.110 EUR**

Hoje com sistema fotovoltaico

**897 EUR**



Version: 3.20

## Análise da rentabilidade

Nome do projecto: **Habitação**

Local de instalação: **Portugal / Lisbon**

Número do projecto:

### Estrutura de custos

#### Custos do sistema fotovoltaico

Os custos totais para os módulos fotovoltaicos são de **1.040,00 EUR**  
A degradação média da potência dos módulos fotovoltaicos é de **0,50 %**  
Os custos totais para os inversores e a monitorização do sistema são de **875,90 EUR**  
Os custos para planeamento e instalação são de **304,00 EUR**  
Os custos anuais fixos são de **11,10 EUR**  
O investimento total é de **2.219,90 EUR**  
Os custos específicos de investimento são de **2.312,40 EUR**

#### Financiamento

A moeda é **EUR**  
A quota-parte de capital próprio é de **100 %**  
A quota-parte de capital externo é de **0 %**  
O financiamento total é de **0,00 EUR**  
A taxa de inflação é de **3,00 %**  
O período de análise da rentabilidade é de **20 anos**  
Tipo de crédito seleccionado: **Empréstimo com anuidades fixas**  
A duração do crédito é de **10 anos**  
O período de carência é de **0 anos**  
A taxa de juro é de **4,0 %**

#### Custos de compra de electricidade e compensação por injeção na rede

O preço de compra da electricidade é de **0,188 EUR/kWh**  
AS tarifas especiais não são consideradas  
A taxa anual de encarecimento da electricidade é de **3,0 %**  
A compensação por injeção na rede é de **0,039 EUR/kWh**  
A duração da compensação por injeção na rede é de **20 anos**  
O lucro proveniente da electricidade injectada após terminar o período de compensação é de **0,039 EUR/kWh**

Version: 3.20.2.R