

• U



C •

João Pedro Neves Alexandre

IMPACTO DA NOVA LEGISLAÇÃO SOBRE O REGIME DE AUTOCONSUMO DE ENERGIA

Dissertação de Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores — Área de Especialização em Energia, orientada pelo Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura e apresentada no Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra

Setembro de 2015



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



**Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade
de Coimbra**

**Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores**

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Dissertação de Mestrado – Área de Especialização em Energia

**Impacto da Nova Legislação sobre o Regime de
Autoconsumo de Energia**

João Pedro Neves Alexandre

Júri:

Professor Doutor António José Ribeiro Ferreira (Presidente)

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura (Orientador)

Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes (Vogal)

Coimbra, Setembro de 2015

Agradecimentos

O trabalho que aqui se apresenta só foi possível graças à colaboração de algumas pessoas e como tal quero aqui deixar os meus sinceros agradecimentos a todos os que contribuíram para a possibilidade de concretizar esta dissertação.

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer todo o apoio prestado pelos meus pais e irmã, que sempre me incentivaram e apoiaram no meu percurso académico. Foi sem dúvida graças a eles que esta caminhada foi possível.

Quero agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura, pela sua excelente orientação, disponibilidade, acompanhamento, sugestões e correções que contribuíram para a elaboração e conclusão desta dissertação.

Um especial agradecimento a todos os meus amigos e colegas, que me acompanharam ao longo do meu percurso académico, pela sua amizade, entreaajuda e pelos momentos partilhados ao longo destes anos.

Agradeço também a todos os docentes do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra que me prepararam para a minha vida profissional.

Resumo

Portugal é um dos países do mundo que possui condições climatéricas privilegiadas para a implementação das energias renováveis. Entre as energias renováveis merece destaque, pelo seu forte crescimento recente a nível mundial, a energia solar fotovoltaica. Esta forma de geração de energia apresenta como grande vantagem a sua fácil integração em edifícios. De facto, tem-se assistido a uma utilização e instalação crescente de sistemas fotovoltaicos no país e em particular nos edifícios residenciais e de serviços.

Atualmente, com a substituição da tarifa *feed-in* pelo tarifário *net-billing*, torna-se fundamental estudar o impacto dessa mudança a nível económico, isto é avaliar o retorno financeiro do investimento face às novas condições impostas no setor, bem como o estudo da nova legislação em vigor que apresenta múltiplos detalhes.

A presente dissertação pretende avaliar o impacto da nova legislação sobre o regime de autoconsumo de energia. Para tal, é feito o dimensionamento de painéis solares fotovoltaicos que assegurem 25%, 50%, 75% e 100% do consumo médio de energia por agregado familiar em Portugal, com ligação à rede elétrica. Para esse dimensionamento foi utilizado o *software PVSyst* e foram estimadas as necessidades de troca de energia com a rede, para cada sistema.

Posteriormente, foi avaliada a viabilidade económica dos quatro casos de estudo. Essa análise é importante e serve de apoio à decisão da escolha do sistema fotovoltaico mais favorável face à legislação aplicada atualmente em Portugal e ao regime tarifário remuneratório que esta tecnologia tem atualmente no país.

Palavras-chave: Fotovoltaico, Autoconsumo, Tarifário Net-Billing, Troca de energia com a rede, Análise económica.

Abstract

Portugal is among the countries in the world with privileged climatic conditions for the implementation of renewable energies. Among the renewable energies is worth mentioning the solar photovoltaic energy, for its recent strong growth at a worldwide level. This form of energy generation presents as great advantage its easy integration into buildings. In fact, there has been a growing use and installation of photovoltaic systems in the country and particularly in residential buildings and services.

Nowadays, it is essential to study the impact at economic level of the replacement of the feed-in tariff by the net-billing tariff, i.e. to evaluate the financial return of the investment with the new conditions imposed in the sector, as well as the study of the new legislation that has multiple details.

This dissertation aims to evaluate the impact of the new legislation on energy self-consumption. The design of solar panels connecting to the grid was done to ensure 25%, 50%, 75% and 100% of the average energy consumption per household in Portugal. This design was done using the software PVSyst and the needs of energy exchange with the grid were estimated for each system.

Then, the economic viability was evaluated for the four case studies. This analysis is important and supports the decision of choosing the most favorable photovoltaic system under the laws currently applied in Portugal and the remuneration tariff system that this technology has in the country.

Keywords: Photovoltaic, Self-consumption, Net-Billing Tariff, Energy exchange with the grid, Economic Analysis.

Índice

Lista de Figuras	iii
Lista de Tabelas.....	vii
Lista de Acrónimos	ix
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 – Motivação	2
1.2 – Objetivos.....	3
1.3 – Organização da Dissertação.....	3
Capítulo 2	5
Tarifários de Energia Fotovoltaica	5
2.1 - Tipos de Tarifas e Características	5
2.1.1 – Tarifas que Promovem a Injeção de Energia na Rede	6
2.1.2 – Tarifas que Promovem o Autoconsumo de Energia	8
2.2 – Situação em Alguns Países Europeus	9
2.3 – Paridade com a Rede	12
Capítulo 3	15
Fotovoltaico em Portugal	15
3.1 – Capacidade Instalada	15
3.2 – Evolução ao Longo dos Últimos anos do PV e das Tarifas.....	17
3.3 – Nova Legislação	19
Capítulo 4	25
Dimensionamento dos Casos de Estudo.....	25
4.1 – Consumo de Energia Considerado	25
4.2 - Dimensionamento do Sistema PV	26
Capítulo 5	33
Análise das Trocas de Energia com a Rede	33
5.1 - Energia Injetada na Rede e Energia Consumida da Rede	33
5.2 - Análise da Alteração da Inclinação dos Painéis.....	36
Capítulo 6	39
Análise Económica.....	39

6.1 - VAL e Payback	39
6.2 – Impacto da Alteração do Ângulo de Inclinação	43
6.2 – Cash-flows	44
Capítulo 7	47
Conclusões e Trabalho Futuro.....	47
7.1 – Conclusões.....	47
7.2 – Trabalho Futuro	49
Referências Bibliográficas	51
Apêndice A: Dimensionamento do sistema PV	55
Apêndice B: Trocas de Energia com a Rede.....	67

Lista de Figuras

Figura 1: Evolução da capacidade instalada do PV a nível mundial 2000-2013 [4].....	2
Figura 2: Número de países que adotaram políticas de feed-in (1978-2012) [9].....	6
Figura 3: Número de países que adotaram políticas de feed-in/esquemas de leilão (2005-2012) [9].	8
Figura 4: Visão geral dos principais esquemas de net-metering e autoconsumo na Europa em 2012 [5].	12
Figura 5: Ilustração representativa da chegada da paridade com a rede em Portugal [18].	13
Figura 6: Estimativas da chegada da paridade com a rede PV no setor residencial na Europa [18].	13
Figura 7: Índice kWh/Wp para sistema autónomos (virados a Sul com inclinação igual à latitude); Número anual de horas de Sol no território de Portugal Continental [2].....	15
Figura 8: Potência Instalada, em GW das várias tecnologias que permitem a produção de eletricidade [20].	16
Figura 9: Produção anual das várias tecnologias renováveis, em TWh [20].....	16
Figura 10: Evolução das tarifas aplicadas à Micro e Mini produção em Portugal (2007-2013) [3].	18
Figura 11: Gráfico ilustrativo com a diminuição global das tarifas aplicadas à Micro-produção PV [24].	18
Figura 12: Gráfico ilustrativo com a diminuição global das tarifas aplicadas à Mini-produção PV [24].	18
Figura 13: Exemplo ilustrativo de registo para UPAC com potência superior a 1,5kW [30].	22
Figura 14: Exemplo ilustrativo de registo para UPP [30].	22
Figura 15: Repartição de competências.....	23
Figura 16: Diagrama de cargas médio setor residencial (dia útil) em Portugal [32].....	25
Figura 17: Diagrama de cargas médio setor residencial (fim de semana) em Portugal [32].	26
Figura 18: Interface (parcial) do PVSyst: Percurso solar em função do azimute solar em Coimbra.	27
Figura 19: Interface (parcial) do PVSyst: Orientação dos painéis para o sistema fixo..	28

Figura 20: Interface (parcial) do PVSyst: área necessária para implementar os painéis e potência nominal total.	28
Figura 21: Perdas anuais.....	30
Figura 22: Performance ratio PR.....	30
Figura 23: Geração normalizada (PER instalado kWp).	32
Figura 24: Energia injetada na rede durante o ano de ligação do sistema PV.....	32
Figura 25: Variação da geração PV ao longo do ano em kWh.....	33
Figura 26: Variação de geração e consumo no dia 13 de Março.....	34
Figura 27: Variação de geração e consumo no dia 13 de Julho.	34
Figura 28: Variação de geração e consumo no dia 13 de Dezembro.	35
Figura 29: Variação de geração e consumo no dia 13 de Dezembro (cenário que assegura 25% do consumo médio anual de energia elétrica consumida por agregado familiar em Portugal).....	35
Figura 30: Variação da geração PV ao longo do ano em kWh.....	37
Figura 31: Variação da geração ao longo do ano em kWh.....	38
Figura 32: Cash-flows acumulados do caso de estudo 100%.....	44
Figura 33: Cash-flows acumulados do caso de estudo 75%.....	45
Figura 34: Cash-flows acumulados do caso de estudo 50%.....	45
Figura 35: Cash-flows acumulados do caso de estudo 25%.....	45
Figura 36: Perdas anuais.....	56
Figura 37: Performance ratio PR.....	57
Figura 38: Geração normalizada (PER instalado kWp).	58
Figura 39: Energia injetada na rede durante o ano de ligação do sistema PV.....	58
Figura 40: Perdas anuais.....	60
Figura 41: Performance ratio PR.....	60
Figura 42: Geração normalizada (PER instalado kWp).	61
Figura 43: Energia injetada na rede durante o ano de ligação do sistema PV.....	62
Figura 44: Perdas anuais.....	63
Figura 45: Performance ratio PR.....	64
Figura 46: Geração normalizada (PER instalado kWp).	65
Figura 47: Energia injetada na rede durante o ano de ligação do sistema PV.....	65
Figura 48: Variação da geração PV ao longo do ano em kWh.....	67
Figura 49: Variação de geração e consumo no dia 13 de Março.....	68
Figura 50: Variação de geração e consumo no dia 13 de Julho.	68

Figura 51: Variação de geração e consumo no dia 13 de Dezembro.	68
Figura 52: Variação da geração PV ao longo do ano em kWh.....	69
Figura 53: Variação de geração e consumo no dia 13 de Março.....	70
Figura 54: Variação de geração e consumo no dia 13 de Julho.	70
Figura 55: Variação de geração e consumo no dia 13 de Dezembro.	70
Figura 56: Variação da geração PV ao longo do ano em kWh.....	71
Figura 57: Variação de geração e consumo no dia 13 de Março.....	72
Figura 58: Variação de geração e consumo no dia 13 de Julho.	72
Figura 59: Variação de geração e consumo no dia 13 de Dezembro.	72

Lista de Tabelas

Tabela 1: Constituição do mecanismo feed-in tariff (FIT) em diferentes países Europeus [11].	7
Tabela 2: Potência fotovoltaica instalada em Portugal, em MW [20].....	16
Tabela 3: Produção anual de energia fotovoltaica em Portugal, em GWh [20].	16
Tabela 4: Potência instalada da Micro-produção em Portugal [20].	17
Tabela 5: Potência instalada da Mini-produção em Portugal [20].	17
Tabela 6: Valores típicos da OMIE em Portugal no ano de 2014.	20
Tabela 7: Requisitos exigidos às UPAC [30].	22
Tabela 8: Área e potência nominal do sistema PV.....	28
Tabela 9: Parâmetros do local.	29
Tabela 10: Parâmetros da simulação.	29
Tabela 11: Características do painel fotovoltaico.	29
Tabela 12: Características do inversor.	29
Tabela 13: Fatores de perda PV.....	30
Tabela 14: Resultados principais da simulação.....	31
Tabela 15: Resultados da simulação.....	31
Tabela 16: Geração anual dos vários cenários.....	32
Tabela 17: Energia consumida/injetada na rede.	36
Tabela 18: Consumo médio de eletricidade por agregado familiar em Portugal.	40
Tabela 19: Custos de energia anuais com aplicação do sistema PV.	40
Tabela 20: Custos e benefícios totais do sistema PV.	41
Tabela 21: VAL e Payback dos quatro casos de estudo com tarifário net-billing.....	43
Tabela 22: VAL e Payback dos quatro casos de estudo com feed-in tariff.....	43
Tabela 23: Comparação do payback dos casos de estudo de 25%.	44
Tabela 24: Parâmetros do local.	55
Tabela 25: Parâmetros da simulação.	55
Tabela 26: Características do painel fotovoltaico.	55
Tabela 27: Características do inversor.	56
Tabela 28: Fatores de perda PV.....	56
Tabela 29: Resultados principais da simulação.....	57
Tabela 30: Resultados da simulação.....	57
Tabela 31: Parâmetros do local.	58

Tabela 32: Parâmetros da simulação.	59
Tabela 33: Características do painel fotovoltaico.	59
Tabela 34: Características do inversor.	59
Tabela 35: Fatores de perda PV.....	59
Tabela 36: Resultados principais da simulação.....	60
Tabela 37: Resultados da simulação.....	61
Tabela 38: Parâmetros do local.	62
Tabela 39: Parâmetros da simulação.	62
Tabela 40: Características do painel fotovoltaico.	62
Tabela 41: Características do inversor.	63
Tabela 42: Fatores de perda PV.....	63
Tabela 43: Resultados principais da simulação.....	64
Tabela 44: Resultados da simulação.....	64
Tabela 45: Energia consumida/injetada na rede.	69
Tabela 46: Energia consumida/injetada na rede.	71
Tabela 47: Energia consumida/injetada na rede.	73

Lista de Acrónimos

BTN	Baixa Tensão Normal
CIEG	Custo de Interesse Económico Geral
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EEG	Lei de Energia Renovável Alemã (<i>Erneuerbare Energien Gesetz, Deutsch</i>)
ER	Energia Renovável
FER	Fontes de Energia Renovável
FIT	Tarifário de Alimentação ou Injeção (<i>Feed-in Tariff</i>)
FFIT	Tarifário de Alimentação ou Injeção de Preço Fixo (<i>Fixed Feed-in Tariff</i>)
ISQ	Instituto de Soldadura e Qualidade
ISE	<i>Institute for the Sciences of the Environment</i>
LCOE	Custo Nivelado de Eletricidade (<i>Levelized Cost of Electricity</i>)
LIQ	Laboratório de Qualidade Industrial
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PFIT	Tarifário de Alimentação ou Injeção de Preço Premium (<i>Premium Feed-in Tariff</i>)
PR	Rácio de Desempenho (<i>Performance Ratio</i>)
PV	Fotovoltaico (<i>Photovoltaic</i>)
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema de Energia Nacional
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
VAL	Valor Atual Líquido

Capítulo 1

Introdução

O sol brilha há 4,6 mil milhões de anos e a tecnologia fotovoltaica foi descoberta há 138 anos, contudo, em Portugal, o aproveitamento da energia solar está ainda pouco desenvolvida [1].

A produção através da via fotovoltaica (PV) tem como principais características a possibilidade de produção junto do ponto de consumo, a utilização de uma fonte de energia limpa e inesgotável e a produção nos períodos de maior procura de energia.

A aposta nas energias renováveis promove o desenvolvimento de uma fileira industrial que aumenta o crescimento económico, o aumento de novos postos de trabalho e diminui a fatura de importação energética. Para além disso, a promoção da eficiência energética e de fontes de energias renováveis estão integradas na visão atual para 2020 do setor energético, a qual procura articular as estratégias para a procura e oferta de energia. Também é necessário cumprir as metas nacionais de produção de energia renovável, intensificando a diversificação das energias, reduzindo a dependência externa e aumentando a segurança de abastecimento. Apesar da evolução favorável, Portugal continua a exibir um elevado grau de dependência externa, pelo que o papel da eficiência energética e das fontes de energia renovável (FER) é essencial para diminuir a dependência energética do país face às importações, que atualmente representam cerca de 20% do consumo total, e para além de se ir desativando paulatinamente as centrais mais poluentes é importante assegurar o aumento da capacidade de produção de energia elétrica, nomeadamente através do aumento da capacidade ao nível da indústria de fabrico de células e módulos fotovoltaicos [2][3].

A nível mundial, o mercado de PV tem crescido ao longo da última década a um ritmo elevado e este está a tornar-se uma importante fonte de geração de energia para o mundo. Depois de um crescimento recorde em 2011, o mercado global de PV estabilizado em 2012, voltou a crescer significativamente em 2013.

No final de 2009, a capacidade fotovoltaica instalada no mundo era superior a 23 GW. Um ano mais tarde, foi de 40,3 GW e, no final de 2011 era de cerca de 70,5 GW. Em 2012, a marca dos 100 GW foi alcançada e, até 2013, quase 138,9 GW de PV foram instalados sendo-se capaz de produzir pelo menos 160 terawatts-hora (TWh) de energia elétrica por ano. Este volume de energia é suficiente para cobrir as necessidades de fornecimento de energia anuais de mais de 45 milhões de lares europeus. A Europa

continua a ser o líder mundial em termos de capacidade instalada acumulada, com 81,5 GW a partir de 2013. Isso representa cerca de 59% da capacidade PV acumulada no mundo. A Ásia e países do Pacífico estão a crescer rapidamente, com 40,6 GW instalados. Em seguida no ranking aparecem os Estados Unidos da América com 13,7 GW. Pela **Figura 1** consegue-se observar a evolução da capacidade instalada do PV a nível mundial desde o ano de 2000 a 2013 [4].

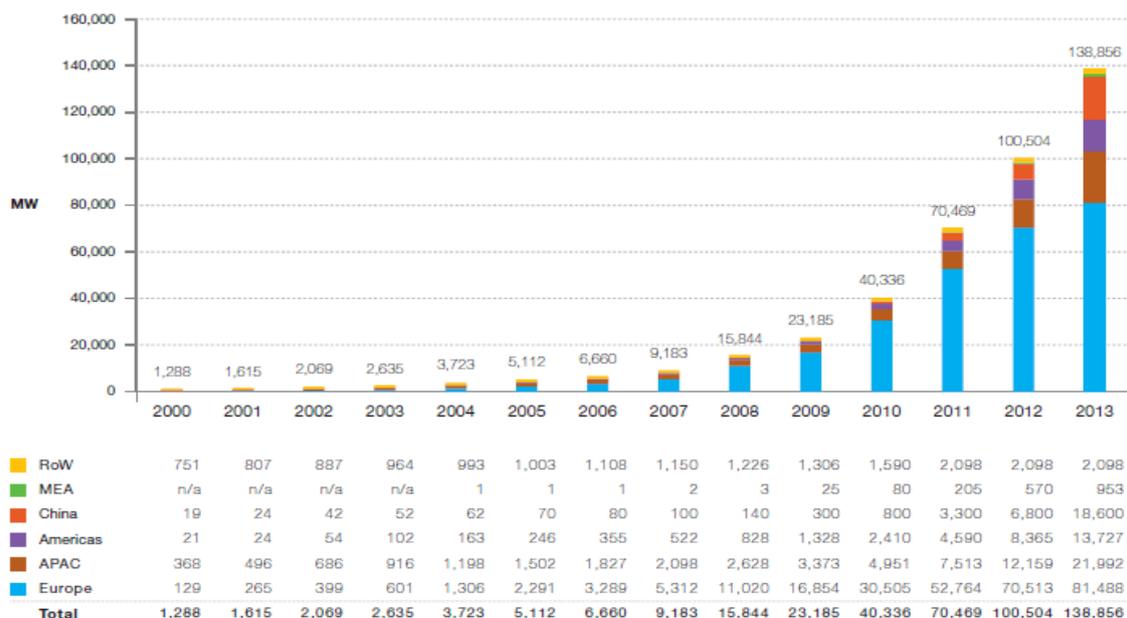


Figura 1: Evolução da capacidade instalada do PV a nível mundial 2000-2013 [4].

1.1 – Motivação

A presente dissertação aborda o tema de produção de energia elétrica através de painéis solares no setor residencial. Sendo Portugal um dos países com bastante potencial solar, e tendo em conta que a energia solar fotovoltaica já atingiu a paridade com a rede, isto é os sistemas PV ligados à rede fornecem energia ao consumidor final ao mesmo preço que a energia oferecida pela rede elétrica, o país depara-se com uma oportunidade para o desenvolvimento da tecnologia PV.

Ao existir uma nova legislação sobre o regime de autoconsumo de energia em Portugal é importante avaliar o seu impacto, sendo neste caso avaliado no contexto do setor residencial. Também com igual importância prende-se o estudo da viabilidade económica da sua implementação.

1.2 – Objetivos

O desenvolvimento desta dissertação tem como objetivo principal a análise do impacto da nova legislação sobre o regime de autoconsumo de energia elétrica através de painéis solares em Portugal no setor residencial.

Pretende-se estudar o impacto da implementação de painéis fotovoltaicos que assegurem 25%, 50%, 75% e 100% do consumo total de energia por agregado familiar em Portugal, fazendo-se uma análise das trocas de energia com a rede, assim como avaliar a viabilidade económica dos vários casos de estudo simulados e concluir qual das hipóteses de dimensionamento é mais rentável.

1.3 – Organização da Dissertação

Esta dissertação é constituída, por sete capítulos. No capítulo 1 é exposta uma breve introdução, as motivações que levaram ao seu desenvolvimento e os objetivos que se pretendem alcançar. No capítulo 2 são abordados conceitos teóricos relevantes ao desenvolvimento do trabalho, falando-se do tipo de tarifários de energia fotovoltaica, aplicação dessas mesmas tarifas em alguns países Europeus e ainda se aborda o conceito de paridade com a rede. No capítulo 3 é descrita a evolução da implementação dos sistemas fotovoltaicos em Portugal, dando-se ênfase à capacidade instalada no país, à evolução ao longo dos últimos anos das tarifas e ainda os múltiplos detalhes da nova legislação em vigor. No capítulo 4 são apresentados quatro casos de estudo que pretendem simular casos reais de implementação de painéis solares na cidade de Coimbra, no setor residencial. É descrito o consumo de energia considerado, bem como o dimensionamento de todo o sistema fotovoltaico efetuado com o recurso do *software PVSystem*. No capítulo 5 avalia-se as trocas de energia entre o consumidor e a rede, ou seja, faz-se o cálculo da energia enviada para a rede e da energia consumida da rede, sendo apresentados e analisados os resultados das diversas simulações realizadas para cada um dos casos de estudo. No capítulo 6 é elaborada a análise económica de cada caso de estudo, focando-se esta no cálculo do VAL (Valor Atual Líquido) e payback de cada situação. Por fim, no capítulo 7 apresentam-se as conclusões do desenvolvimento da dissertação e algumas sugestões para trabalhos futuros.

No apêndice A e apêndice B são apresentadas as restantes simulações dos respetivos casos de estudo.

Capítulo 2

Tarifários de Energia Fotovoltaica

2.1 - Tipos de Tarifas e Características

No ano de 1996, o processo de liberalização lançado no sector da energia teve um grande objetivo: garantir preços de energia elétrica a preços acessíveis para todos os consumidores europeus e empresas, dando-lhes a possibilidade de escolher livremente os seus fornecedores de energia com base em ofertas competitivas. Portanto, a situação de liberdade dos consumidores melhorou, mas esta é apenas perfeita quando os consumidores e as empresas são livres de escolher entre um fornecedor de eletricidade clássico ou optar por produzir e consumir a sua própria eletricidade, processo que é então denominado por “autoconsumo” [5].

O autoconsumo caracteriza-se pela possibilidade de qualquer consumidor de energia elétrica com um sistema de geração, como por exemplo fotovoltaico, utilizar parte da energia gerada para assegurar parcialmente o seu consumo de energia. No caso de um sistema fotovoltaico, durante o dia a energia produzida é consumida de forma instantânea e quando há algum excedente de energia elétrica, esta pode ser enviada para a rede, recebendo-se uma compensação monetária por esse envio. Todavia, quando não há geração devido à ausência de radiação ou quando a geração não é suficiente para o consumo, a energia necessária é fornecida pela rede pública.

Em suma, o autoconsumo permite poupar na fatura energética (reduzindo a energia consumida da rede), potencia o consumo de um recurso renovável e inesgotável e além disto incentiva os consumidores a produzirem apenas a energia de que efetivamente necessitam (sendo assim um recurso de eficiência e não apenas um negócio) e aumenta a eficiência da rede elétrica (evita a existência de fluxos de potencia entre o edifício e a rede e vice-versa) [6].

Atualmente, existem na União Europeia e no Mundo vários tipos de tarifas que regulam a produção de energia fotovoltaica, sendo as principais as seguintes [7]:

- *Tarifa Feed-in*
- *Leilões*
- *Net-Metering*
- *Self-Consumption Bónus*

- *Net-Billing*

2.1.1 – Tarifas que Promovem a Injeção de Energia na Rede

Entre as tarifas anteriormente mencionadas, as tarifas que promovem a injeção de energia elétrica na rede e não o autoconsumo de energia, são as tarifas de *feed-in* (FIT) e os *leilões*.

O tarifário *feed-in* (tarifário de alimentação ou injeção) é o mais utilizado em todo o mundo e foi adotado como medida para aumentar o número de sistemas fotovoltaicos instalados numa altura em que a tecnologia PV ainda não era competitiva [8]. O objetivo principal da tarifa *feed-in* é então o de diversificar o *mix* de produção de energia elétrica através de fontes renováveis. Através da **Figura 2** pode-se observar o crescimento do número de países que adotaram políticas de *feed-in* até 2012.

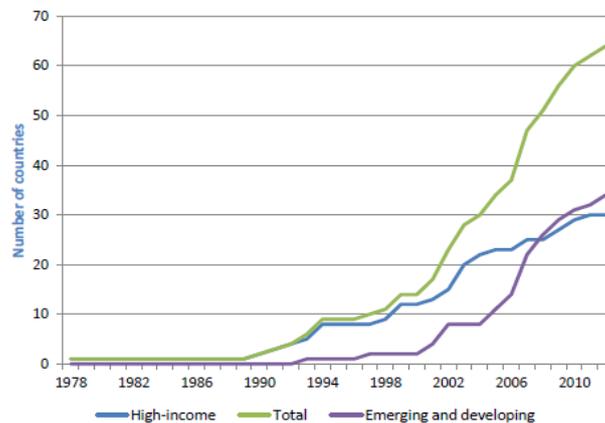


Figura 2: Número de países que adotaram políticas de *feed-in* (1978-2012) [9].

Este tarifário permite que toda a geração de energia possa ser injetada na rede. Assim, o consumidor possui dois contadores de energia elétrica, um que contabiliza a energia gerada e injetada na rede, e outro que contabiliza a energia comprada à rede elétrica.

Este tipo de tarifário é dos mais atrativos pois fornece aos proprietários e investidores segurança a longo prazo (10-25 anos), no que toca ao preço pago por cada kilowatt-hora (kWh) de energia que estes injetem na rede, isto é, o preço mantém-se estável durante um período pré-determinado e independentemente das oscilações do mercado energético [10]. É de referir também que há diferença dos preços pagos por cada kWh consoante a tecnologia e tamanho do projeto. Portanto, o mecanismo baseia-se na atribuição pelo Governo de uma tarifa bonificada aos produtores de energia elétrica a partir de FER, ou seja, os produtores vendem a energia a um preço mais

elevado do que o preço de mercado da eletricidade. Além da tarifa bonificada o produtor ainda usufrui da obrigatoriedade por parte das empresas comercializadores de energia de comprarem a totalidade da energia produzida. Apesar de ser o mecanismo tradicionalmente mais utilizado na Europa a sua estrutura altera-se consideravelmente entre países, sendo as maiores diferenças no valor da tarifa bonificada, na duração dos contratos, na redução ou não do valor da tarifa bonificada ao longo do contrato e na limitação ou não da potência instala [10].

As políticas de tarifa *feed-in* bem-sucedidas incluem tipicamente três disposições principais: (1) garantia de acesso à rede; (2) contratos de compra estáveis de longo prazo (normalmente, 10-25 anos); e (3) níveis de pagamento com base nos custos de geração de energia renovável [10].

Este tipo de tarifa subdivide-se ainda em outras duas tarifas: [7]

- **FFIT (FIT de preço fixo)** – a tarifa é definida de forma independente do preço de mercado da eletricidade e garante que o produtor venda a eletricidade à rede por um preço fixo.
- **PFIT (FIT de preço premium)** – fornece pagamentos de prémios acima do preço de mercado da eletricidade, isto é, adiciona um bónus à tarifa de eletricidade em vigor no mercado.

Na **Tabela 1** são apresentados os mecanismos de tarifa *feed-in* utilizados em alguns países Europeus em 2012. É de facto importante realçar as principais diferenças existentes na constituição da tarifa no que diz respeito ao valor da tarifa (FIT) e a duração do contrato. Outra importante característica, não apresentada na tabela, é a existência ou não de um limite para a quota de ligação anual.

Tabela 1: Constituição do mecanismo *feed-in tariff* (FIT) em diferentes países Europeus [11].

País	Geração fotovoltaica* (kWh/KWp)	Tarifa bonificada (€/kWh)	IRC (%)	IVA (%)	Duração do contrato	Tarifa eletricidade
Alemanha	1250	0,1601	29,51	19,00	20	0,2282
Espanha	1575	0,21	30,00	18,00	25	0,172
França	1275	0,2137	33,33	19,60	20	0,1215
Itália	1500	0,233	31,40	20,00	20	0,1946
Grécia	1500	0,292	25,00	19,00	20	0,1061
Portugal	1500	0,32	25,00	23,00	15	0,1668
Reino Unido	975	0,19	28,00	15,00	25	0,1347
Bélgica	900	Vários	34,00	21,00	Vários	0,1896
Bulgária	1275	0,367	10,00	20,00	25	0,0865
República Checa	880	0,423	19,00	19,00	20	0,1455
Suíça	1100	0,41	25,45	7,60	25	0,1897

*Melhores condições do país.

É de notar que, uma vez que o custo resultante da energia paga ao produtor é mais elevado do que a tarifa convencional, este acréscimo é suportado pelos utilizadores finais do sistema elétrico, ou seja, pela população ou por verbas específicas dos países.

Outro regime tarifário que promove a injeção de energia elétrica na rede são os regimes de *leilão*, contudo este tipo de tarifário destina-se à grande escala de produção de energia elétrica através de fotovoltaico, ou seja, a empresas que vão instalar grandes parques fotovoltaicos e não para a instalação em edifícios. Este regime face aos outros tarifários distingue-se na tarifa ou no prémio pago ao produtor e é baseado nos preços indicados pelos licitadores e as suas ofertas são fixadas durante o processo de leilão. Como pontos fortes destaca-se a alta eficiência ao nível de custos devido à concorrência de preço do kWh gerado, sendo então útil para estabelecer preços competitivos. Existe também proteção dos investidores através da estabilidade de preço durante o período de contrato. Como se pode verificar através da **Figura 3**, tal como para o caso das tarifas de *feed-in* o número de países a adotarem esquemas de *leilão* tem vindo a aumentar substancialmente.

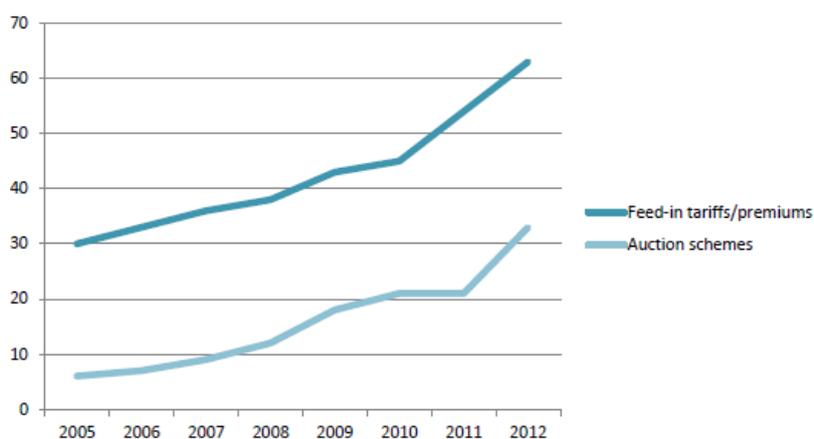


Figura 3: Número de países que adotaram políticas de *feed-in/esquemas de leilão* (2005-2012) [9].

2.1.2 – Tarifas que Promovem o Autoconsumo de Energia

De um modo geral, as tarifas que privilegiam o autoconsumo de energia elétrica são o *net-metering*, o *self-consumption bônus* e o *net-billing*. De seguida, é apresentada uma breve descrição das mesmas em função da sua utilização histórica.

O *net-metering* (medição líquida) é caracterizado por um regime de faturação simples que garante aos consumidores que instalam sistemas fotovoltaicos a possibilidade de receber um crédito no caso dos seus sistemas fotovoltaicos produzirem um excesso de energia elétrica que é injetada na rede. Neste caso a energia elétrica que é produzida é primeiramente para consumo do edifício em questão e só no caso de a produção ser

maior que o consumo é que esta é injetada na rede, sendo gerado um crédito de energia para consumir mais tarde. Neste caso, o produtor/consumidor irá ter acesso a créditos que pode usar durante 12 ou 24 meses [7] [12] para compensar a energia consumida, sendo assim, indiretamente, a energia injetada na rede paga ao preço da energia consumida. A rede é então considerada como uma solução virtual de armazenamento a longo prazo, com a energia fotovoltaica a ser injetada num período e consumida mais tarde.

Com este tipo de tarifário, os consumidores possuem um contador bidirecional para efetuar a contagem da energia consumida e injetada. Já se a situação for a contrária, ou seja, o consumo maior que a produção, o produtor terá de pagar a diferença à empresa fornecedora da energia elétrica.

Outro tipo de tarifa aplicada é o *self-consumption bonus* (bónus de autoconsumo). Este sistema tarifário visa dar um bónus monetário em (€/kWh), por toda a eletricidade produzida e consumida instantaneamente. O excesso de eletricidade é instantaneamente injetado na rede.

Por fim, o *net-billing* (faturação líquida) é um tarifário que permite ao consumidor/produtor injetar energia elétrica na rede, mas no qual a energia injetada na rede não tem uma taxa fixa podendo ser pago com um preço superior ou inferior ao custo da energia consumida da rede. Neste caso o consumidor também possui dois contadores de energia elétrica, um que contabiliza a energia enviada para a rede, e outro que contabiliza a energia consumida da rede.

2.2 – Situação em Alguns Países Europeus

Os esquemas de apoio ao crescimento do mercado fotovoltaico na Europa nem sempre foram planeados da melhor forma para fornecer os incentivos adequados ao equilíbrio entre a oferta e a procura. Como tal, grandes quantidades da produção fotovoltaica surgiram em locais de densidade populacional fraca, onde a procura de energia elétrica é menor; ou concentraram-se em zonas onde o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos era mais atrativo do ponto de vista económico, fosse pela radiação solar abundante ou pontos de interconexão disponíveis. Tendo o fluxo de energia sofrido alterações, a capacidade de receção da energia por parte de algumas redes de distribuição tem vindo a atingir níveis de saturação [13].

Mais recentemente, alguns mecanismos de autoconsumo têm sido promovidos em vários países europeus. Os esquemas de *net-metering* têm sido desenvolvidos em países como a Bélgica, Dinamarca e Holanda. Contudo, noutros países têm-se favorecido mecanismos que promovam um consumo instantâneo da eletricidade produzida.

Na Bélgica, o *net-metering* é calculado anualmente, compensando a quantidade total de energia elétrica injetada na rede, desde que esta não exceda o total de energia consumida da rede, durante o período de faturação (entre duas leituras). Não existe remuneração financeira para a energia elétrica injetada na rede, mas a totalidade do valor equivalente é deduzido da fatura de energia elétrica. Na região de Bruxelas, todas as FER até 5 kW são elegíveis para *net-metering*. A instalação necessita de estar equipada com dois contadores diferentes, um bidirecional e um *green meter*, que mede a energia elétrica produzida pelo *prosumer* (consumidor/produzidor).

Em outros países os esquemas de *net-metering* incluem mecanismos para assegurar o pagamento dos custos extra de gestão da rede. Em Espanha, por exemplo, o autoconsumo (sem qualquer tipo de prémio) foi autorizado desde Novembro de 2012, sob certas condições, para sistemas até 100 kW. Foi posteriormente proposto um novo mecanismo (que ainda não entrou em vigor), com a introdução de um regime de *net-metering* parcial, em que as compensações dos fluxos de energia elétrica seriam calculadas numa base anual. Contudo, tal proposta prevê que os proprietários dos sistemas PV paguem parte dos custos da gestão da rede, através de uma taxa pela energia autoconsumida.

Outro caso importante é o da Alemanha, onde o incentivo ao autoconsumo começou em 2011, com uma tarifa *premium* para a eletricidade autoconsumida. Esta remuneração era ainda maior se a taxa de autoconsumo fosse superior a 30%, incentivando os consumidores/produzidores para aumentarem a sua taxa de consumo direto. Desde então, o custo da geração PV diminuiu o que levou o governo alemão a ponderar dar um incentivo de autoconsumo sem ser por tarifa *premium*, pois o preço de retalho da eletricidade na maioria dos casos era mais elevado no segmento residencial do que o custo de geração de um sistema fotovoltaico. Assim, o regime de autoconsumo para um consumidor/produzidor torna-se mais rentável do que um regime para um consumidor/produzidor com um tarifário FIT estando a Alemanha a afastar-se das tarifas FIT. Além disso, a revisão da Lei de Energia Renovável Alemã (EEG) em 2012 introduziu um fator que limita a injeção de energia na rede, estando assim a favorecer o consumo direto: com apenas 90% da produção elegível para um ajuste (para sistemas

acima 10 kWp). Todavia, o governo alemão aprovou uma nova taxa sobre a energia solar consumida (autoconsumo) através de instalações acima de 10 kWp. Os *prosumers* que geram a sua eletricidade através de PV com capacidade acima da referida anteriormente vão passar a pagar uma taxa de 0,044€ por cada kWh autoconsumido [16].

Também em Itália foi introduzido um regime de prémios de autoconsumo específico que está em vigor desde 2012 e é muito parecido com o sistema introduzido na Alemanha em 2011. Este regime garante uma remuneração para a quantidade de energia produzida e injetada na rede e consumida instantaneamente que varia consoante as oscilações do preço da energia no mercado, que é uma tentativa inicial (complexa) para favorecer o consumo direto de energia elétrica.

Estas novas propostas que pretendem taxar o autoconsumo justificam-se uma vez que nos tempos passados já foi dado o impulso às energias renováveis e já não faz sentido continuar a subsidiar estas tecnologias uma vez que há necessidade de diminuir o défice tarifário. De facto, é necessário conceber um novo modelo de remuneração para este tipo de tecnologia tendo em conta o novo ambiente económico e assim promover-se uma alocação eficiente de recursos e incentivar a competitividade do mercado.

A massificação e redução significativa dos custos dos painéis solares bem como os seus acessórios, estimulados pelos programas de subsidiação à instalação de painéis solares fotovoltaicos, aliados ao constante aumento dos preços da energia permitiu atingir um ponto de sustentabilidade desta tecnologia sem necessidade de subsidiação (paridade com a rede). Já os custos associados à gestão da rede devem ser assumidos por todos os *prosumers* e pelos consumidores que não utilizem PV, para que esses custos sejam repartidos de forma justa e equilibrada [14] [15]. Os *prosumers* têm um baixo consumo de energia da rede e por isso, só pelo seu consumo, têm uma baixa contribuição para os custos de manutenção e operação da rede. Acontece, que são estes os principais responsáveis pelo aumento dos custos da rede (devido aos custos associados à integração da energia que geram) e se estes não forem taxados pela energia autoconsumida serão os consumidores sem geração a pagar os referidos custos [17].

Em termos gerais, a experiência recente mostra que os sistemas *net-metering* revelam-se uma ferramenta eficiente para o arranque de um mercado ou para desenvolver um segmento específico. A **Figura 4** abaixo visa representar uma visão geral dos sistemas de autoconsumo/*net-metering* existentes na UE em 2012 [5].

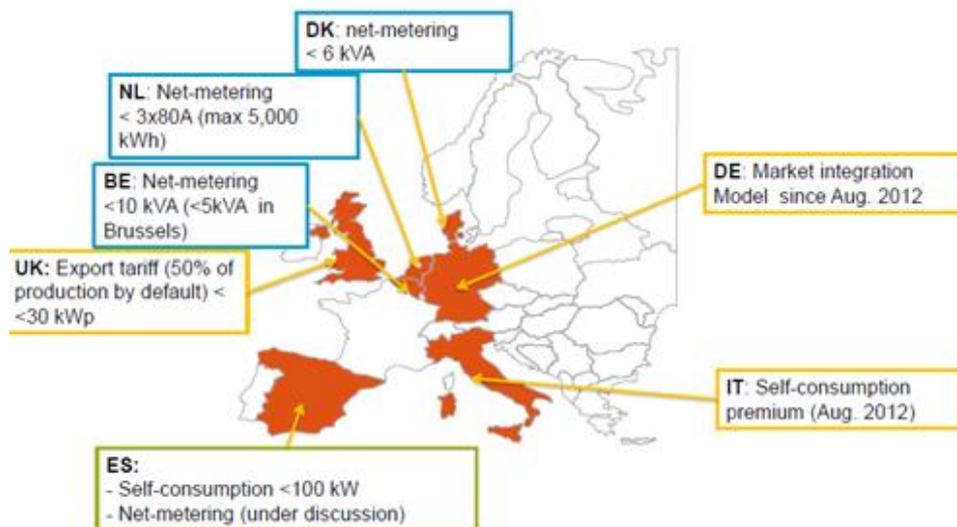


Figura 4: Visão geral dos principais esquemas de *net-metering* e autoconsumo na Europa em 2012 [5].

Salienta-se o facto de que uma grande utilização de PV e *net-metering* não ser sustentável e por em questão a remuneração dos operadores do sistema no longo prazo e, portanto, representam uma barreira à inovação a nível da distribuição. Como tal seria interessante dar-se o salto para o *net-billing*, que força ao autoconsumo cortando o incentivo do *net-metering* e não deixando ainda assim que o autoconsumo deixe de ser taxado para evitar serem os consumidores sem PV a pagar a gestão da rede.

2.3 – Paridade com a Rede

Face aos preços elevados das tecnologias renováveis, como foi abordado na secção 2.2, diversos países, nomeadamente os Estados Membros da União Europeia, deram inícios à adoção de esquemas FIT para promoverem a penetração das FER através de incentivos financeiros atrativos. O sucesso dos esquemas FIT induziu ao notável crescimento do mercado PV nos últimos anos levando à diminuição dos seus custos e, consequentemente, à chegada da paridade com a rede [18].

A paridade com a rede é considerada um ponto importante para as tecnologias renováveis, representando o ponto temporal em que os sistemas PV ligado à rede fornecem energia ao consumidor final ao mesmo preço que a energia oferecida pela rede elétrica. A partir deste ponto, os esquemas de autoconsumo passam a ser uma boa alternativa para os *prosumers*, que ficarão habilitados a “autoconsumir” a energia elétrica produzida pelos seus sistemas PV, em vez de adquiri-la da rede [18].

Pela **Figura 5** pode-se dizer que o modelo dinâmico da paridade com a rede é baseado na relação histórica entre duas tendências, o decréscimo do custo de produção de energia PV e o constante aumento dos preços da energia [18].

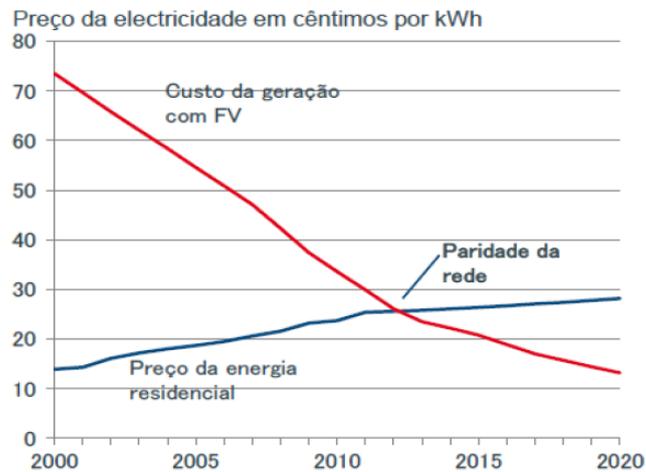


Figura 5: Ilustração representativa da chegada da paridade com a rede em Portugal [18].

É importante referir que existem diversos parâmetros que influenciam a chegada da paridade com a rede, tais como:

- Custo da eletricidade;
- Recurso solar;
- Custo dos sistemas fotovoltaicos;
- Custo do financiamento.

A paridade com a rede é diferente entre os vários países e é então atingida em anos diferentes, tal como se pode observar pela **Figura 6**.

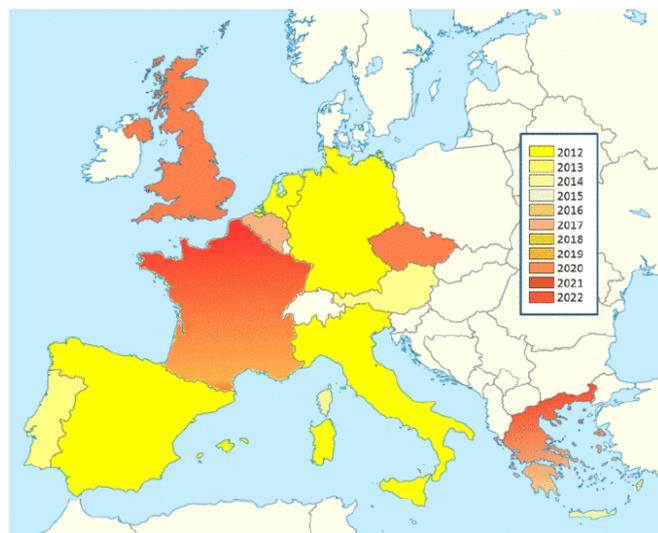


Figura 6: Estimativas da chegada da paridade com a rede PV no setor residencial na Europa [18].

Capítulo 3

Fotovoltaico em Portugal

3.1 – Capacidade Instalada

Dada a localização privilegiada onde se encontra Portugal e apesar da instalação fotovoltaica no País ter evoluído, ainda não é suficientemente ambiciosa face às suas condições climáticas. As horas de insolação anuais e a radiação incidente no plano horizontal de Portugal são apresentadas na **Figura 7**. O nível médio de insolação no país situa-se entre as 2200 e as 3000 horas, o que é bastante superior se se comparar a outros países que têm um aproveitamento da energia solar bastante superior a Portugal, como é o caso da Alemanha, em que o nível médio de insolação se situa entre as 1200 e as 1700 horas. Simultaneamente, Portugal é dos países que maior índice de radiação solar recebe por unidade de superfície a nível europeu, o que equivale a mais de 4000 vezes o consumo energético utilizado sob todas as formas [2].

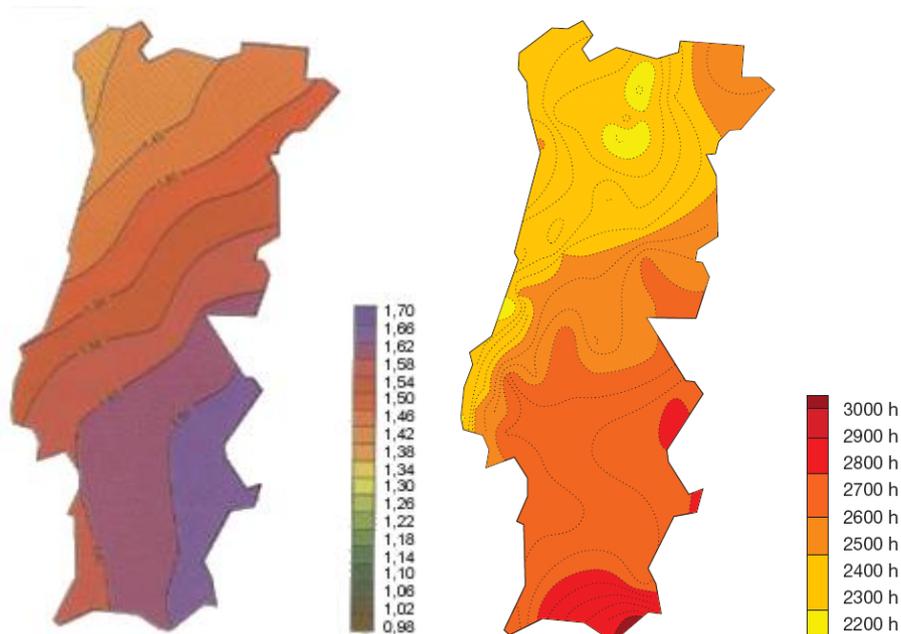


Figura 7: Índice kWh/Wp para sistema autónomos (virados a Sul com inclinação igual à latitude); Número anual de horas de Sol no território de Portugal Continental [2].

A potência fotovoltaica que estava instalada no ano de 2014 era de 414 MW, apresentando-se na **Tabela 2** a evolução da potência instalada de 2005 a 2014. Já na **Figura 8** apresenta-se a potência instalada das várias tecnologias renováveis, podendo-

se comprovar que a potência fotovoltaica ainda representa uma pequena percentagem do total das energias renováveis. A **Tabela 3** apresenta a geração anual de energia fotovoltaica e **Figura 9** a produção anual das várias tecnologias de energia renovável.

Tabela 2: Potência fotovoltaica instalada em Portugal, em MW [20].

Potência Instalada (MW)									
2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
3	3	15	62	110	134	175	244	299	414

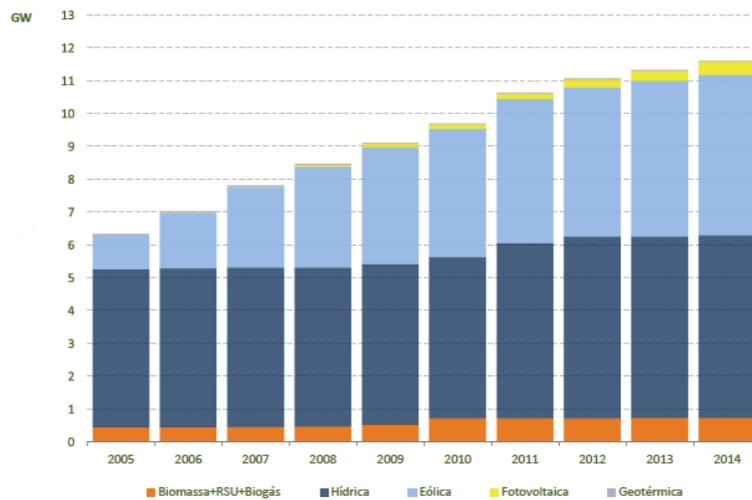


Figura 8: Potência Instalada, em GW das várias tecnologias que permitem a produção de eletricidade [20].

Tabela 3: Produção anual de energia fotovoltaica em Portugal, em GWh [20].

Produção Anual (GWh)									
2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
3	5	24	41	160	215	282	393	479	631

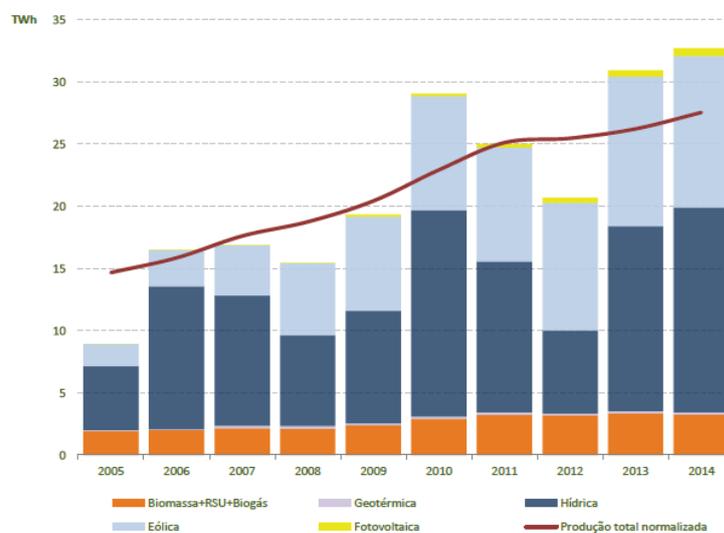


Figura 9: Produção anual das várias tecnologias renováveis, em TWh [20].

A Micro e Mini produção é definida como sendo a atividade de produção de eletricidade em baixa tensão para consumo próprio, com possibilidade de entrega de energia à rede elétrica pública. Esta produção de eletricidade tem por base as chamadas energias renováveis. De seguida, é apresentado na **Tabela 4** e na **Tabela 5** a evolução desde o ano de 2008 a 2014 da potência instalada da Micro e Mini produção fotovoltaica, respetivamente.

Tabela 4: Potência instalada da Micro-produção em Portugal [20].

Micro-Produção Potência Instalada (kW)						
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
10390	27256	34692	62877	82683	91223	98252

Tabela 5: Potência instalada da Mini-produção em Portugal [20].

Mini-Produção Potência Instalada (kW)						
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
-	-	647	1621	22497	46341	59341

3.2 – Evolução ao Longo dos Últimos anos do PV e das Tarifas

O setor fotovoltaico em Portugal teve o seu primeiro impulso a partir de 2002 com a regulação da atividade de produção de energia elétrica em baixa tensão para potências até 150 kW (DL n° 68/2002 de 25 de Março) [1] [21]. Todavia, o seu grande desenvolvimento ocorreu em 2007, com a publicação do DL n° 363/2007 de 2 de Novembro [22], que regulamentava as centrais designadas como de Micro-produção. Em 2011 é publicada a regulamentação que enquadra as centrais de Mini-produção (DL n° 34/2011 de 8 de Março) [23].

Portugal adotou durante esse período um mecanismo de *feed-in* tendo sido possível, graças ao mesmo, aumentar significativamente a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos de valores residuais de 2006 (inferior 10 MW) para cerca de 414 MW em 2014 [20] [28].

No que se refere à evolução das tarifas pagas no setor fotovoltaico, a **Figura 10** apresenta a evolução das tarifas aplicadas à Micro e Mini produção em Portugal (2007-2013). Na **Figura 11** e **Figura 12** são apresentados gráficos ilustrativos do preço pago por cada kWh gerado na Micro-produção e Mini-produção, observando-se uma grande diminuição do preço pago ao longo dos anos. Desta forma, a 26 de Dezembro de 2013, com o Despacho da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), que define as tarifas para 2014, foram aplicadas novamente reduções mas agora de 66% e 30%, para a Micro e a Mini produção, respetivamente.

A remuneração da Micro-produção em 2014 foi de 66 €/MWh durante o primeiro período de 8 anos e de 145 €/MWh durante o segundo período de 7 anos. A tarifa de referência atribuída durante o segundo período era, assim, muito superior àquela oferecida durante os primeiros 8 anos (os mais relevantes para a amortização do investimento). Na Mini-produção, a tarifa de referência era de 106 €/MWh [25] [26].

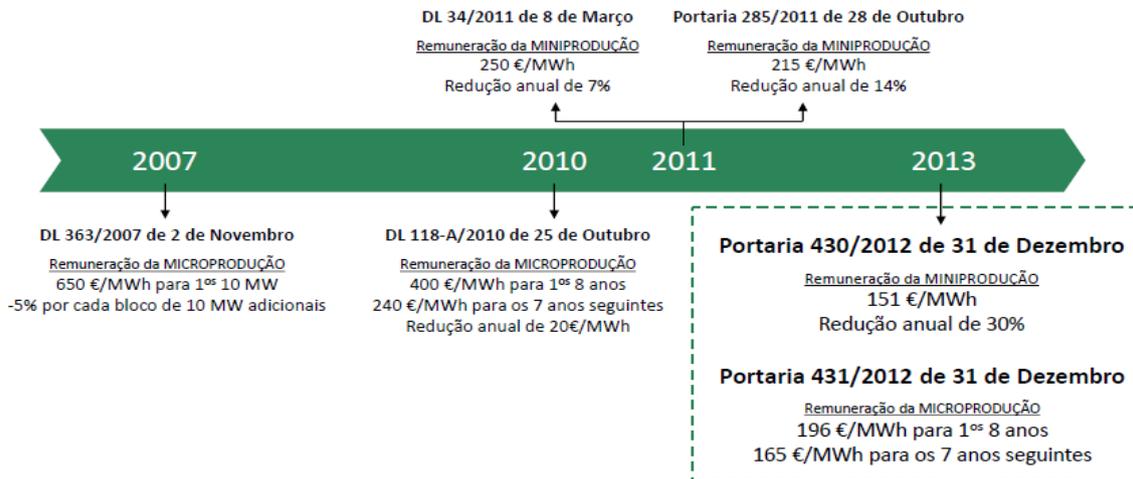


Figura 10: Evolução das tarifas aplicadas à Micro e Mini produção em Portugal (2007-2013) [3].

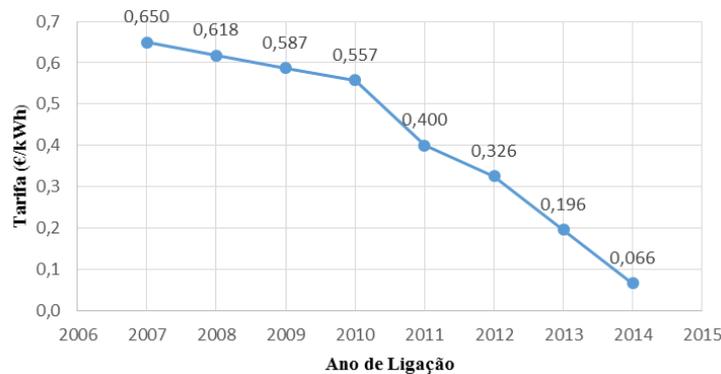


Figura 11: Gráfico ilustrativo com a diminuição global das tarifas aplicadas à Micro-produção PV [24].

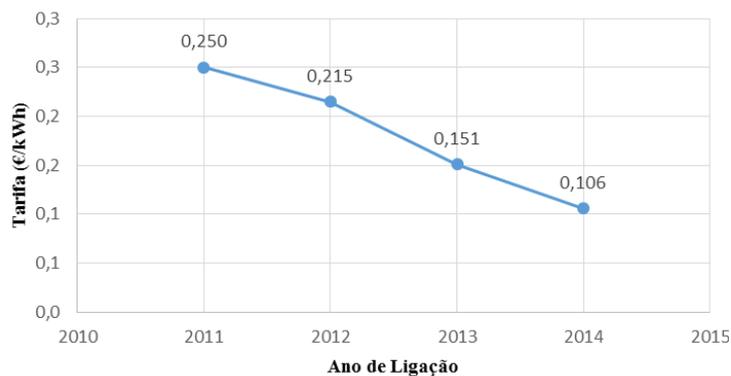


Figura 12: Gráfico ilustrativo com a diminuição global das tarifas aplicadas à Mini-produção PV [24].

Até ao ano de 2014, Portugal seguia a tendência europeia, mas uma vez que o impulso já foi dado quando a tecnologia era cara e pouco competitiva e uma vez que este tipo de tarifa só protege os produtores e não os consumidores não produtores no sentido em que estes é que suportariam os custos com a gestão da rede. Posto isto, foi introduzida legislação para fomentar o autoconsumo, através do DL nº 153/2014 de 20 de Outubro e das portarias nº 14/2015 e 15/2015 de 23 de Janeiro [27]. O novo Decreto-lei que regula a “Atividade de Produção Descentralizada de Energia Elétrica” surge na sequência de um movimento, praticamente generalizado na Europa nos últimos tempos, no sentido da substituição do mecanismo de apoio às renováveis através de tarifas específicas de venda à rede de eletricidade (*feed-in tariff*).

A nova legislação implementa um novo esquema tarifário (*net-billing*) que visa garantir um tratamento equilibrado entre consumidores não produtores e consumidores produtores, já que atualmente, os custos com as redes representam 26% dos preços pagos pelos consumidores em Baixa Tensão Normal (BTN) com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA e os Custo de Interesse Económico Geral (CIEG) representam 31%. Deste modo foi adotado um tarifário de *net-billing* ajustado, garantido que os consumidores não produtores não são penalizados pelas opções de terceiros. Além disto, incentiva-se assim a instalação de sistemas para autoconsumo que garantam as necessidades energéticas do consumidor/produtor e não o de fazer negócio com a venda de energia, com o único objetivo de ser financiado e subsidiado [3].

3.3 – Nova Legislação

A nova legislação em vigor apresenta múltiplos detalhes, sendo que todos os sistemas fotovoltaicos de Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) e Unidade de Pequena Produção (UPP) ficam integrados numa só legislação [27].

Para as UPAC, as características são as seguintes:

- Potência de ligação até 100% da potência contratada;
- Potência da instalação até 200% da potência de ligação;
- Possibilidade de armazenamento do excesso de energia produzida;
- Qualquer *mix* de fontes de energia;
- Potência máxima de 1 MVA.

Para as UPP, as características são as seguintes:

- Potência de ligação até 100% da potência contratada;
- Produção até 200% da energia consumida na base anual;
- Uma só fonte de energia;
- Tarifa sujeita a leilão e aplicada por 15 anos.

A remuneração da energia proveniente das UPAC é calculada de acordo com a equação (1) [27]:

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

Em que:

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

A **Tabela 6** apresenta os valores dos preços médios mensais do OMIE para Portugal durante 2014, assim como o valor que lhe estaria associado para a remuneração da geração injetada na rede. Como se pode observar tais valores são bastante reduzidos e muito inferiores ao preço pago pela energia consumida, pelo que a energia injetada na rede apresenta uma baixa rentabilidade económica, quando comparada com o autoconsumo.

Tabela 6: Valores típicos da OMIE em Portugal no ano de 2014.

Ano 2014	Valor OMIE (c€/kWh)	90% do valor pago da OMIE (c€/kWh)
Janeiro	3,147	2,832
Fevereiro	1,539	1,385
Março	2,620	2,358
Abril	2,336	2,102
Maio	4,247	3,822
Junho	5,119	4,607
Julho	4,827	4,344
Agosto	4,991	4,492
Setembro	5,891	5,302
Outubro	5,539	4,985

Novembro	4,696	4,226
Dezembro	4,769	4,292
Valor total médio	4,143	3,729

A compensação devida pelas UPAC é calculada através da equação (2) [27]:

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

Sendo:

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

O coeficiente K_t , depende da potência instalada no respetivo ano e é:

- 50% caso o total acumulado de potência registada de UPAC exceda 3% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- 30% em caso de 1-3%;
- 0% em caso de <1%.

A **Tabela 7** apresenta de forma simplificada os principais requisitos exigidos às UPAC.

Tabela 7: Requisitos exigidos às UPAC [30].

Dimensão das UPAC ligadas à RESP (Potência de ligação)					
	<200 W	200-1500 W	1,5kW–1 MW	>1MW	“em ilha”
Registo	-	Mera comunicação prévia	Controlo prévio/certificado de exploração	Licença de exploração	Mera comunicação prévia
Taxas Registo	-	Isento	V	V aplicável ao respetivo regime	Isento
Equipamento de contagem	-	-	Sistema com Telecontagem	Sistema com Telecontagem	-
Remuneração excedente (“Pool”)	- (apenas se existir registo)	- (apenas se existir registo)	V	- (Terá de ser definida com contraparte)	-
Compensação Seguro	Isento	Isento	V	V	-
Responsabilidade Civil	-	-	V	V	-

No que se refere ao processo de licenciamento, são apresentados na **Figura 13** e na **Figura 14** exemplos ilustrativos de registo para UPAC com potência superior a 1,5 kW e para o licenciamento de UPPs, respetivamente [30].

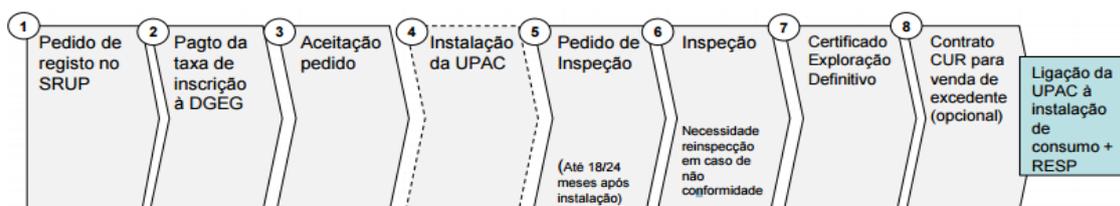


Figura 13: Exemplo ilustrativo de registo para UPAC com potência superior a 1,5kW [30].

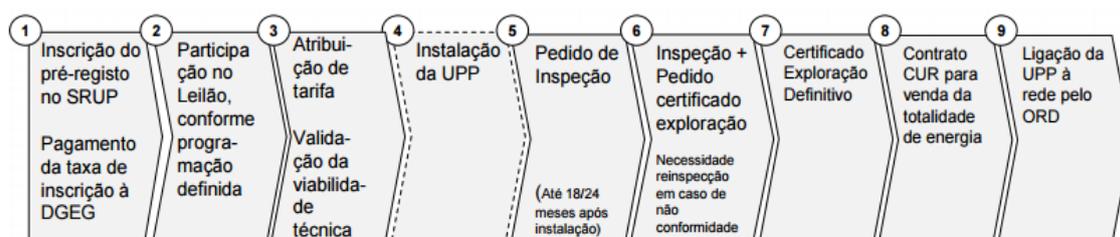


Figura 14: Exemplo ilustrativo de registo para UPP [30].

A **Figura 15** apresenta a repartição de competências entre as diferentes entidades envolvidas no processo de autorização dos sistemas de energia renovável (ER).

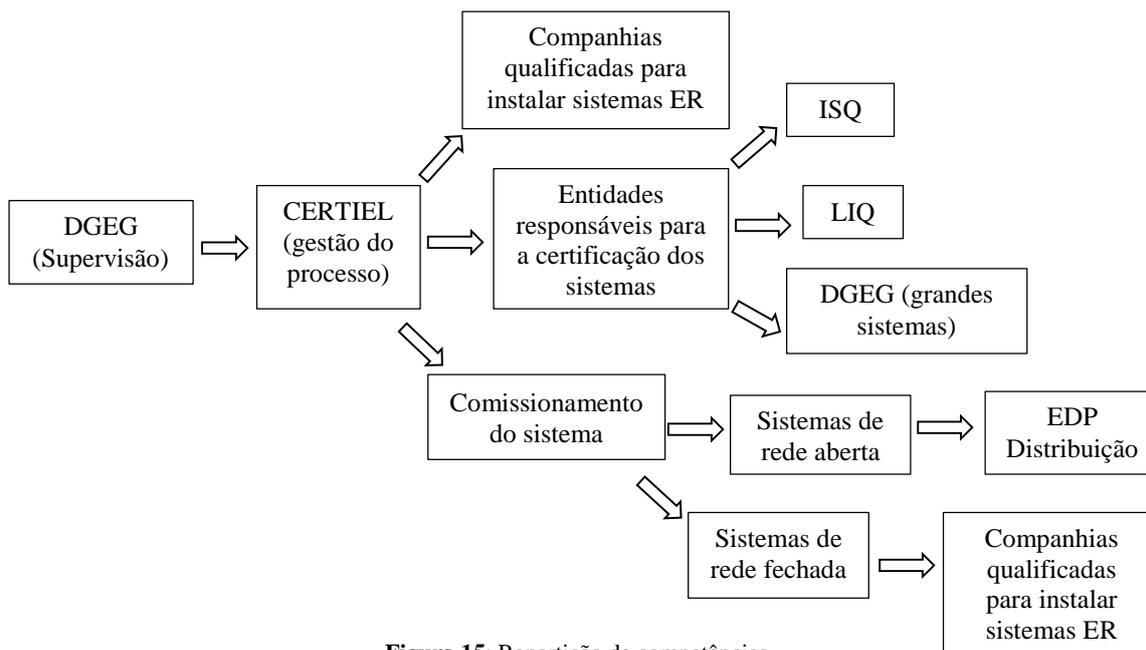


Figura 15: Repartição de competências.

A legislação para sistemas de ER pode ser consultada no mesmo *site* onde o registo de sistemas é feito <http://www.renovaveisnadora.pt/web/srm/legislacao>. Outras formas de regulação aplicadas no setor elétrico Português, podem ser consultadas em:

- Regulamentação técnica para instalações elétricas de baixa tensão (<http://www.certiel.pt/web/certiel/instalacoes-de-utilizacao>).
- DGEG - Esquemas aprovados de ligação para sistemas de energias renováveis ligados à rede (<http://www.renovaveisnadora.pt/web/srm/solucoes-de-ligacao>).

Capítulo 4

Dimensionamento dos Casos de Estudo

4.1 – Consumo de Energia Considerado

O consumo de energia no sector residencial em Portugal tem apresentado um crescimento acentuado ao longo do tempo e como tal, o sector residencial é responsável por grande parte do consumo de energia final.

O consumo de energia considerado é baseado num estudo sobre o consumo de energia no setor residencial, desenvolvido pelo Instituto Nacional de Estatística e pela DGEG, que estimaram o consumo médio de eletricidade por agregado familiar em Portugal, num total de 3673 kWh/ano, o que representa cerca de 10 kWh/dia. Tal pesquisa também avalia a taxa de posse de cada tipo de equipamento utilizado nos lares portugueses. Em seguida, é apresentada a repartição do consumo de eletricidade em residências portuguesas, estando desagregado pelos principais usos finais, tanto para dias úteis (*Figura 16*) como para fins de semana (*Figura 17*) [31][33]. De salientar que os diagramas resultam dos dados do projeto REMODECE, tendo sido adaptados para a realidade portuguesa (considerando o consumo médio das residências portuguesas e as taxas de posse dos diversos equipamentos) [34].

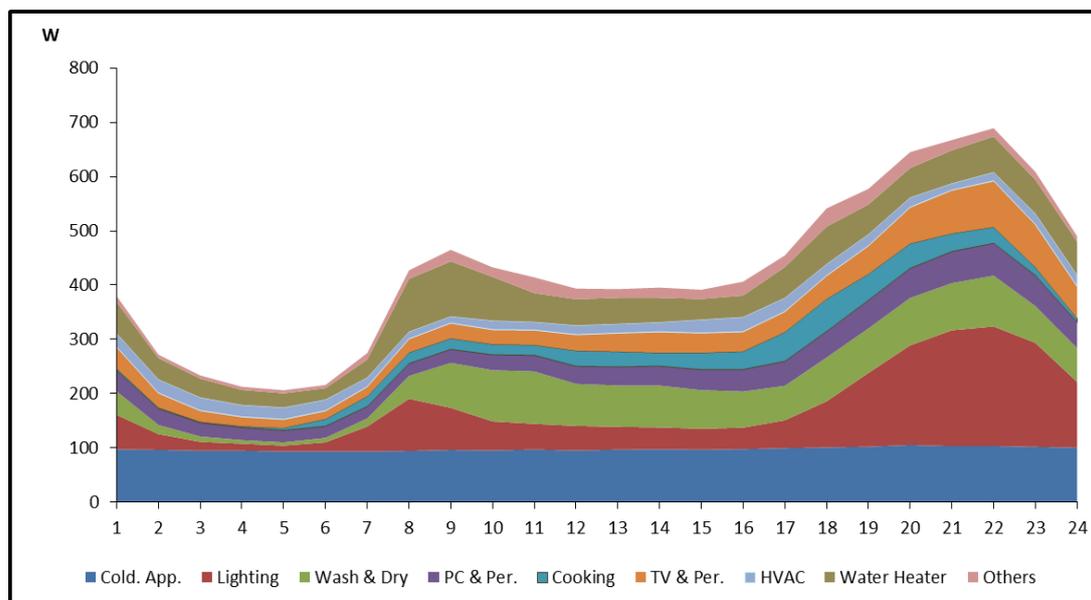


Figura 16: Diagrama de cargas médio setor residencial (dia útil) em Portugal [32].

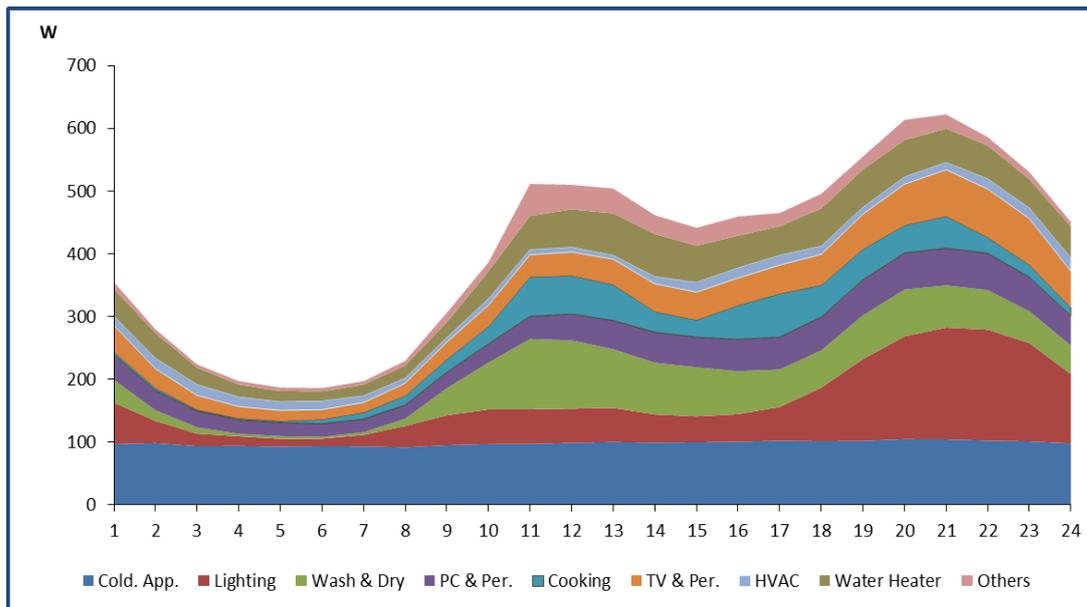


Figura 17: Diagrama de cargas médio setor residencial (fim de semana) em Portugal [32].

A **Figura 16** mostra o consumo de energia de uma família genérica portuguesa num dia útil, onde se pode observar o funcionamento contínuo dos equipamentos de frio doméstico, a utilização do ar condicionado e da utilização dos outros equipamentos como base nas rotinas e preferências dos consumidores. Estas rotinas levam a que exista um pico no consumo de energia no início da noite, o qual é seguido por um decréscimo acentuado durante a noite. Já durante o dia apesar de oscilações a variação da carga é mais constante.

Estas informações são bastante uteis para avaliar a que horas do dia cada equipamento tem a sua utilização e desta forma ser possível determinar quando é que se registam maiores desequilíbrios entre os perfis de geração e de consumo. Por fim, pela **Figura 17** observa-se que alguns equipamentos, mais propriamente os equipamentos para cozinha, a sua utilização varia para os dias úteis e para fins-de-semana. Para o resto dos equipamentos não se verificam grandes alterações significativas na sua utilização [33].

4.2 - Dimensionamento do Sistema PV

Foi realizado o dimensionamento de um sistema PV que assegure 25%, 50%, 75% e 100% do consumo total de energia, sendo que o consumo médio de eletricidade por agregado familiar em Portugal, como foi visto na secção 4.1 é de 3673 kWh/ano.

Para o dimensionamento e simulação do sistema fotovoltaico foi utilizada a versão 5.20 do programa *PVSyst*. Este programa foi desenvolvido em 1991, pelo grupo de energia do ISE (Institute for the Sciences of the Environment) da Universidade de Genebra. É um programa utilizado por arquitetos, engenheiros e investigadores pois permite fornecer os resultados sob a forma de um relatório, com gráficos e tabelas específicas e com bastante detalhe. O *software* também é capaz de importar dados meteorológicos de muitas fontes diferentes o que é muito útil para tornar a simulação a mais real possível. Assim, justifica-se a escolha deste programa de simulação [35].

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico com ligação à rede através do programa *PVSyst* pode dividir-se nas seguintes etapas:

- Características do local e do projeto;
- Seleção do módulo fotovoltaico;
- Seleção do inversor;
- Configuração do sistema.

O dimensionamento considerado foi efetuado para um sistema fotovoltaico fixo.

Começou-se por seleccionar a localização do projeto para a cidade de Coimbra, sendo que o *PVSyst* fornece os dados relativos dos níveis de radiação na cidade, inclinação óptima dos painéis e azimute solar (**Figura 18**).

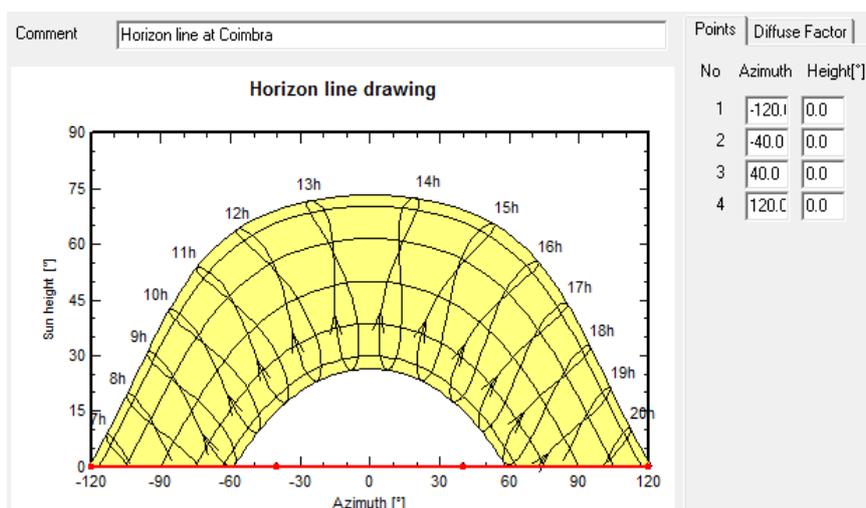


Figura 18: Interface (parcial) do *PVSyst*: Percurso solar em função do azimute solar em Coimbra.

Considerou-se o sistema PV fixo, com azimute solar de 0° e inclinação dos painéis de 30° (**Figura 19**). Estes são os valores óptimos fornecidos pelo programa.

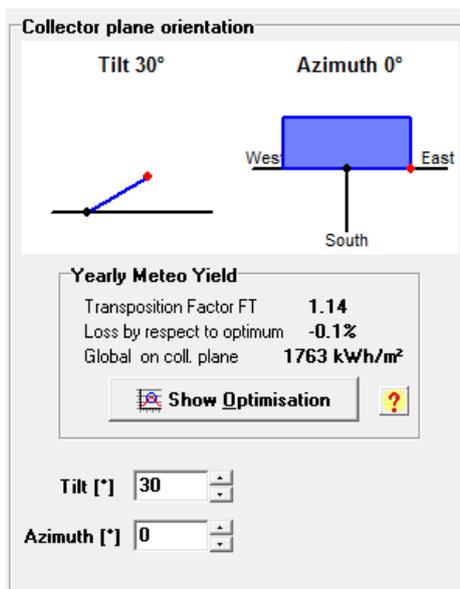


Figura 19: Interface (parcial) do PVSystem: Orientação dos painéis para o sistema fixo.

Quanto ao *design* preliminar do sistema PV, escolheu-se o tipo de módulo como o standard, a tecnologia policristalina, a disposição da montagem com aplicação no telhado e com ventilação.

No passo seguinte da simulação, verifica-se que para se assegurar uma produção de 100% do consumo de 3673 kWh/ano é necessária uma área de 25m² para a colocação dos painéis solares e uma potência nominal do sistema PV de 2,6 kW, como se pode observar pela *Figura 20*.

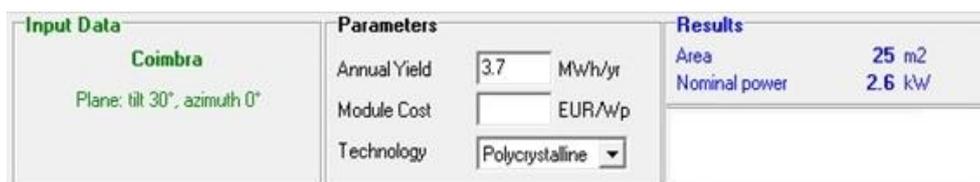


Figura 20: Interface (parcial) do PVSystem: área necessária para implementar os painéis e potência nominal total.

Repetido a simulação mas agora para se assegurar 25%, 50% e 75% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida, obteve-se as seguintes áreas e potências (*Tabela 8*).

Tabela 8: Área e potência nominal do sistema PV.

Percentagem do consumo assegurado pelo sistema PV (Plano teórico)	100%	75%	50%	25%
Geração (kWh)	3673	2755	1837	918
Área do projeto (m²)	25	18	12	6
Potência nominal do sistema PV (kW)	2,6	1,9	1,3	0,6

Quanto ao projeto propriamente dito e após se fazer o *design* preliminar do projeto, prosseguiu-se na simulação e dimensionou-se o primeiro caso de estudo que assegura 100% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida. Assim, este cenário foi simulado através do *PVSyst* usando os parâmetros que se encontram nas tabelas *Tabela 9* e *Tabela 10*.

Tabela 9: Parâmetros do local.

Parâmetros do local	
Localização geográfica	Coimbra
País	Portugal
Latitude	40,1°N
Longitude	8,2°W
Hora	Definido como tempo legal
Fuso horário	UT+1
Altitude	141m
Albedo	0,20
Dados meteorológicos	Coimbra

Tabela 10: Parâmetros da simulação.

Parâmetros da simulação	
Plano de orientação do painel PV	Inclinação 30° Azimute 0°
Sombreamentos	Sem sombreamentos

A *Tabela 11* apresenta as características dos painéis fotovoltaicos usados. Já a *Tabela 12* mostra as características gerais do inversor utilizado e a *Tabela 13* apresenta os fatores de perda do sistema PV.

Tabela 11: Características do painel fotovoltaico.

Características do painel fotovoltaico	
Módulo PV	Si-poly
Modelo	BP 3220N
Fabricante	BP Solar
Número de módulos PV	12 módulos em série
Número total de módulos PV	12
Potência nominal das células PV	220 Wp
Potência global do sistema PV	Nominal (STC) 2,64 kWp Condição operacional 2,36 kWp (50°C)
Características de funcionamento (50°C)	U mpp 307 V I mpp 7,7 A
Área total do projeto	20,0m ²

Tabela 12: Características do inversor.

Características do inversor	
Modelo	Satis gr26/500T
Fabricante	Solon
Características	Tensão operacional 250V Potência nominal 2,5 kW AC

Tabela 13: Fatores de perda PV.

Fatores de perda PV	
Fator de perda térmica	Uc (constante) 20,0 W/m ² K Uv (vento) 0,0 W/m ² K / m/s
Temperatura da célula à operação nominal	NOCT 56°C (G=800 W/m ² , Tamb=20°C, velocidade do vento =1 m/s.)
Perdas ohmicas	Resistência global 674 mOhm Fração de perda 1,5 % at STC
Perda de qualidade do módulo PV	Fração de perda 1,5 %
Perdas de incompatibilidade do módulo PV	Fração de perda 2,0 % at MPP
Efeito de Incidência, parametrização ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Parâmetro 0,05

Utilizando os parâmetros atrás apresentados foi feita a simulação e nas **Figura 21** e **Figura 22** pode-se observar o diagrama de perdas e o *performance ratio*, respectivamente, ao longo de todo o ano.

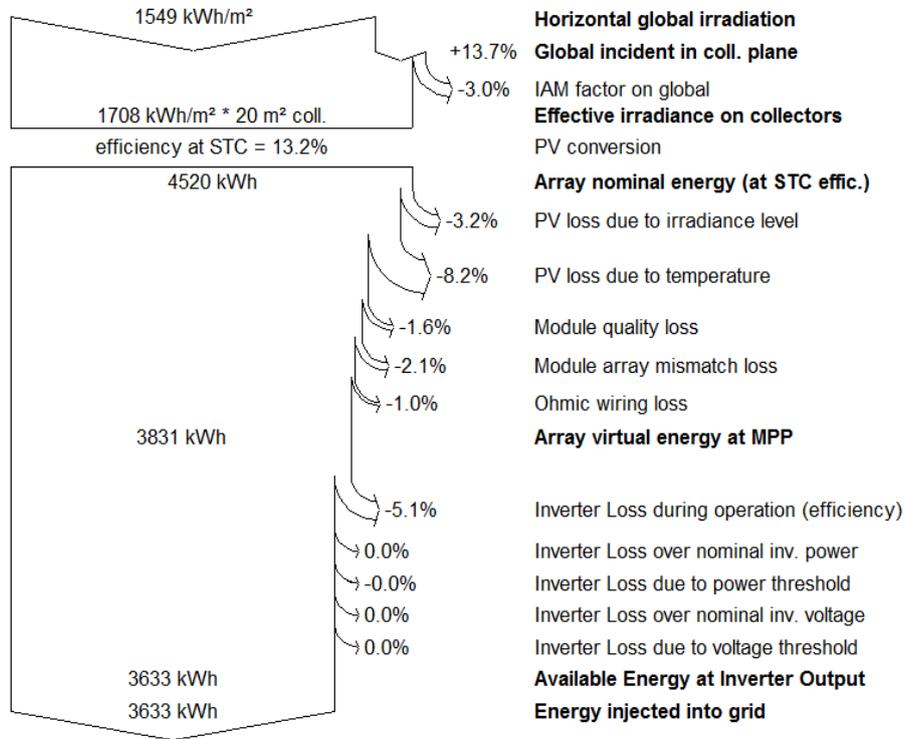


Figura 21: Perdas anuais.

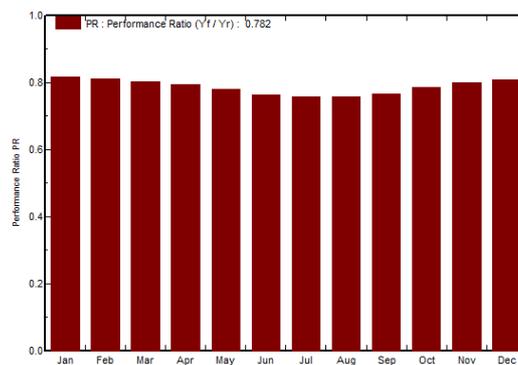


Figura 22: Performance ratio PR.

Como se pode observar na **Tabela 14**, este cenário garante uma geração de 3633 kWh/ano, com uma produção específica de 1376 kWh/kWp/ano e um *performance ratio* de 78,2%. A **Tabela 15** apresenta a variação durante todo o ano de radiação, temperatura, energia e eficiência.

Tabela 14: Resultados principais da simulação.

Resultados principais	
Energia produzida	3633 kWh/ano
Produção específica	1376 kWh/kWp/ano
Performance Ratio PR	78,2%

Tabela 15: Resultados da simulação.

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janeiro	61,0	10,00	97,4	94,5	221,8	209,9	11,38	10,77
Fevereiro	73,0	11,00	100,7	97,8	227,5	215,5	11,30	10,70
Março	129,0	12,50	159,1	154,8	354,5	336,9	11,14	10,59
Abril	140,0	14,00	148,2	143,6	328,0	310,8	11,06	10,49
Mai	179,0	16,40	175,7	170,1	380,9	361,3	10,84	10,28
Junho	195,0	19,60	182,6	176,5	388,7	368,4	10,64	10,08
Julho	209,0	21,80	199,8	193,7	420,7	399,6	10,53	10,00
Agosto	195,0	21,80	201,4	195,6	423,3	402,5	10,50	9,99
Setembro	147,0	20,80	171,8	166,9	365,6	347,9	10,64	10,12
Outubro	104,0	17,40	140,3	136,3	306,4	290,9	10,92	10,37
Novembro	63,0	13,00	94,0	91,3	210,0	198,4	11,18	10,55
Dezembro	54,0	10,40	89,9	87,2	203,0	191,5	11,29	10,65
Total	1549,0	15,75	1760,8	1708,4	3830,3	3633,5	10,87	10,32

Legenda:

- GlobHor Irradiação global horizontal
- T Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Irradiação global no plano do coletor
- GlobEff Irradiação efetiva global
- EArray Energia na saída dos painéis
- E_Grid Energia injetada na rede
- EffArrR Effic. matriz eout / área bruta
- EffSysR Effic. sistema eout / área bruta

A variação durante o ano da geração normalizada (por kWp instalado) é apresentada na **Figura 23** e a variação da energia injetada na rede ao longo do ano é apresentada na **Figura 24**.

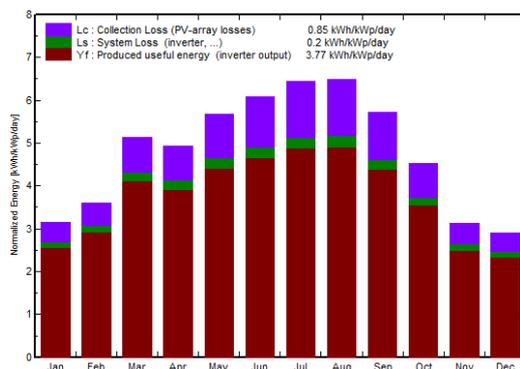


Figura 23: Geração normalizada (PER instalado kWp).

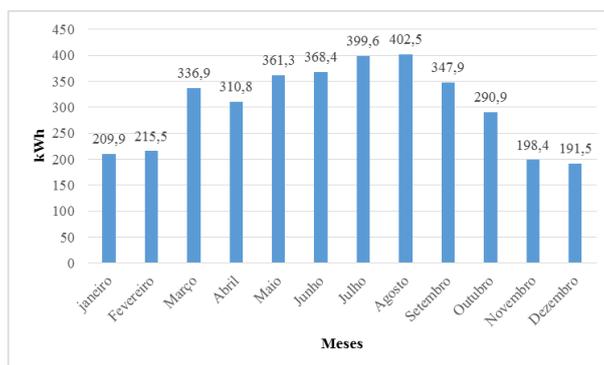


Figura 24: Energia injetada na rede durante o ano de ligação do sistema PV.

A **Tabela 16** faz uma comparação dos vários cenários e pode-se verificar que os resultados da simulação alteram ligeiramente (o que já era de prever) comparando com os dados esperados para o plano teórico. Contudo, a variação dos valores é no máximo de 4,5%, pelo que se pode considerar uma boa aproximação.

Quanto aos restantes cenários que asseguram 25%, 50% e 75% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida, as respetivas simulações encontram-se no apêndice A uma vez que o processo de simulação é igual ao caso apresentado anteriormente que assegura 100% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida por agregado familiar em Portugal.

Tabela 16: Geração anual dos vários cenários.

Percentagem do consumo assegurado pelo sistema PV (Simulação)	100%	75%	50%	25%
Geração (kWh)	3633	2753	1756	877
Área do projeto (m²)	20	15	10	5
Potência nominal do sistema PV (kW)	2,64	1,98	1,32	0,66
Percentagem do consumo assegurado pelo sistema PV (Plano teórico)	100%	75%	50%	25%
Geração (kWh)	3673	2755	1837	918
Área do projeto (m²)	25	18	12	6
Potência nominal do sistema PV (kW)	2,60	1,90	1,30	0,60

Capítulo 5

Análise das Trocas de Energia com a Rede

5.1 - Energia Injetada na Rede e Energia Consumida da Rede

Neste capítulo são analisadas as trocas de energia elétrica que existem entre o consumidor e a rede, permitindo constatar a quantidade de energia gerada pelo sistema PV que é utilizada para autoconsumo e a energia que não se consegue consumir instantaneamente e é injetada na rede elétrica. A produção de energia fotovoltaica é de cerca de 8 horas diárias e nas horas em que a produção de energia fotovoltaica é nula ou muito reduzida há um consumo exclusivo de energia através da rede elétrica.

Através dos dados de radiação solar para a cidade de Coimbra do simulador PVWatts [36] e as características dos sistemas dimensionados foi possível obter os diagramas diários de variação da geração ao longo de um ano. Numa fase seguinte elaborou-se um mapa em Excel que permitiu analisar as trocas de energia entre a rede e o consumidor fazendo-se a diferença entre o consumo (considerando os dados apresentados na secção 4.1 e a geração diária). Salienta-se que a simulação atrás referida permite estudar a produção de energia PV produzida por um sistema que assegura 25%, 50%, 75% e 100% do consumo anual médio de energia de uma residência em Portugal (3673 kWh/ano).

A primeira simulação foi feita para um sistema que garante 100% do consumo médio anual de energia elétrica consumida e a **Figura 25** apresenta a variação da geração PV ao longo do ano produzida por esse sistema fotovoltaico. Como já era de esperar a geração PV é mais intensa nos meses de verão onde a radiação solar é abundante e menos intensa nos meses de inverno.

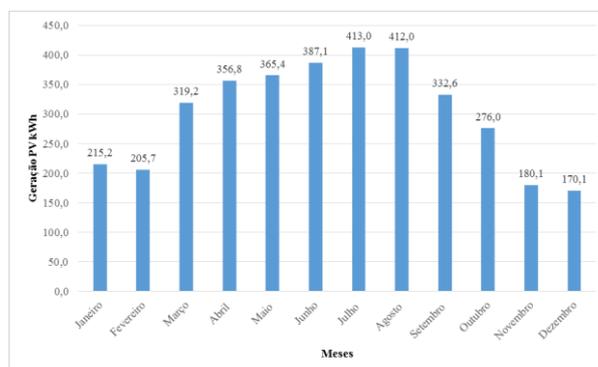


Figura 25: Variação da geração PV ao longo do ano em kWh.

Para a análise ser mais simples e intuitiva, foram selecionados como casos de estudo os meses em que a geração fotovoltaica era maior (Julho), a geração era menor (Dezembro) e onde a geração se aproxima mais do seu valor médio (Março). Depois nesses mesmos meses foi escolhido o dia onde a geração se aproximava mais da média de geração do mês selecionado.

Observando as **Figura 26**, **Figura 27** e **Figura 28**, pode-se constatar que a geração de energia nas horas diurnas é muito superior ao consumo doméstico, em qualquer um dos meses analisados, estando o sistema fotovoltaico a produzir mais energia que a necessária para satisfazer as necessidades do agregado familiar durante essas horas, ou seja, é inevitável o envio de energia para a rede. No período noturno, por razões óbvias o sistema fotovoltaico não produz energia e o consumo é exclusivo da rede elétrica.

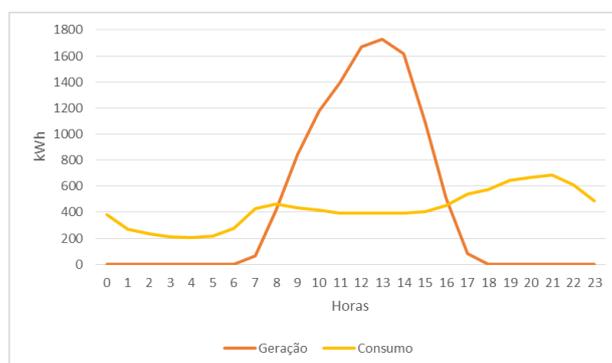


Figura 26: Variação de geração e consumo no dia 13 de Março.

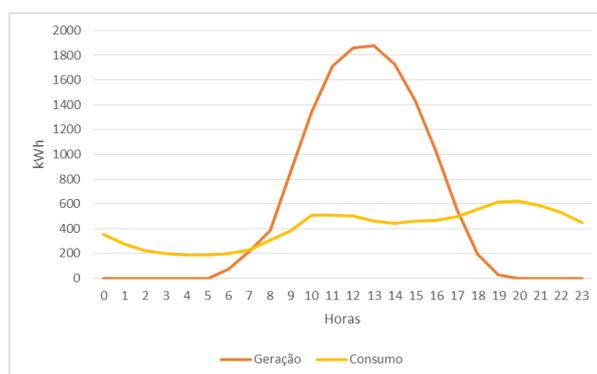


Figura 27: Variação de geração e consumo no dia 13 de Julho.

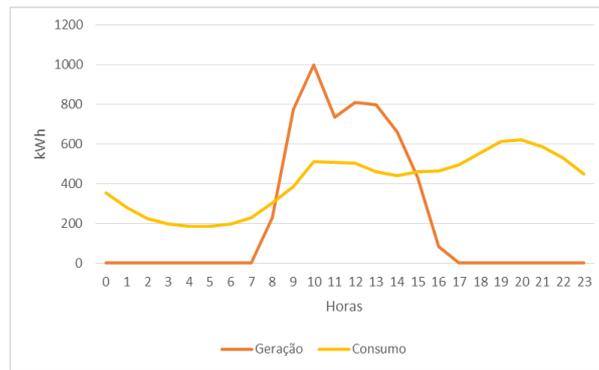


Figura 28: Variação de geração e consumo no dia 13 de Dezembro.

Quantos aos restantes cenários que asseguram 25%, 50% e 75% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida por agregado familiar em Portugal, as respetivas simulações encontram-se no apêndice B, uma vez que o processo de simulação é semelhante ao caso apresentado anteriormente. Fica o reparo que à medida que a potência instalada de PV diminui a produção como era de esperar também vai diminuir e em determinados cenários a geração de energia elétrica durante as horas de sol, já vai ser inferior ao consumo previsto sendo esse consumo colmatado com recurso ao uso da energia proveniente da rede elétrica como se pode observar pela **Figura 29**.

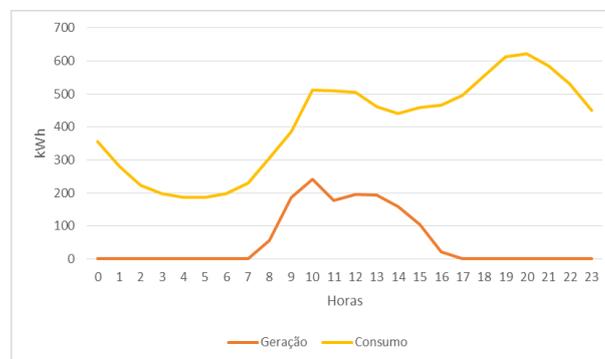


Figura 29: Variação de geração e consumo no dia 13 de Dezembro (cenário que assegura 25% do consumo médio anual de energia elétrica consumida por agregado familiar em Portugal).

Para a simulação que assegura 100% do consumo médio anual, a **Tabela 17** apresenta a energia consumida e injetada na rede durante um ano, a energia consumida e injetada na rede no mês de Março, a energia consumida e injetada na rede no mês de Julho e a energia consumida e injetada na rede no mês de Dezembro. As percentagens que aparecem entre parênteses na **Tabela 17** correspondem à percentagem face ao consumo, para a energia consumida da rede, e à percentagem face à geração, para a energia injetada na rede. Salienta-se que apesar da geração anual ser igual ao consumo,

60% da energia consumida tem que ser fornecida pela rede e é necessário enviar para a rede 59,5% da geração. Também se pode observar na mesma tabela, que os valores durante o ano de energia consumida da rede variam entre 52% a 72% do consumo, ao passo que a energia injetada na rede varia entre 48% a 63% da geração.

Tabela 17: Energia consumida/injetada na rede.

	Energia consumida/injetada na rede em kWh	
	Energia consumida da rede	Energia injetada na rede
Março	185,5 (60%)	193,3 (61%)
Julho	161,1 (52%)	261,8 (63%)
Dezembro	224,7 (72%)	82,4 (48%)
Total (ano)	2202,6 (60%)	2162,3 (59,5%)

5.2 - Análise da Alteração da Inclinação dos Painéis

Nesta secção é analisada a alteração da inclinação dos painéis fotovoltaicos de 30° para 20° e 40°. O objetivo é o de verificar se face à legislação atual, se estas opções podem trazer algum benefício económico. Esta análise foi efetuada apenas para o caso de estudo que assegura 25% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida por agregado familiar em Portugal, já que este é o caso de estudo que apresenta um payback mais rápido, tal como pode ser confirmado na secção 6.2 do capítulo 6.

O conhecimento exato da localização do sol é necessário para determinar os dados de radiação e a energia produzida pelas instalações solares. A localização do sol pode ser definida em qualquer local pela sua altura e pelo seu azimute. A radiação solar depende da altura do sol e é calculada a partir de uma base horizontal. Devido à trajetória do sol, a altura do sol e o azimute mudam durante o dia e também durante o ano tendo como consequência a variação do ângulo de incidência da radiação solar. De forma a otimizar a radiação recebida, os painéis solares devem ser colocados voltados para sul, no caso do hemisfério norte, com um ângulo de inclinação variável que depende da latitude.

Os casos de estudo simulados foram para a cidade de Coimbra com os painéis fotovoltaicos fixos e tendo como objetivo principal captar a maior parte da energia solar durante todo o ano. Coimbra possui uma latitude de 40,2° N sendo a inclinação ótima dos painéis PV de aproximadamente 30°. A fórmula que permite chegar a este ângulo ótimo é dada por:

- Se a latitude é inferior a 25°: latitude * 0,87
- Se a latitude está entre 25° e 50°: latitude * 0,76 + 3,1

No entanto, salienta-se que as fórmulas baseadas na latitude não consideram todos os fatores que influenciam a radiação, como a altitude do nível do mar ou padrões locais de cobertura de nuvens. A melhor solução passa por simular o ângulo usando dados climáticos reais [19], tal como foi efetuado no dimensionamento dos casos de estudo.

Para se analisar o modo como a inclinação dos painéis PV influenciam a produção de energia elétrica nos diferentes meses do ano, procedeu-se à alteração da distribuição da radiação solar ao longo do ano, através da fixação dos painéis, com um ângulo diferente do ótimo. Pretendeu-se assim verificar, se apesar de haver uma diminuição global da energia gerada, se o benefício económico melhora, em função da diminuição da geração nos meses de verão (menos energia injetada na rede) e aumento da geração nos meses de inverno (menos energia consumida da rede). A análise económica feita é apresentada no Capítulo 6.

A **Figura 30** apresenta a variação da geração PV ao longo do ano para sistema fotovoltaico com inclinação de 40°. Como já era de esperar, a geração PV passa a registar um aumento de geração nos meses em que a radiação solar é menos intensa (outono e inverno) ao passo que nos meses de primavera e verão se regista uma diminuição da geração PV. Isto deve-se ao facto da inclinação dos painéis fotovoltaicos aumentar, sendo então possível alterar a distribuição da radiação solar ao longo do ano, através da fixação dos painéis, com um ângulo diferente do ótimo.

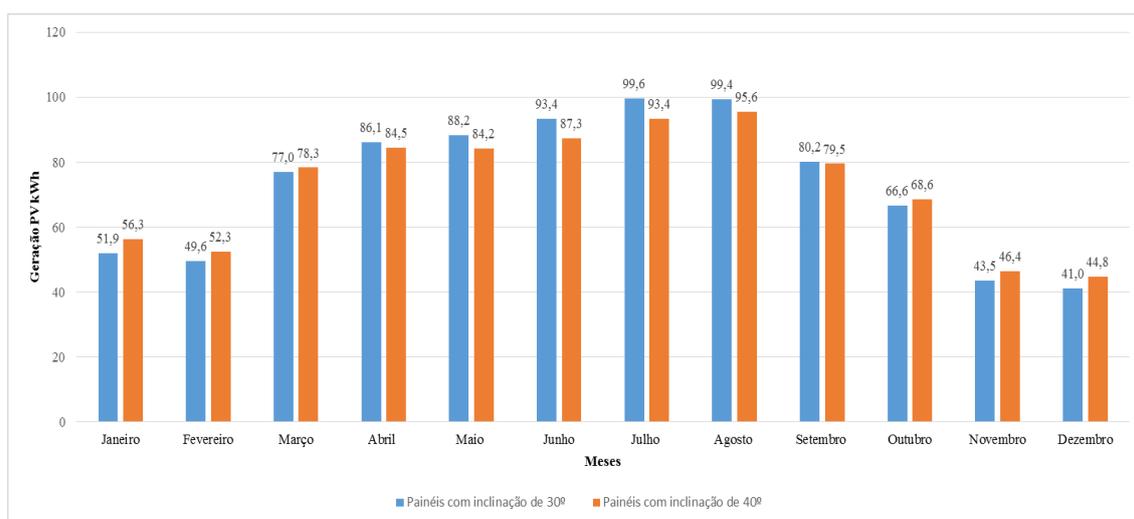


Figura 30: Variação da geração PV ao longo do ano em kWh.

Na **Figura 31** encontra-se representada a variação da geração ao longo do ano em kWh com a diminuição do ângulo ótimo de 30° para 20°. No Capítulo 6 é avaliado o impacto económico desta mesma alteração.

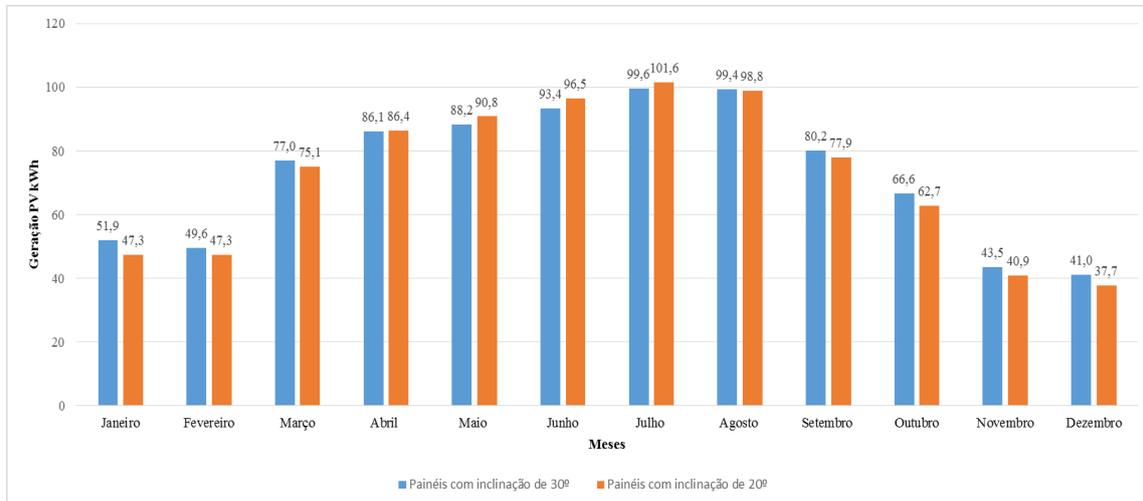


Figura 31: Variação da geração ao longo do ano em kWh.

Capítulo 6

Análise Económica

6.1 - VAL e Payback

Os conceitos de autoconsumo integram-se no conjunto de modelos de valorização de autoconsumo renováveis, integradas em instalações de consumo. Tem como característica principal, a redução de fluxos de energia nas redes, tendo como consequência a redução de perdas no sistema e a redução dos fatores de utilização do sistema elétrico, com possível impacto na geração, transporte e distribuição.

Para a perspetiva dos consumidores, o autoconsumo é uma forma alternativa à energia da rede, podendo ter vantagem económica quando o LCOE (termo em inglês para Custo Nivelado de Produção de Eletricidade, expresso em €/kWh) é inferior ao custo da eletricidade da rede, e tendo um atrativo de carácter ambiental por produzir a própria energia com energia limpa. Adicionalmente, para o consumidor, o autoconsumo constitui uma segurança de manutenção do custo da energia para o tempo de vida do sistema. Contudo, para garantir a qualidade da eletricidade, o autoconsumo não prescinde da ligação à rede elétrica, o que implica a necessidade de pagamento da disponibilidade dos serviços de rede [37].

Para realizar a análise económica dos quatro casos de estudo apresentados no capítulo anterior, foi considerada uma simulação horária ao longo de um ano para uma instalação de consumo BTN (Baixa Tensão Normal) simples de 6,9 kVA. Considerou-se que esta instalação tem uma tarifa Bi-horária [38] com ciclo diário.

Na **Tabela 18** encontra-se discriminado o consumo de energia nas horas de vazio, bem como nas horas fora de vazio em kWh, para o consumo total de energia sendo que estes valores foram determinados considerando os dados apresentados na secção 4.1 fazendo-se posteriormente uma desagregação de consumos em horas de vazio e em horas fora de vazio. Assim, a **Tabela 18**, tem como principal objetivo expor o consumo de energia elétrica e custo anual de eletricidade consumida em €/kWh para o caso base, isto é sem instalação de painéis fotovoltaicos.

O preço pago pela energia consumida pode ser consultado no *site* da EDP (Energias de Portugal) [38].

Tabela 18: Consumo médio de eletricidade por agregado familiar em Portugal.

Consumo horas de vazio (kWh)	Consumo horas fora de vazio (kWh)	Preço da energia horas de vazio (€/kWh)	Preço da energia horas fora de vazio (€/kWh)	Custo Anual (€)
1100,89	2572,55	0,121598	0,23247	731,91

Na **Tabela 19**, é possível analisar o perfil de consumo de energia elétrica e os custos anuais que o consumidor possui mediante a capacidade fotovoltaica instalada. O custo anual é facilmente calculado pela equação (3).

$$Custo\ Anual\ (\text{€}) = CV * PHV + CFV * PFV - IR * PI \quad (3)$$

Em que:

- *CV* – Consumo nas horas de vazio (kWh);
- *PHV* – Preço da energia nas horas de vazio (€/kWh),
- *CFV* – Consumo nas horas fora de vazio (kWh);
- *PFV* – Preço da energia nas horas fora de vazio (€/kWh);
- *IR* – Injeção de energia na rede (kWh);
- *PI* – Preço da energia injetada na rede (€/kWh), sendo este 90% do valor pago no OMIE para Portugal durante 2014;

Reforça-se a ideia de que os valores dos consumos apresentados na **Tabela 19** foram determinados considerando os dados apresentados na secção 4.1, fazendo-se posteriormente uma desagregação de consumos em horas de vazio e em horas fora de vazio. Já a energia injetada na rede foi calculada através da diferença entre as trocas de energia entre a rede e o consumidor (considerando os dados apresentados na secção 4.1 e a geração diária).

Tabela 19: Custos de energia anuais com aplicação do sistema PV.

Caso de estudo	Consumo horas de vazio (kWh)	Consumo horas fora de vazio (kWh)	Preço da energia horas de vazio (€/kWh)	Preço da energia horas fora de vazio (€/kWh)	Injeção de energia na rede (kWh)	Preço energia injetada na rede (€/kWh)	Custo Anual (€)
100%	915,69	1286,94	0,121598	0,23247	2162,30	-0,03729	329,89
75%	941,13	1344,79	0,121598	0,23247	1365,30	-0,03729	376,15
50%	983,49	1467,24	0,121598	0,23247	533,40	-0,03729	440,79
25%	1040,45	1778,43	0,121598	0,23247	22,00	-0,03729	539,13
0%	1100,89	2572,55	0,121598	0,23247	0,00	-0,03729	731,91

A **Tabela 20** apresenta o custo do sistema fotovoltaico para os diferentes casos de estudo. Os custos dos vários sistemas PV foram obtidos pela consulta *on-line* de diversos sites de fornecedores, fazendo-se uma média aritmética dos preços encontrados chegando-se a um valor aproximado do sistema PV. Quanto aos custos de operação e manutenção (€) anuais, considerou-se que estes são 0,5% do custo inicial, sendo esta a percentagem habitualmente usada para caracterizar a despesa que se tem ao longo da vida útil do sistema PV. Por outro lado, o benefício é obtido pela diferença entre o custo anual da energia para cada caso de estudo e o custo anual para o caso base (sem PV). O juro aplicado foi definido como 5% podendo ser este valor consultado através da referência [39].

Tabela 20: Custos e benefícios totais do sistema PV.

Caso de estudo	Custo do sistema (€)	Custo de operação e manutenção (€)	Benefício (€)	Juro
100%	4231,50	21,16	402,02	5%
75%	3146,00	15,73	355,76	5%
50%	2125,50	10,63	291,12	5%
25%	1112,80	5,56	192,78	5%

Após a determinação dos montantes anuais de poupança obtidos com a instalação PV, o passo seguinte deste estudo é o de analisar a viabilidade económica da instalação. Começa-se por utilizar o VAL, que é o Valor Atual Líquido e que tem como objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor atual de todos os seus *cash-flows*. Como qualquer investimento apenas gera *cash-flows* no futuro e é necessário atualizar o valor de cada um desses *cash-flows* e compará-los com o valor do investimento. No caso do valor do investimento ser inferior ao valor atualizado dos *cash-flows*, o VAL é positivo o que significa que o projeto apresenta uma rentabilidade positiva.

Para atualizar os *cash-flows* futuros é utilizada uma taxa a que se chama taxa de desconto. Esta taxa de desconto é não mais do que uma taxa de juros sem risco acrescida de um prémio de risco estabelecido para o tipo de projeto em causa [40].

O VAL é calculado através da equação (4):

$$VAL = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+t)^i} \quad (4)$$

Em que:

- CF_i - *Cash-flow* no ano i ;
- t - Taxa de desconto;
- n - Vida útil.

O *Payback* é caracterizado como o tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento. Qualquer projeto de investimento possui de início um período de despesas em investimento a que se segue um período de receitas líquidas. As receitas recuperam o capital investido. O período de tempo necessário para as receitas recuperarem a despesa é o período de recuperação. O período de recuperação pode ser considerado com o *cash-flow* atualizado ou sem o *cash-flow* atualizado [41].

O *payback* é calculado através da equação (5):

$$Payback = p + \frac{CF_p}{CF_p - CF_{p+1}} \quad (5)$$

Em que:

- p - Período imediatamente antes do *cash-flow* acumulado passar a positivo;
- CF_p - *Cash-flow* acumulado para o período p ;
- CF_{p+1} - *Cash-flow* acumulado para o período $p + 1$.

Na **Tabela 21** é apresentado o VAL de cada caso de estudo, bem como o *payback* dos diferentes sistemas PV. Todas as componentes de custo foram calculadas em relação a um ciclo de vida de projeto de 30 anos. Como os casos de estudo são de autoconsumo sem armazenagem de energia e uma vez que a energia paga por cada kWh enviado para a rede é bastante reduzido face ao preço pago pela energia consumida da rede, o *payback* do sistema é mais rápido para uma instalação que assegure apenas ¼ da energia consumida, já que a energia gerada por esse sistema PV é menor e assim a quantidade de energia injetada na rede é também menor.

Para se ter um termo de comparação, foi avaliado o impacto económico do uso do tarifário aplicado em Portugal no ano de 2014 (*feed-in tariff*). Nesse ano o preço da energia injetada na rede era pago a 66 €/MWh durante o primeiro período de 8 anos e de 145 €/MWh durante o segundo período de 7 anos perfazendo um preço médio de 0,1081

€/kWh. Como este tarifário se destinava a injetar o total de energia gerada na rede, e sendo esta paga a um preço bastante inferior ao do custo da energia adquirida através da rede elétrica o investimento tornava-se pouco rentável uma vez que os *paybacks* dos sistemas ficam mais longos. É importante salientar que os *paybacks* são superiores ao tempo de tarifa garantida (15 anos).

Na **Tabela 22** é apresentado o VAL e *payback* dos quatro casos de estudo, sendo possível constatar fazendo uma comparação com a **Tabela 21** que a introdução da nova legislação foi vantajosa e beneficiou o setor e o consumidor/produzidor já que para os mesmos sistemas, o *payback* dos mesmos é mais rápido com o tarifário *net-billing* que incentiva ao autoconsumo em si e não a injeção total da energia gerada na rede de distribuição.

Tabela 21: VAL e *Payback* dos quatro casos de estudo com tarifário *net-billing*.

Caso estudo	VAL	Payback (anos)
100%	1623,3 €	16,62
75%	2081,0 €	12,73
50%	2186,3 €	9,77
25%	1765,2 €	7,23

Tabela 22: VAL e *Payback* dos quatro casos de estudo com *feed-in tariff*.

Caso estudo	VAL	Payback (anos)
100%	1549,5 €	16,95
75%	1190,5 €	16,72
50%	763,3 €	17,09
25%	327,8 €	18,47

6.2 – Impacto da Alteração do Ângulo de Inclinação

A **Tabela 23** apresenta o *payback* do caso de estudo de 25% com a alteração do ângulo de inclinação dos painéis de 30° (ângulo ótimo), para 20° e 40°. É de notar que o *payback* do sistema com inclinação de 20° e 40° aumenta em comparação com o caso de estudo de 25%, com o ângulo ótimo dos painéis de 30°, sendo assim o desempenho económico pior. A diferença em anos do *payback* dos sistemas é de 0,12 anos e 0,02 anos, respetivamente.

Não foram feitas simulações para ângulos inferiores a 20° e ângulos superiores a 40°, uma vez que o *payback* dos sistemas iria ser cada vez maior.

Em conclusão, verifica-se que a alteração do ângulo ótimo dos painéis não é vantajoso e não traz qualquer benefício económico, uma vez que os *paybacks* dos sistemas são mais longos.

Tabela 23: Comparação do *payback* dos casos de estudo de 25%.

Percentagem do consumo assegurado pelo sistema PV	25%
Potência nominal do sistema PV (kW)	0,60
<i>Payback</i> em anos com inclinação dos painéis de 20°	7,35
<i>Payback</i> em anos com inclinação dos painéis de 30°	7,23
<i>Payback</i> em anos com inclinação dos painéis de 40°	7,25

6.2 – Cash-flows

A **Figura 32** apresenta a evolução dos *cash-flows* acumulados durante os anos de operação para o caso de estudo de 100%, e é possível verificar que a partir dos 16,62 anos o sistema fica pago e começa a existir lucro no investimento do sistema PV atingindo o maior lucro aos 30 anos, no valor de 1623,3 €. Nas restantes figuras (**Figura 33**, **Figura 34** e **Figura 35**), o raciocínio é idêntico, porém, os sistemas ficam pagos em anos diferentes (12,73 anos, com um VAL de 2081,0 € para o caso de estudo de 75%, 9,77 anos, com um VAL de 2186,3 € para o caso de estudo de 50% e 7,23 anos, com um VAL de 1765,2 € para o caso de estudo de 25%).

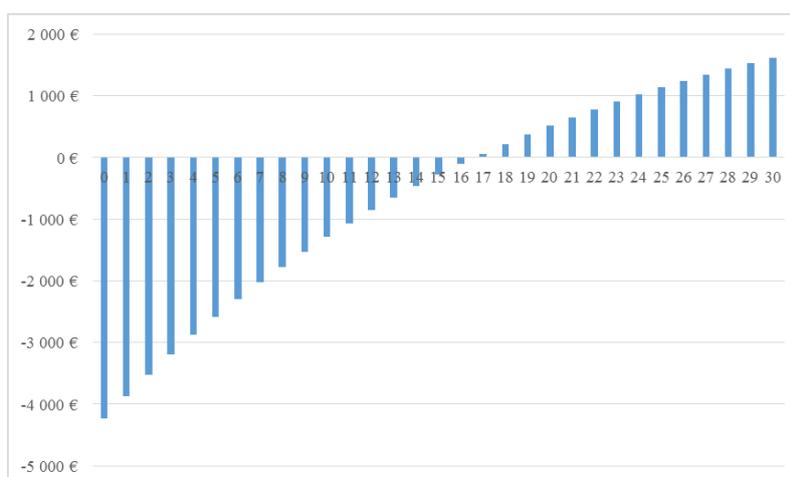


Figura 32: Cash-flows acumulados do caso de estudo 100%.

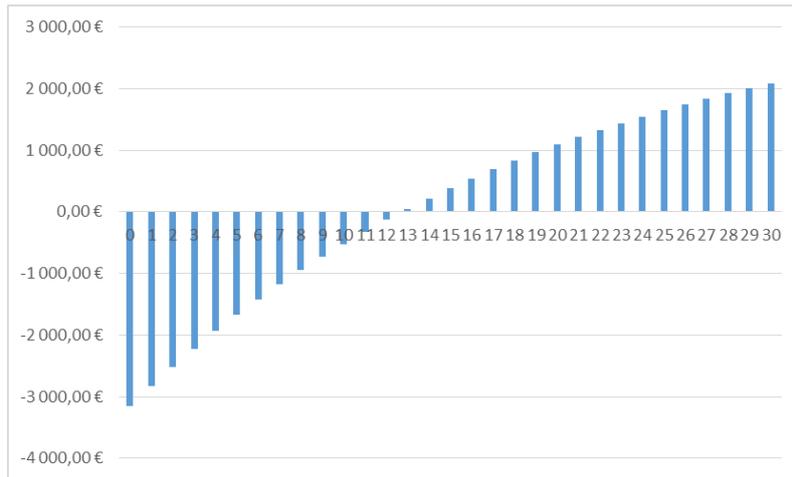


Figura 33: Cash-flows acumulados do caso de estudo 75%.

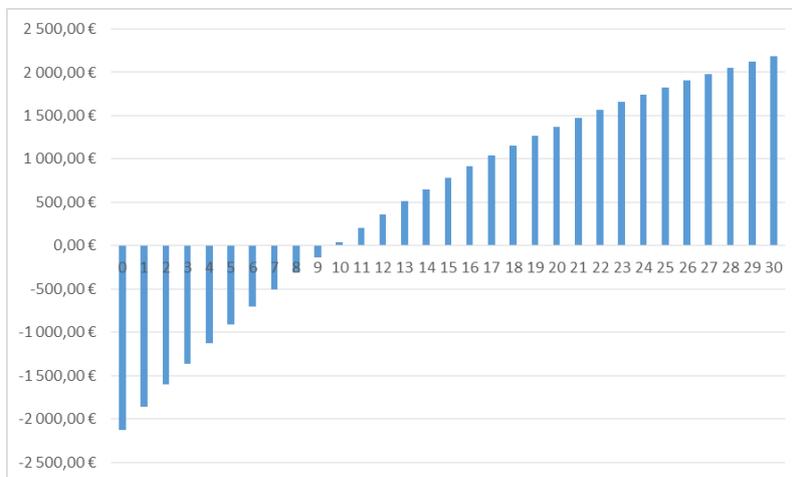


Figura 34: Cash-flows acumulados do caso de estudo 50%.

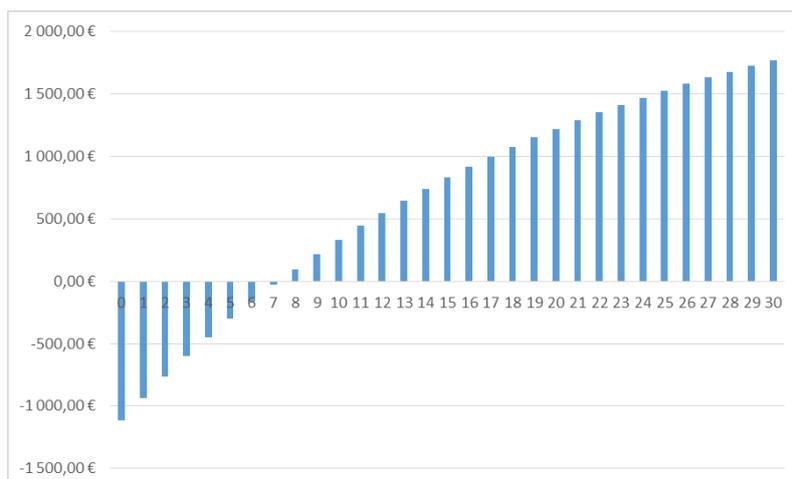


Figura 35: Cash-flows acumulados do caso de estudo 25%.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalho Futuro

7.1 – Conclusões

Nesta dissertação foi analisada a situação atual do setor fotovoltaico no mundo, onde se faz referência à potência total instalada, focando-se o constante aumento de potência ao longo dos anos a nível mundial. Com mais detalhe, também se foca as diversas alterações a nível de legislação em vários países da União Europeia, frisando-se o modo como os incentivos à instalação de painéis PV estão a mudar.

Em Portugal, é analisada a alteração a nível tarifário (passagem da tarifa *feed-in* para o tarifário *net-billing*) onde são referidos os benefícios e barreiras dessa alteração. Realça-se a chegada da paridade com a rede em Portugal, que é considerada um ponto importante para as tecnologias renováveis, representando o ponto temporal em que os sistemas PV ligados à rede fornecem energia ao consumidor final ao mesmo preço que a energia oferecida pela rede elétrica. Os esquemas de autoconsumo passam a ser uma boa alternativa ao consumo de energia elétrica, pois o decréscimo do custo de produção de energia PV e o constante aumento dos preços da energia elétrica leva a um benefício económico para o consumidor final que produz a energia que consome.

Antes de apresentar as conclusões finais é importante revelar alguns fatores, que fazem com que os resultados obtidos tenham, como acontece em qualquer projeto, algum grau de incerteza quando aplicados a outros casos concretos. De entre outros, destacam-se as simulações e os cenários económicos altamente instáveis, os custos dos sistemas PV, os custos de operação e manutenção, a taxa de juro aplicada, o valor da energia paga por cada kWh injetado na rede, bem como o preço da energia adquirida à rede elétrica que pode sofrer alterações ano após ano, assim como a variação dos perfis de consumo. Todos estes fatores criam cenários de instabilidade e de incerteza, principalmente a longo prazo, podendo alterar o *payback* dos sistemas fotovoltaicos instalados.

No que toca ao dimensionamento e simulações dos painéis PV, nesta dissertação foram estudados quatro casos de estudo que asseguram 25%, 50%, 75% e 100% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida por agregado familiar em Portugal. Os sistemas têm uma potência de 0,66 kW, 1,32 kW, 1,98 kW e

2,64 kW, respetivamente. Focou-se também na simulação das necessidades de troca de energia com a rede e para o caso de 25%, 76,7% da energia consumida tem que ser fornecida pela rede e é necessário enviar para a rede 2,5% da geração. No caso de 50%, 66,7% da energia consumida tem que ser fornecida pela rede e é necessário enviar para a rede 30,4% da geração. No caso de 75%, 62,2% da energia consumida tem que ser fornecida pela rede e é necessário enviar para a rede 49,6% da geração. Por fim, no caso de 100%, apesar da geração anual ser igual ao consumo, 60% da energia consumida tem que ser fornecida pela rede e é necessário enviar para a rede 59,5% da geração

Do estudo de viabilidade económica, comprovou-se, através dos casos de estudo simulados que asseguram 25%, 50%, 75% e 100% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida por agregado familiar em Portugal, que o melhor cenário face à nova legislação em vigor é o que garante 25% do consumo de energia elétrica consumida.

Foi considerado um sistema PV fixo, colocado na posição (inclinação e azimute) mais adequada para captar o máximo de radiação solar. Este sistema PV é composto por 3 módulos de painéis em série de 220 Wp perfazendo uma potência total de 0,66 kW, para uma área do projeto de aproximadamente 5m². A energia produzida anualmente é de aproximadamente 877 kWh/ano. O *payback* do sistema atrás referido é de cerca de 7,23 anos, sendo o mais rápido face aos outros cenários estudados.

A maior rapidez do *payback* deve-se ao facto de o sistema implementado ser de menor potência e portanto mais barato e como tal ser pago em menos anos. Por outro lado, ao produzir menos energia também vai ser injetada menos energia na rede o que é uma vantagem, pois qualquer energia injetada na rede leva a um prejuízo económico pois o preço pago por esta energia injetada é muito inferior (cerca de 0,03729 €/kWh) ao preço pago pela energia consumida da rede (que se situa a um preço médio de 0,16€/kWh).

Quanto aos restantes cenários, a conclusão que se retira é que não é vantajoso possuir um sistema que cubra mais de 25% da energia consumida em dia médio, pois como foi observado o sistema tem um maior custo inicial e para além disso vai-se gerar muito mais energia elétrica que não se consegue consumir instantaneamente, sendo enviado o excesso para a rede, levando a um impacto económico negativo.

Foi também estudada, para a situação de melhor *payback*, uma alteração da inclinação dos painéis PV para se analisar o impacto económico dessa mudança, passando a inclinação dos painéis PV do ângulo ótimo de 30° para 20° (aumentado

ainda mais a produção de verão e diminuído a produção no inverno) e 40° (aumentando a produção de inverno e diminuído a produção no verão, sendo injetada menos energia na rede). Face a esta modificação, o *paypack* piora ligeiramente nos dois casos analisados, o que leva a concluir que não será uma boa escolha modificar a inclinação dos painéis fotovoltaicos relativamente ao ângulo ótimo.

Em conclusão, a nova legislação veio trazer alguns benefícios aos consumidores/produtores face à legislação anteriormente aplicada, pois facilmente se comprova que, por exemplo para o caso de estudo que assegura uma instalação PV de 25% do consumo médio anual de energia elétrica consumida, por agregado familiar em Portugal, que o *payback* do sistema é de 7,23 anos com o tarifário *net-billing*, ao passo que com o tarifário *feed-in* seria de 18,47 anos. Reforça-se a ideia que o objetivo do autoconsumo é o de poupar na fatura energética (reduzindo a energia consumida da rede), potenciar o consumo de um recurso renovável e inesgotável e além disso incentivar os consumidores a produzirem apenas a energia de que efetivamente necessitam.

7.2 – Trabalho Futuro

Entre outros assuntos suscetíveis de estudo futuro, na sequência deste trabalho, destacam-se o estudo e desenvolvimento de outros casos de estudo que assegurem diferentes níveis de consumo e diferentes percentagens de geração fotovoltaica.

Seria também interessante efetuar-se uma análise a nível de produção fotovoltaica comparando os vários tipos de fixação dos painéis fotovoltaicos, isto é painéis solares fixos, de um eixo ou de dois eixos.

Por outro lado, poder-se-ia incluir cenários com armazenamento de energia, para absorver o excesso de geração e fazer-se a respetiva análise económica comparando com o cenário em que não se armazena o excedente de energia não consumida.

Referências Bibliográficas

- [1] Barbosa, Hugo e Silva, André, “Oportunidades Com o Autoconsumo e Barreiras Legais”, Critical Kinetics, 2014.
- [2] Esteves, Miguel Filipe da Silva, “Centrais Fotovoltaicas em Habitações Unifilares”, Dissertação de mestrado, FEUP, 2012.
- [3] Cabral, Pedro, “O setor fotovoltaico em Portugal”, DGEG 2013.
- [4] EPIA, “Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018”, 2013.
- [5] EPIA, “Self Consumption of PV Electricity”, 2013.
- [6] Solarwaters, “Autoconsumo”,
<http://www.solarwaters.pt/autoconsumo/autoconsumo>. Acesso em Março de 2014.
- [7] Moura, Pedro, “Intermittence of Renewables”. Slides de Apoio à disciplina de Planeamento Energético e Desenvolvimento Sustentável, FCTUC, 2015.
- [8] PVnetmetering, [http://www.pvnetmetering.eu/wp-content/uploads/2013/10/Leaflet-PV NET_PT.pdf](http://www.pvnetmetering.eu/wp-content/uploads/2013/10/Leaflet-PV_NET_PT.pdf). Acesso em Março de 2014.
- [9] IRENA, “Renewable-Energy-tariff-based-mechanisms”, Policy Advice and Capacity Building, 14 November 2012.
- [10] NREL, “Feed-in-Tariffs vs Feed-in-Premium Policies”, 2010.
- [11] Figueiras, Baltazar de Jesus Pina Patuleia “Mecanismo de Incentivos ao Fotovoltaico: Estudo Comparativo Portugal/Brasil”, Dissertação de Mestrado Universidade Nova de Lisboa, 2013.
- [12] David Garcia, “Poupar com o autoconsumo”,
<http://www.prestenergia.com/ficheiros/conteudos/files/Autoconsumo.pdf>. Acesso em Março de 2014.
- [13] Barradas, Leonor e Moosdorf, Karl, “Fotovoltaico: uma aposta ganha em energia elétrica limpa e segura”. Renováveis Magazine 20. 4.º Trimestre de 2014. pp. 8.
- [14] Boletín Oficial del Estado, Núm. 24, Sec. I. Pág. 8068. “JEFATURA DEL ESTADO”, 28 de Janeiro de 2012.
- [15] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, “Propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”, 18 de Julho de 2013.

- [16] PV Tech, “Germany Approves Solar Self-Consumption Levy”, http://www.pv-tech.org/news/germany_approves_solar_self_consumption_levy. Acesso em Abril de 2014.
- [17] Greenzone, “Germany plans to tax “self-consumption” from solar-PV systems”, <http://greenzone.co/2014/01/31/read-germany-plans-tax-consuming-electricity-solar-pv-systems/>. Acesso em Abril de 2014.
- [18] Alves, Cláudio Bruno Alexandre, “Net metering: definição de metodologia e estudo de caso”, Dissertação de Mestrado, Universidade Nova de Lisboa, 2014.
- [19] Moura, Pedro, “Energia Solar Fotovoltaica”. Slides de Apoio a disciplina de Planeamento e Produção de Eletricidade, FCTUC, 2014.
- [20] DGEG, “Renováveis – estatísticas rápidas”, nº 122, dezembro 2014.
- [21] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Decreto-Lei n.º 68/2002 de 25 de Março.
- [22] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro.
- [23] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Decreto-Lei n.º 34/2011 de 8 de Março.
- [24] Araújo, Jorge Borges de “Necessidade urgente de uma legislação que regule o autoconsumo, APESF, 2014.
- [25] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Despacho DGEG de 26 de dezembro de 2013 Microprodução 2014
- [26] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Despacho DGEG de 26 de dezembro de 2013 Miniprodução 2014
- [27] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Decreto-Lei n.º153/2014 de 20 de Outubro.
- [28] Leão, Teresa Ponce de, “Actividade de produção descentralizada de energia elétrica – que futuro?”. Renováveis Magazine 19. 3.º Trimestre de 2014. pp 38.
- [29] Moosdorf, Karl, “Princípios fundamentais da nova legislação”, APESF, 2014.
- [30] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, “Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída”, Setembro de 2014.
- [31] Moura, Pedro, Vieira, Filomeno, López, Gregorio, Moreno, José, de Almeida, Aníbal, “Demand Response and Energy Storage for Zero Energy Residential Buildings”, 8th International Conference on Energy Efficiency in Domestic Appliances and Lighting (EEDAL’15), Lucerne (Switzerland), Agosto de 2015.

- [32] MIBEL. <http://www.mibel.com/index.php?lang=pt>. Acesso em Abril de 2014.
- [33] Couto, Francisco José Monteiro do, “Demand Response Residencial para a Integração de Renováveis Intermitentes”. Dissertação de Mestrado, Universidade de Coimbra, 2012.
- [34] de Almeida A, Fonseca P, Schlomann B, Feilberg N, “Characterization of the Household Electricity Consumption in the EU, Potential Energy Savings and Specific Policy Recommendations”, *Energy & Buildings*, Vol. 43, Issue 8, pag. 1884-1894, August 2011.
- [35] Amaral, André Neves do, “Estudo da viabilidade económica da instalação de sistemas de colectores solares fotovoltaicos em edifícios residenciais.” Dissertação de Mestrado, Universidade de Coimbra, 2011.
- [36] NREL, PVWATTS, <http://pvwatts.nrel.gov/>. Acesso em Junho de 2014.
- [37] Monteiro, Cláudia e Costa, Sara, “Modelização e simulação financeira de modelos de autoconsumo”. *Renováveis Magazine* 18. 3º Trimestre de 2014. pp. 35-41.
- [38] EDP, “Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ($\leq 20,7\text{kVA}$)”, <http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/BTN/Pages/TarifasBTNate20.7kVA.aspx>. Acesso em Julho de 2014.
- [39] Pordata, “Base de Dados Portugal Contemporâneo”, <http://www.pordata.pt/Portugal/Taxas+de+juro+sobre+novas+opera>. Acesso em Julho de 2014.
- [40] Enciclopédia Temática, “VAL (Valor Actual Líquido)”, <http://old.knoow.net/cienceconempr/gestao/val.htm>. Acesso em Julho de 2014.
- [41] Wikipedia, “Payback”, <https://pt.wikipedia.org/wiki/Payback>. Acesso em Julho de 2014.

Apêndice A: Dimensionamento do sistema PV

O segundo caso de estudo considerado foi para assegurar 75% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida. Assim, este cenário foi simulado através do *PVSyst* usando os parâmetros que se encontram nas tabelas **Tabela 24** e **Tabela 25**.

Tabela 24: Parâmetros do local.

Parâmetros do local	
Localização geográfica	Coimbra
País	Portugal
Latitude	40,1°N
Longitude	8,2°W
Hora	Definido como tempo legal
Fuso horário	UT+1
Altitude	141m
Albedo	0,20
Dados meteorológicos	Coimbra

Tabela 25: Parâmetros da simulação.

Parâmetros da simulação	
Plano de orientação do painel PV	Inclinação 30° Azimute 0°
Sombreamentos	Sem sombreamentos

A **Tabela 26** apresenta as características dos painéis fotovoltaicos usados. Já a **Tabela 27** mostra as características gerais do inversor utilizado e a **Tabela 28** apresenta os fatores de perda do sistema PV.

Tabela 26: Características do painel fotovoltaico.

Características do painel fotovoltaico	
Módulo PV	Si-poly
Modelo	BP 3220N
Fabricante	BP Solar
Número de módulos PV	9 módulos em série
Número total de módulos PV	9
Potência nominal das células PV	220 Wp
Potência global do sistema PV	Nominal (STC) 1,98 kWp Condição operacional 1,77 kWp (50°C)
Características de funcionamento (50°C)	U mpp 230 V I mpp 7,7 A
Área total do projeto	15,0m ²

Tabela 27: Características do inversor.

Características do inversor	
Modelo	Solarmax 2000C
Fabricante	Sputnik
Características	Tensão operacional 250V Potência nominal 1,8 kW AC

Tabela 28: Fatores de perda PV.

Fatores de perda PV	
Fator de perda térmica	Uc (constante) 20,0 W/m ² K Uv (vento) 0,0 W/m ² K / m/s
Temperatura da célula à operação nominal	NOCT 56°C (G=800 W/m ² , Tamb=20°C, velocidade do vento=1 m/s.)
Perdas ohmicas	Resistência global 506 mOhm Fração de perda 1,5 % at STC
Perda de qualidade do módulo PV	Fração de perda 1,5 %
Perda de incompatibilidade do módulo PV	Fração de perda 2,0 % at MPP
Efeito de Incidência, parametrização ASHRAE	IAM = 1 – bo (1/cos i – 1) bo Parâmetro 0,05

Utilizando os parâmetros atrás apresentados foi feita a simulação e na **Figura 36** e **Figura 37** pode-se observar o diagrama de perdas e o *performance ratio*, respectivamente ao longo de todo o ano.

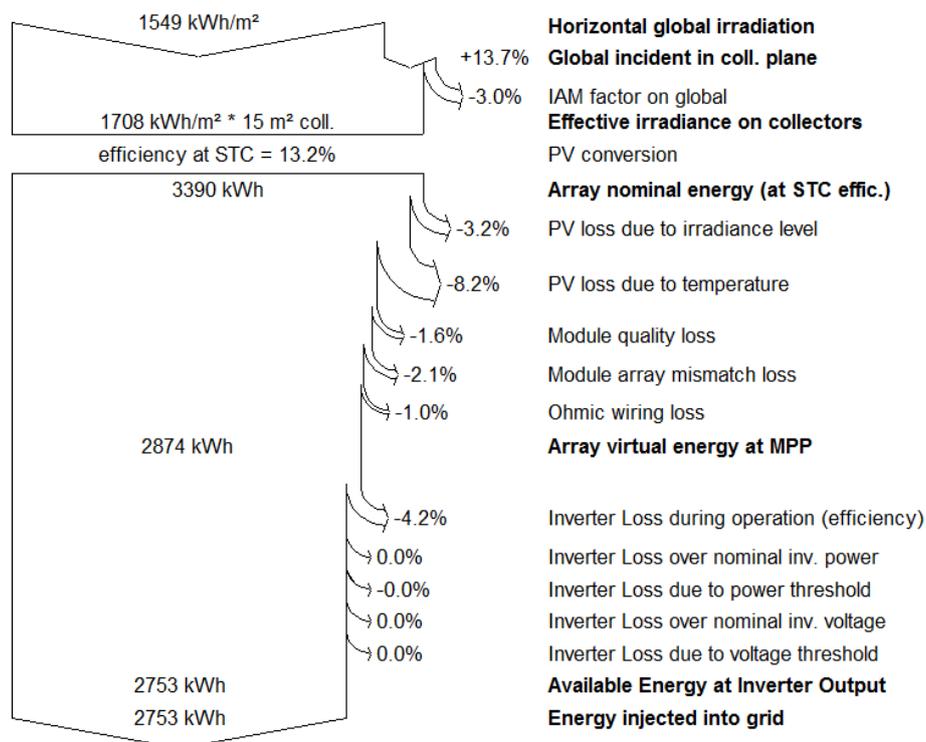


Figura 36: Perdas anuais.

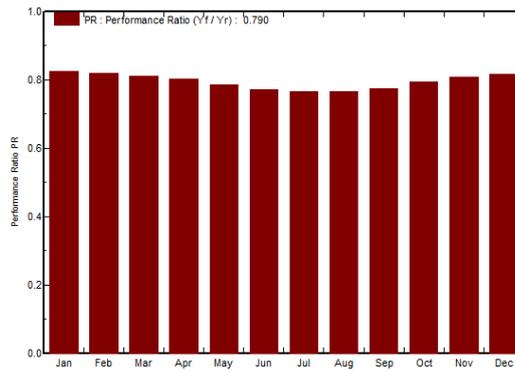


Figura 37: Performance ratio PR.

Como se pode observar na **Tabela 29**, este cenário garante uma geração de 2753 kWh/ano, com uma produção específica de 1390 kWh/kWp/ano e uma *performance ratio* de 79,0%. A **Tabela 30** apresenta a variação durante todo o ano de radiação, temperatura, energia e eficiência.

Tabela 29: Resultados principais da simulação.

Resultados principais	
Energia produzida	2753 kWh/ano
Produção específica	1390 kWh/kWp/ano
Performance Ratio PR	79,0%

Tabela 30: Resultados da simulação.

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janeiro	61,0	10,00	97,4	94,5	166,3	159,1	11,38	10,88
Fevereiro	73,0	11,00	100,7	97,8	170,6	163,3	11,30	10,81
Março	129,0	12,50	159,1	154,8	265,9	255,2	11,14	10,69
Abril	140,0	14,00	148,2	143,6	246,0	235,5	11,06	10,59
Mai	179,0	16,40	175,7	170,1	285,7	273,7	10,84	10,38
Junho	195,0	19,60	182,6	176,5	291,6	279,1	10,64	10,19
Julho	209,0	21,80	199,8	193,7	315,5	302,7	10,53	10,10
Agosto	195,0	21,80	201,4	195,6	317,4	304,9	10,50	10,09
Setembro	147,0	20,80	171,8	166,9	274,2	263,5	10,64	10,22
Outubro	104,0	17,40	140,3	136,3	229,8	220,4	10,92	10,47
Novembro	63,0	13,00	94,0	91,3	157,5	150,3	11,18	10,66
Dezembro	54,0	10,40	89,9	87,2	152,2	145,1	11,29	10,76
Total	1549,0	15,75	1760,8	1708,4	2872,7	2752,8	10,87	10,42

Legenda:

- GlobHor Irradiação global horizontal
- T Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Irradiação global no plano do coletor
- GlobEff Irradiação efetiva global
- EArray Energia na saída dos painéis
- E_Grid Energia injetada na rede

- EffArrR Effic. matriz eout / área bruta
- EffSysR Effic. sistema eout / área bruta

A variação durante o ano da geração normalizada (por kWp instalado) é apresentada na **Figura 38** e a variação da energia injetada na rede ao longo do ano é apresentada na **Figura 39**.

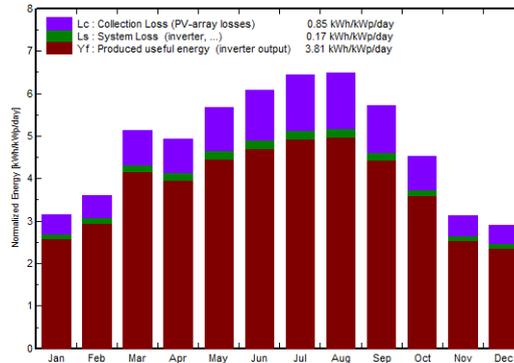


Figura 38: Geração normalizada (PER instalado kWp).

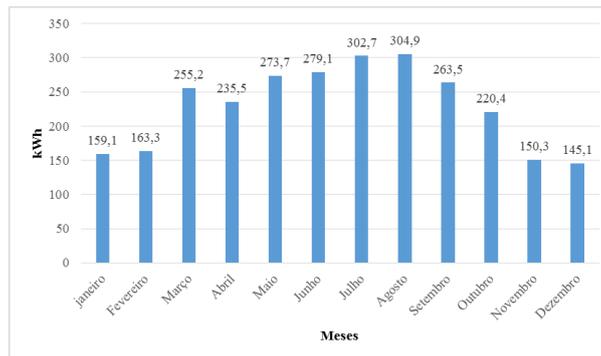


Figura 39: Energia injetada na rede durante o ano de ligação do sistema PV.

O terceiro caso de estudo considerado foi para assegurar 50% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida. Assim, este cenário foi simulado através do *PVSyst* usando os parâmetros que se encontram nas tabelas **Tabela 31** e **Tabela 32**.

Tabela 31: Parâmetros do local.

Parâmetros do local	
Localização geográfica	Coimbra
País	Portugal
Latitude	40,1°N
Longitude	8,2°W
Hora	Definido como tempo legal
Fuso horário	UT+1
Altitude	141m

Albedo	0,20
Dados meteorológicos	Coimbra

Tabela 32: Parâmetros da simulação.

Parâmetros da simulação	
Plano de orientação do painel PV	Inclinação 30° Azimute 0°
Sombreamentos	Sem sombreamentos

A **Tabela 33** apresenta as características dos painéis fotovoltaicos usados. Já a **Tabela 34** mostra as características gerais do inversor utilizado e a **Tabela 35** apresenta os fatores de perda do sistema PV.

Tabela 33: Características do painel fotovoltaico.

Características do painel fotovoltaico	
Modulo PV	Si-poly
Modelo	BP 3220N
Fabricante	BP Solar
Número de módulos PV	6 módulos em série
Número total de módulos PV	6
Potencia Nominal das células PV	220 Wp
Potência global do sistema PV	Nominal (STC) 1,32 kWp Condição operacional 1,18 kWp (50°C)
Características do funcionamento (50°C)	U mpp 154 V I mpp 7,7 A
Área total do projeto	10,0m ²

Tabela 34: Características do inversor.

Características do inversor	
Modelo	12160 E
Fabricante	Solwex
Características	Tensão operacional 250V Potência nominal 1,2 kW AC

Tabela 35: Fatores de perda PV.

Fatores de perda PV	
Fator de perda térmica	Uc (constante) 20,0 W/m ² K Uv (vento) 0,0 W/m ² K / m/s
Temperatura da célula à operação nominal	NOCT 56°C (G=800 W/m ² , Tamb=20°C, velocidade do vento=1 m/s.)
Perdas ohmicas	Resistência global 337 mOhm Fração de perda 1,5 % at STC
Perda de qualidade do módulo PV	Fração de perda 1,5 %
Perdas de incompatibilidade do módulo PV	Fração de perda 2,0 % at MPP
Efeito de Incidência, parametrização ASHRAE	IAM = 1 – bo (1/cos i – 1) bo Parâmetro 0,05

Utilizando os parâmetros atrás apresentados foi feita a simulação e na **Figura 40** e **Figura 41** pode-se observar o diagrama de perdas e o *performance ratio*, respetivamente ao longo de todo o ano.

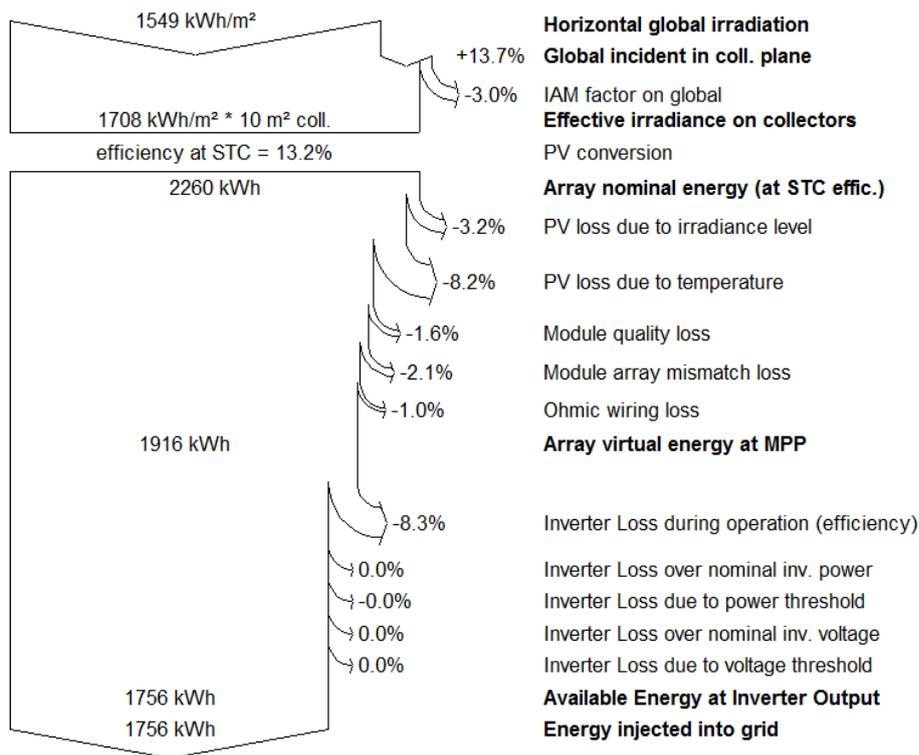


Figura 40: Perdas anuais.

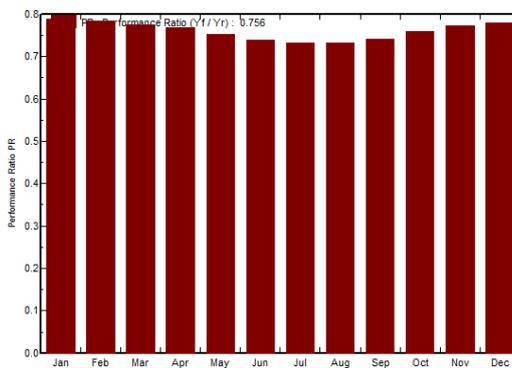


Figura 41: Performance ratio PR.

Como se pode observar na **Tabela 36**, este cenário garante uma geração de 1756 kWh/ano, com uma produção específica de 1330 kWh/kWp/ano e uma *performance ratio* de 75,6%. A **Tabela 37** apresenta a variação durante todo o ano de radiação, temperatura, energia e eficiência.

Tabela 36: Resultados principais da simulação.

Resultados principais	
Energia produzida	1756 kWh/ano
Produção específica	1330 kWh/kWp/ano
Performance Ratio PR	75,6%

Tabela 37: Resultados da simulação.

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janeiro	61,0	10,00	97,4	94,5	110,9	101,4	11,38	10,41
Fevereiro	73,0	11,00	100,7	97,8	113,8	104,1	11,30	10,34
Março	129,0	12,50	159,1	154,8	177,2	162,8	11,14	10,24
Abril	140,0	14,00	148,2	143,6	164,0	150,2	11,07	10,14
Mai	179,0	16,40	175,7	170,1	190,5	174,6	10,84	9,94
Junho	195,0	19,60	182,6	176,5	194,4	178,1	10,64	9,75
Julho	209,0	21,80	199,8	193,7	210,4	193,2	10,53	9,67
Agosto	195,0	21,80	201,4	195,6	211,7	194,6	10,51	9,66
Setembro	147,0	20,80	171,8	166,9	182,8	168,2	10,64	9,79
Outubro	104,0	17,40	140,3	136,3	153,2	140,6	10,92	10,02
Novembro	63,0	13,00	94,0	91,3	105,0	95,8	11,18	10,19
Dezembro	54,0	10,40	89,9	87,2	101,5	92,5	11,29	10,28
Total	1549,0	15,75	1760,8	1708,4	1915,5	1756,1	10,88	9,97

Legenda:

- GlobHor Irradiação global horizontal
- T Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Irradiação global no plano do coletor
- GlobEff Irradiação efetiva global
- EArray Energia na saída dos painéis
- E_Grid Energia injetada na rede
- EffArrR Effic. matriz eout / área bruta
- EffSysR Effic. sistema eout / área bruta

A variação durante o ano da geração normalizada (por kWp instalado) é apresentada na **Figura 42** e a variação da energia injetada na rede ao longo do ano é apresentada na **Figura 43**.

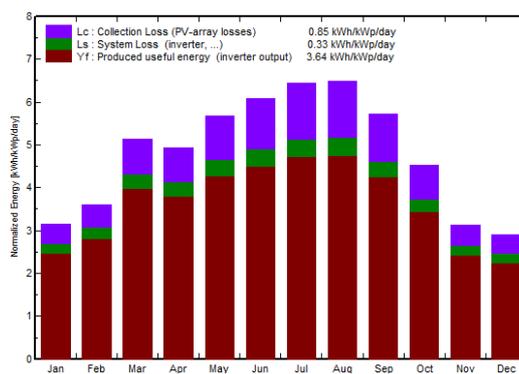


Figura 42: Geração normalizada (PER instalado kWp).

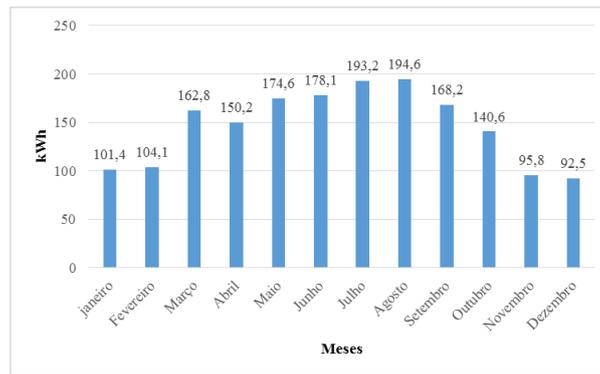


Figura 43: Energia injetada na rede durante o ano de ligação do sistema PV.

O quarto caso de estudo considerado foi para assegurar 25% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida. Assim, este cenário foi simulado através do *PVSyst* usando os parâmetros que se encontram nas tabelas **Tabela 38** e **Tabela 39**.

Tabela 38: Parâmetros do local.

Parâmetros do local	
Localização geográfica	Coimbra
País	Portugal
Latitude	40,1°N
Longitude	8,2°W
Hora	Definido como tempo local
Fuso horário	UT+1
Altitude	141m
Albedo	0,20
Dados meteorológicos	Coimbra

Tabela 39: Parâmetros da simulação.

Parâmetros da simulação	
Plano de orientação do painel PV	Inclinação 30° Azimute 0°
Sombreamentos	Sem sombreamentos

A **Tabela 40** apresenta as características dos painéis fotovoltaicos usados. Já a **Tabela 41** mostra as características gerais do inversor utilizado e a **Tabela 42** apresenta os fatores de perda do sistema PV.

Tabela 40: Características do painel fotovoltaico.

Características do painel fotovoltaico	
Módulo PV	Si-poly
Modelo	BP 3220N
Fabricante	BP Solar
Número de módulos PV	3 módulos em série
Número total de módulos PV	3
Potência nominal das células PV	220 Wp

Potência global do sistema PV	Nominal (STC) 660 Wp Condição operacional 590 Wp (50°C)
Características de funcionamento (50°C)	U mpp 77 V I mpp 7,7 A
Área total do projeto	5,0m ²

Tabela 41: Características do inversor.

Características do inversor	
Modelo	Soladin 600
Fabricante	Mastervolt
Características	Tensão operacional 250V Potência nominal 0,5 kW AC

Tabela 42: Fatores de perda PV.

Fatores de perda PV	
Fator de perda térmica	Uc (constante) 20,0 W/m ² K Uv (vento) 0,0 W/m ² K / m/s
Temperatura da célula à operação nominal	NOCT 56°C (G=800 W/m ² , Tamb=20°C, velocidade do vento=1 m/s.)
Perdas ohmicas	Resistência global 169 mOhm Fração de perda 1,5 % at STC
Perda de qualidade do módulo PV	Fração de perda 1,5 %
Perdas de incompatibilidade do módulo PV	Fração de perda 2,0 % at MPP
Efeito de Incidência, parametrização ASHRAE	IAM = 1 – bo (1/cos i – 1) bo Parâmetro 0,05

Utilizando os parâmetros atrás apresentados foi feita a simulação e na **Figura 44** e **Figura 45** pode-se observar o diagrama de perdas e o *performance ratio*, respetivamente ao logo de todo o ano.

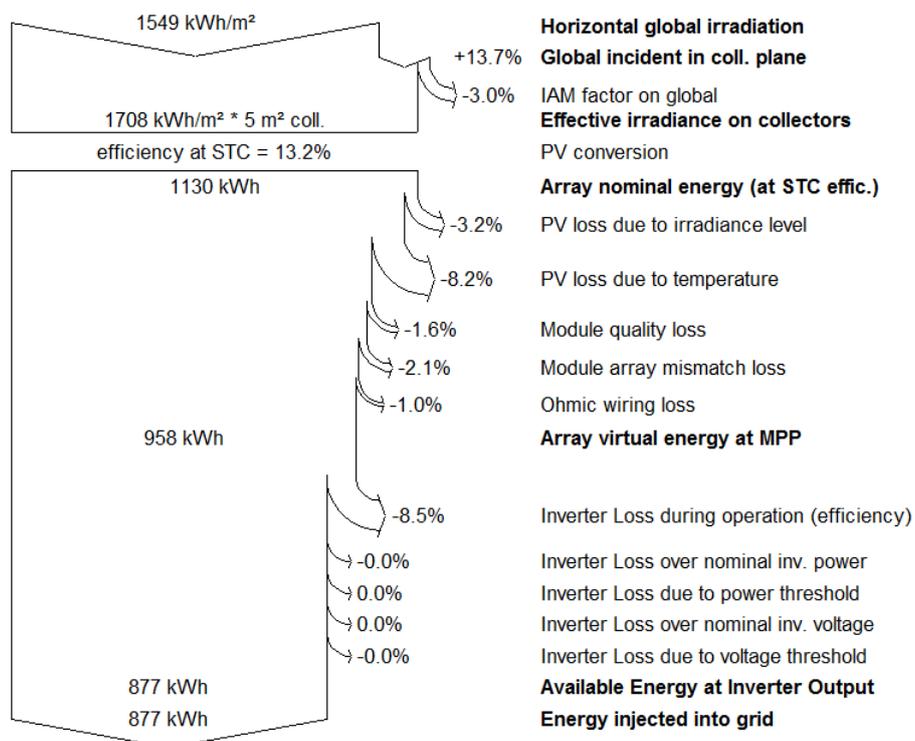


Figura 44: Perdas anuais.

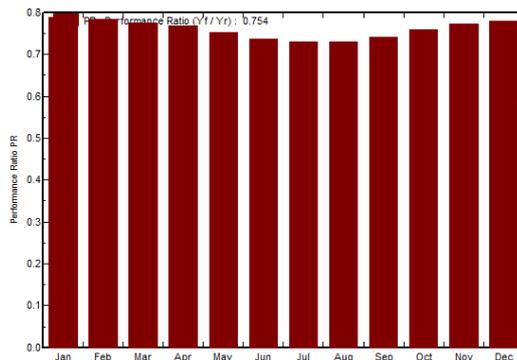


Figura 45: Performance ratio PR.

Como se pode observar na **Tabela 43**, este cenário garante uma geração de 877 kWh/ano, com uma produção específica de 1328 kWh/kWp/ano e uma *performance ratio* de 75,4%. A **Tabela 44** apresenta a variação durante todo o ano de radiação, temperatura, energia e eficiência.

Tabela 43: Resultados principais da simulação.

Resultados principais	
Energia produzida	877 kWh/ano
Produção específica	1328 kWh/kWp/ano
Performance Ratio PR	75,4%

Tabela 44: Resultados da simulação.

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janeiro	61,0	10,00	97,4	94,5	55,5	50,68	11,38	10,40
Fevereiro	73,0	11,00	100,7	97,8	56,9	52,04	11,30	10,34
Março	129,0	12,50	159,1	154,8	88,6	81,27	11,14	10,22
Abril	140,0	14,00	148,2	143,6	82,0	75,02	11,07	10,12
Mai	179,0	16,40	175,7	170,1	95,3	87,17	10,84	9,94
Junho	195,0	19,60	182,6	176,5	97,2	88,86	10,64	9,73
Julho	209,0	21,80	199,8	193,7	105,2	96,39	10,53	9,65
Agosto	195,0	21,80	201,4	195,6	105,9	97,05	10,51	9,63
Setembro	147,0	20,80	171,8	166,9	91,4	83,93	10,64	9,77
Outubro	104,0	17,40	140,3	136,3	76,6	70,21	10,92	10,01
Novembro	63,0	13,00	94,0	91,3	52,5	47,87	11,18	10,19
Dezembro	54,0	10,40	89,9	87,2	50,8	46,22	11,29	10,28
Total	1549,0	15,75	1760,8	1708,4	957,8	876,73	10,88	9,96

Legenda:

- GlobHor Irradiação global horizontal
- T Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Irradiação global no plano do coletor
- GlobEff Irradiação efetiva global
- EArray Energia na saída dos painéis
- E_Grid Energia injetada na rede
- EffArrR Effic. matriz eout / área bruta

- EffSysR Effic. sistema eout / área bruta

A variação durante o ano da geração normalizada (por kWp instalado) é apresentada na **Figura 46** e a variação da energia injetada na rede ao longo do ano é apresentada na **Figura 47**.

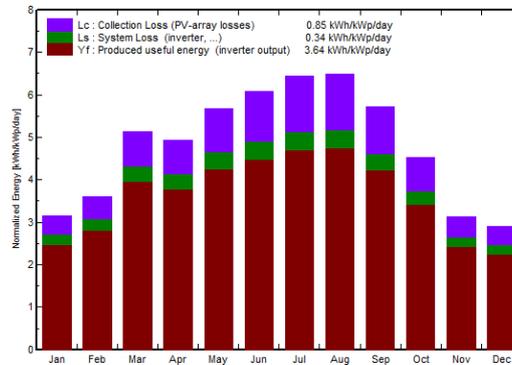


Figura 46: Geração normalizada (PER instalado kWp).

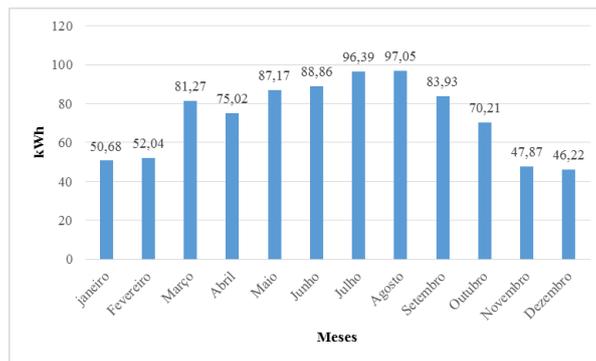


Figura 47: Energia injetada na rede durante o ano de ligação do sistema PV.

Apêndice B: Trocas de Energia com a Rede

O segundo caso de estudo considerado foi para assegurar 75% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida por agregado familiar em Portugal. A **Figura 48** apresenta a variação da geração PV ao longo do ano produzida por esse sistema fotovoltaico. Como já era de esperar a geração PV é mais intensa nos meses de verão onde a radiação solar é abundante e menos intensa nos meses de inverno.

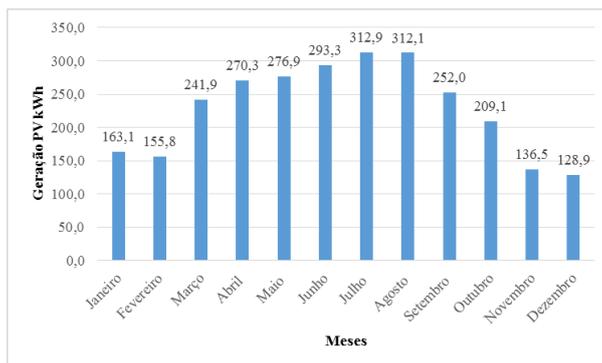


Figura 48: Variação da geração PV ao longo do ano em kWh.

Para a análise ser mais simples e intuitiva, foram selecionados como casos de estudo os meses em que a geração fotovoltaica era maior (Julho), a geração era menor (Dezembro) e onde a geração se aproxima mais do seu valor médio (Março). Depois nesses mesmos meses foi escolhido o dia onde a geração se aproximava mais da média de geração do mês selecionado.

Observando as **Figura 49**, **Figura 50** e **Figura 51**, pode-se constatar que a geração de energia nas horas diurnas é superior ao consumo doméstico, em qualquer um dos meses analisados, estando o sistema fotovoltaico a produzir mais energia que a necessária para satisfazer as necessidades do agregado familiar durante essas horas, ou seja, é inevitável o envio de energia para a rede. No período noturno, por razões óbvias o sistema fotovoltaico não produz energia e o consumo é exclusivo da rede elétrica.

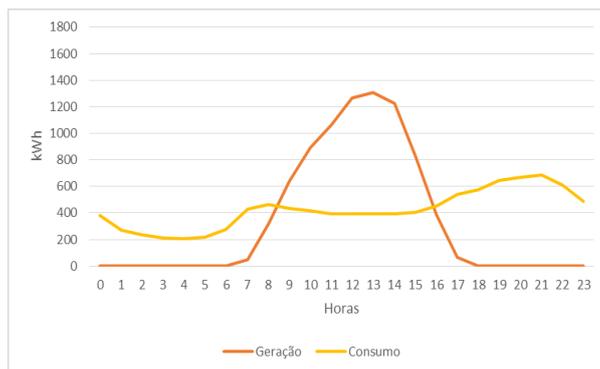


Figura 49: Variação de geração e consumo no dia 13 de Março.

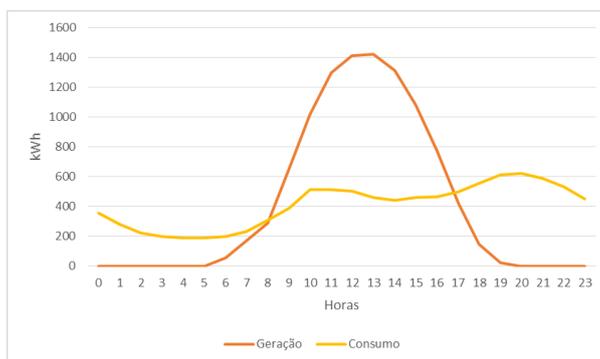


Figura 50: Variação de geração e consumo no dia 13 de Julho.

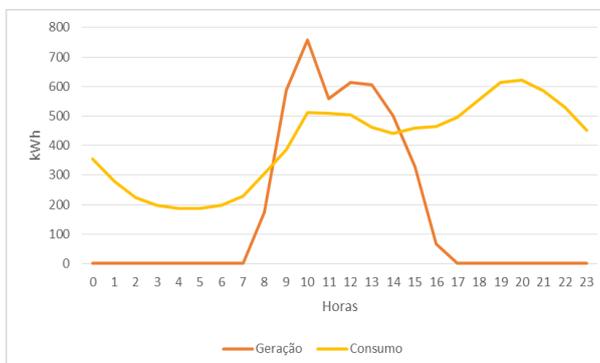


Figura 51: Variação de geração e consumo no dia 13 de Dezembro.

Para a simulação que assegura 75% do consumo médio anual, a **Tabela 45** apresenta a energia consumida e injetada na rede durante um ano, a energia consumida e injetada na rede no mês de Março, a energia consumida e injetada na rede no mês de Julho e a energia consumida e injetada na rede no mês de Dezembro. As percentagens que aparecem entre parênteses na **Tabela 45** correspondem à percentagem face ao consumo, para a energia consumida da rede, e à percentagem face à geração, para a energia injetada na rede. É de destacar que, 62,2% da energia consumida tem que ser fornecida pela rede e é necessário enviar para a rede 49,6% da geração. Também se pode observar

na mesma tabela, que os valores durante o ano de energia consumida da rede variam entre 54% a 74% do consumo, ao passo que a energia injetada na rede varia entre 37% a 54% da geração.

Tabela 45: Energia consumida/injetada na rede.

Energia consumida/injetada na rede em kWh		
	Energia consumida da rede	Energia injetada na rede
Março	190,9 (61%)	121,3 (50%)
Julho	169,4 (54%)	170,0 (54%)
Dezembro	231,5 (74%)	48,1 (37%)
Total (ano)	2285,9 (62,2%)	1365,3 (49,6%)

O terceiro caso de estudo considerado foi para assegurar 50% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida por agregado familiar em Portugal. A **Figura 52** apresenta a variação da geração PV ao longo do ano produzida por esse sistema fotovoltaico. Como já era de esperar a geração PV é mais intensa nos meses de verão onde a radiação solar é abundante e menos intensa nos meses de inverno.

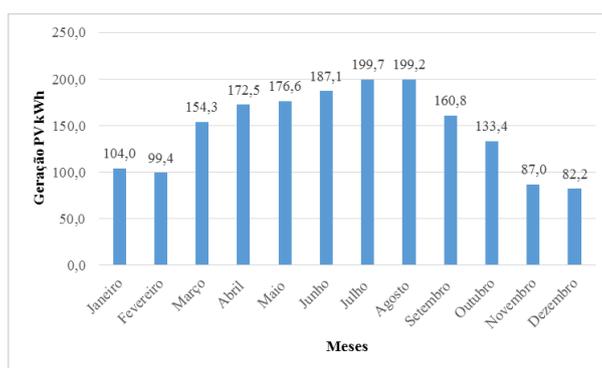


Figura 52: Variação da geração PV ao longo do ano em kWh.

Para a análise ser mais simples e intuitiva, foram selecionados como casos de estudo os meses em que a geração fotovoltaica era maior (Julho), a geração era menor (Dezembro) e onde a geração se aproxima mais do seu valor médio (Março). Depois nesses mesmos meses foi escolhido o dia onde a geração se aproximava mais da média de geração do mês selecionado.

Observando as **Figura 53** e **Figura 54**, pode-se constatar que a geração de energia nas horas diurnas é superior ao consumo doméstico, em qualquer um dos meses analisados, estando o sistema fotovoltaico a produzir mais energia que a necessária para satisfazer as necessidades do agregado familiar durante essas horas, ou seja, é inevitável

o envio de energia para a rede, no entanto pela **Figura 55**, verifica-se que a geração PV não é suficiente mesmo no período diurno e é necessário consumir parte da energia através da rede elétrica. No período noturno, por razões óbvias o sistema fotovoltaico não produz energia e o consumo é exclusivo da rede elétrica.

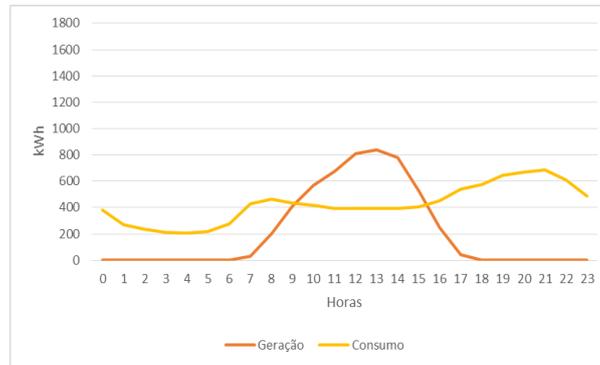


Figura 53: Variação de geração e consumo no dia 13 de Março.

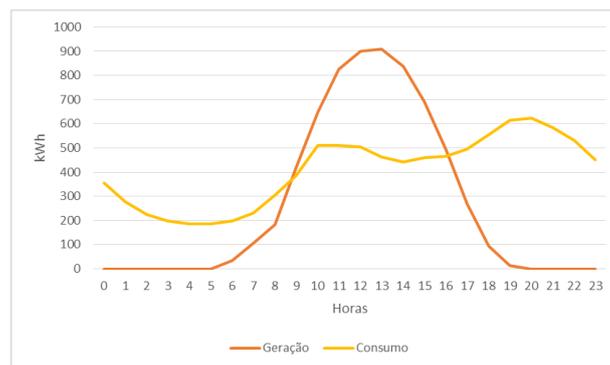


Figura 54: Variação de geração e consumo no dia 13 de Julho.

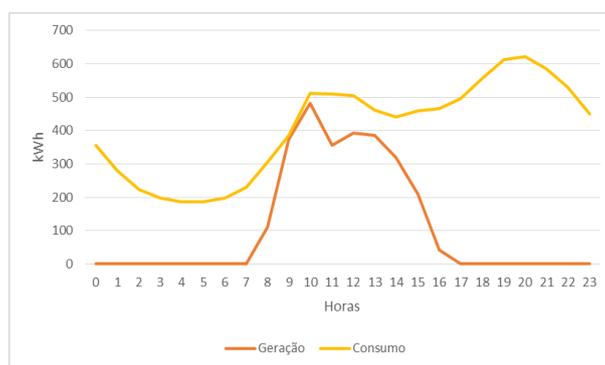


Figura 55: Variação de geração e consumo no dia 13 de Dezembro.

Para a simulação que assegura 50% do consumo médio anual, a **Tabela 46** apresenta a energia consumida e injetada na rede durante um ano, a energia consumida e injetada na rede no mês de Março, a energia consumida e injetada na rede no mês de Julho e a

energia consumida e injetada na rede no mês de Dezembro. As percentagens que aparecem entre parênteses na **Tabela 46** correspondem à percentagem face ao consumo, para a energia consumida da rede, e à percentagem face à geração, para a energia injetada na rede. É de destacar que, 66,7% da energia consumida tem que ser fornecida pela rede e é necessário enviar para a rede 30,4% da geração. Também se pode observar na mesma tabela, que os valores durante o ano de energia consumida da rede variam entre 54% a 79% do consumo, ao passo que a energia injetada na rede varia entre 18% a 54% da geração.

Tabela 46: Energia consumida/injetada na rede.

	Energia consumida/injetada na rede em kWh	
	Energia consumida da rede	Energia injetada na rede
Março	182,8 (59%)	70,1 (35%)
Julho	169,4 (54%)	170,0 (54%)
Dezembro	245,4 (79%)	15,2 (18%)
Total (ano)	2450,7 (66,7%)	533,4 (30,4%)

O quarto caso de estudo considerado foi para assegurar 25% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida por agregado familiar em Portugal. A **Figura 56** apresenta a variação da geração PV ao longo do ano produzida por esse sistema fotovoltaico. Como já era de esperar a geração PV é mais intensa nos meses de verão onde a radiação solar é abundante e menos intensa nos meses de inverno.

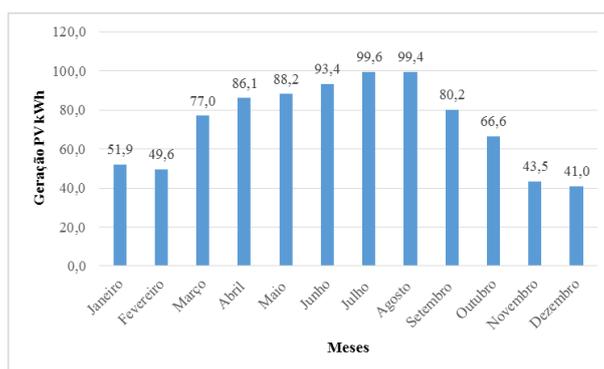


Figura 56: Variação da geração PV ao longo do ano em kWh.

Para a análise ser mais simples e intuitiva, foram selecionados como casos de estudo os meses em que a geração fotovoltaica era maior (Julho), a geração era menor (Dezembro) e onde a geração se aproxima mais do seu valor médio (Março). Depois

nesses mesmos meses foi escolhido o dia onde a geração se aproximava mais da média de geração do mês selecionado.

Observando as **Figura 57**, **Figura 58** e **Figura 59**, pode-se constatar que a geração de energia nas horas diurnas é inferior ao consumo doméstico, em qualquer um dos meses analisados. O sistema fotovoltaico está produzindo energia, porém esta não é suficiente para satisfazer as necessidades do agregado familiar durante essas horas, ou seja, é inevitável o consumo de energia pela rede elétrica. No período noturno, por razões óbvias o sistema fotovoltaico não produz energia e o consumo é exclusivo da rede elétrica.

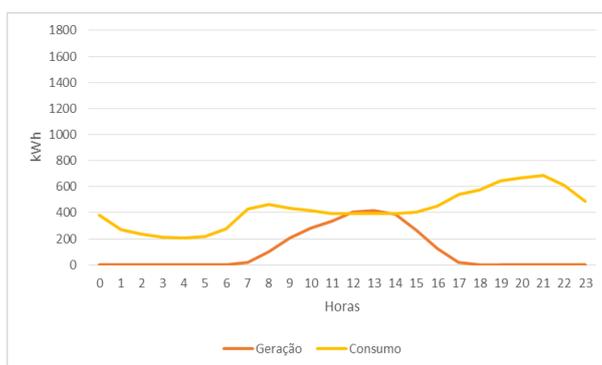


Figura 57: Variação de geração e consumo no dia 13 de Março.

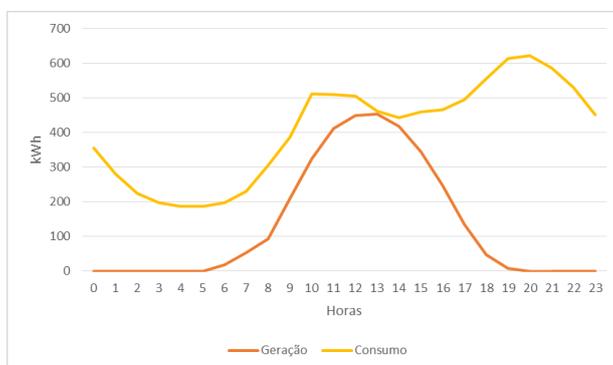


Figura 58: Variação de geração e consumo no dia 13 de Julho.

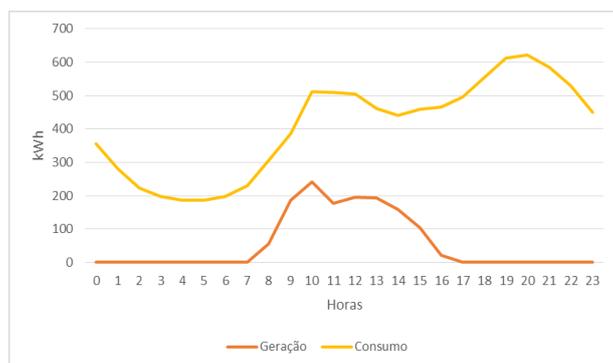


Figura 59: Variação de geração e consumo no dia 13 de Dezembro.

Para a simulação que assegura 25% do consumo médio anual, a **Tabela 47** apresenta a energia consumida e injetada na rede durante um ano, a energia consumida e injetada na rede no mês de Março, a energia consumida e injetada na rede no mês de Julho e a energia consumida e injetada na rede no mês de Dezembro. As percentagens que aparecem entre parênteses na **Tabela 47** correspondem à percentagem face ao consumo, para a energia consumida da rede, e à percentagem face à geração, para a energia injetada na rede. É de destacar que, 76,7% da energia consumida tem que ser fornecida pela rede e é necessário enviar para a rede 2,5% da geração. Também se pode observar na mesma tabela, que os valores durante o ano de energia consumida da rede variam entre 69% a 87% do consumo, ao passo que a energia injetada na rede varia entre 0% a 3% da geração.

Tabela 47: Energia consumida/injetada na rede.

	Energia consumida/injetada na rede em kWh	
	Energia consumida da rede	Energia injetada na rede
Março	236,2 (76%)	1,7 (2%)
Julho	215,9 (69%)	3,2 (3%)
Dezembro	271,3 (87%)	1 (0%)
Total (ano)	2818,9 (76,7%)	22,0 (2,5%)