



UNIVERSIDADE DE
COIMBRA

Lisa Neves Lourenço

**SISTEMAS AUTÓNOMOS DE GERAÇÃO E
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA O
SETOR RESIDENCIAL**

Dissertação no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, do ramo de Energia orientada pelo Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura e apresentada ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra.

Outubro de 2019

Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores



UNIVERSIDADE DE
COIMBRA

Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Sistemas Autónomos de Geração e Armazenamento de Energia para o Setor Residencial

Lisa Neves Lourenço

Júri:

Professora Doutora Rita Cristina Girão Coelho da Silva (Presidente)

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura (Orientador)

Professor Doutor Paulo José Gameiro Pereirinha (Vogal)

Outubro 2019

Coimbra

Agradecimentos

Esta dissertação representa o culminar do meu percurso académico e não teria sido possível sem o apoio de várias pessoas. Assim, quero deixar algumas palavras de apreço a quem esteve presente e me ajudou a percorrer esta caminhada.

Ao Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura, o meu franco e sentido agradecimento pela orientação, conhecimento, disponibilidade e paciência despendidos, que foram decisivos para a conclusão da presente dissertação. A sua orientação foi fundamental para o término deste trabalho. Quero ainda agradecer-lhe a oportunidade dada e a confiança que depositou em mim.

Agradeço aos meus amigos, que me acompanharam e aos que surgiram no decorrer dos últimos anos pela amizade, convívio e pela oportunidade ímpar de crescimento profissional e pessoal. Obrigada por tornarem este percurso uma experiência única e enriquecedora.

Um especial agradecimento ao Zé Miguel, obrigada pelo amor, partilha, companheirismo, e alegria com que sempre me brindou, contribuindo para chegar ao fim deste percurso.

Por fim, agradeço à minha família por acreditarem em mim, pelo incentivo e apoio durante este caminho. À minha irmã e à Cidália agradeço a total disponibilidade e encorajamento nas ocasiões mais difíceis do meu trabalho, irei sempre relembrar as vossas palavras de força e motivação. Ao meu irmão, ao Manuel e à Vitória agradeço todo o carinho e todo o tempo que me dedicaram.

Dedico este trabalho aos meus pais, por terem sido para mim uma fonte de inspiração que me tem dado forças para continuar a trabalhar e a lutar ao longo do meu percurso, obrigada por todos os conselhos dados nas fases mais difíceis e por partilharem comigo a alegria dos bons momentos.

A todos, muito obrigada.

Resumo

A redução acentuada que se tem vindo a registar nos custos dos sistemas de geração fotovoltaica e que se prevê para os sistemas de baterias, pode levar a um cenário futuro em que tais sistemas sejam vantajosos do ponto de vista económico quando comparados com a energia consumida da rede. Assim, considera-se que no futuro parte dos consumidores optem por abandonar a rede e escolham sistemas autónomos de geração e armazenamento de energia. Com o abandono da rede de energia elétrica, o consumidor torna-se dependente de um sistema autónomo de geração, neste caso um sistema solar fotovoltaico com armazenamento em baterias.

Existem vários estudos a nível internacional, onde essa possibilidade é avaliada para diversas regiões. Na maioria dos locais tal opção não se tem revelado economicamente vantajosa. No entanto, o cenário depende fortemente da rentabilidade da geração de energia, associada à radiação solar disponível no local, e aos custos da energia da rede, que variam também com a localização.

Este trabalho foca-se no autoconsumo fotovoltaico e nas implicações adjacentes numa situação de abandono da rede em Portugal. Foi elaborado com o apoio do *software HOMER Energy*®. Pretende-se avaliar a viabilidade de tais sistemas no contexto da rede portuguesa. Esta abordagem implica efetuar uma avaliação económica da rentabilidade da produção de energia através de sistemas fotovoltaicos de pequena escala (residenciais), com o intuito de a comparar ao sistema de consumo tradicional.

O trabalho desenvolvido permitiu concluir que a paridade da rede pode ser alcançada dentro de oito anos, considerando uma diminuição nos custos dos sistemas de armazenamento fotovoltaico e um previsível aumento na tarifa da eletricidade para o consumidor residencial.

Palavras-chave: abandono da rede, autoconsumo, armazenamento de energia, sistema solar fotovoltaico, análise económica.

Abstract

The expected sharp reduction in the costs of photovoltaic electric generation systems and battery systems can lead to a future scenario in which such systems are cost-effective when compared with the energy consumption from the grid. Thus, it is considered that in the future some customers can opt for a grid defection and choose autonomous energy generation and storage systems. With the grid defection, the customer becomes dependent on an autonomous generation system, namely a solar photovoltaic system with storage.

There are many international studies evaluating this option for several regions. In most places, such an option has not been cost-effective. However, the scenario strongly relies on the profitability of electric generation, associated with the locally available solar radiation, and the energy costs of the grid, which also vary with location.

This work focuses on photovoltaic self-consumption and the adjacent implications in a situation of grid defection in Portugal, and was supported by *HOMER Energy*® software.

It is intended to evaluate the feasibility of such systems in the context of the Portuguese grid. This approach implies an economic assessment of the profitability of energy production through small scale (residential) photovoltaic systems, in order to compare it to the traditional consumption system.

The developed work led to the conclusion that grid parity can be achieved within eight years, considering a decrease in the costs of photovoltaic storage systems and a predictable increase in the electricity tariff for the residential customer.

Keywords: Grid defection, self-consumption, battery energy storage, photovoltaic solar system, economic analysis.

Índice

Lista de Figuras	vii
Lista de Tabelas	ix
Lista de Acrónimos.....	xi
1 Introdução.....	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivos.....	2
1.3 Estrutura da dissertação	3
2 Sistemas Fotovoltaicos e Armazenamento de Energia em Edifícios.....	5
2.1 Sistemas Fotovoltaicos	5
2.2 Armazenamento de Energia em Edifícios	7
2.3 Legislação Portuguesa	9
3 Abandono da Rede	13
3.1 Cenários e Pressupostos.....	13
3.2 Resultados.....	18
4 Metodologia e pressupostos considerados.....	21
4.1 Programas de simulação e dimensionamento do sistema	21
4.2 Dados de irradiação solar na cidade de Coimbra	25
4.3 Dados de Geração e Consumo.....	26
4.4 Preço de eletricidade.....	28
4.5 Projeção de custos do sistema solar fotovoltaico	30
4.6 Projeção de custos do sistema de armazenamento de energia.....	33
5 Simulação e Resultados.....	37
5.1 Sistema alimentado pela rede elétrica de distribuição	37
5.2 Sistema Autónomo	40
5.3 Comparação Económica	44
6 Conclusão e trabalho futuro.....	49
6.1 Conclusão	49
6.2 Trabalho Futuro	51
7 Bibliografia	53
8 Apêndice A	57

Lista de Figuras

Figura 2.1 Panorama mundial da capacidade instalada, por ano, de sistemas fotovoltaicos de 2000 até 2017 [4].	6
Figura 2.2 Exemplo de curva de produção e consumo durante um dia [6].	7
Figura 2.3 Distribuição mundial da capacidade instalada de energias renováveis com armazenamento por aplicação, por ano, de 2014 com previsão até 2024 [7].	8
Figura 3.1 Previsão do custo residencial PV instalado com projeção RMI - Eixo Y: 2012\$/WDC - Instalado [15].	15
Figura 3.2 Previsão do preço de baterias de íões de lítio com projeção RMI - Eixo Y: 2012\$/kWh [15].	16
Figura 3.3 Previsão do ano em que é atingida a paridade com a rede, de acordo com os diferentes cenários do estudo [15].	19
Figura 4.1 Curva de irradiação solar média de cada mês, para a região de Coimbra no ano de 2015 (Latitude: 40°12'43.2''N, Long: 8°25'40.8''W) [26].	26
Figura 4.2 Diagrama de carga de um dia de semana típico para um mês do ano [23].	27
Figura 4.3 Diagrama de carga de um dia de fim de semana típico para um mês do ano [23].	27
Figura 4.4 Custo real da eletricidade e previsões do custo para clientes finais, com uma potência contratada de 6,9 kVA.	29
Figura 4.5 CAPEX (Capital Expenditures - Despesas de Capital) estimativas dos valores atuais e projeções futuras para o PV residencial [32].	30
Figura 4.6 Projeções de O&M do ano base (2017) até 2050, para uma instalação residencial com PV [35].	32
Figura 4.7 Projeção do custo de um sistema de armazenamento de energia com bateria de íões de lítio. [37].	34
Figura 5.1 Gráfico do diagrama de carga médio diário para cada mês do ano obtido através do <i>software Homer Grid</i> ®.	37
Figura 5.2 Esquema do sistema alimentado pela rede elétrica simulado no <i>Homer Grid</i> ®.	38
Figura 5.3 Custo médio do consumo de cada mês para o ano de 2019.	39
Figura 5.4 Radiação média diária em kWh/m ² /dia, de cada mês do ano e índice médio de nitidez.	41
Figura 5.5 Paridade com a rede elétrica de distribuição, baseada nos custos de LCOE de cada ano, para os sistemas estudados.	46
Figura 5.6 Paridade com a rede elétrica de distribuição, baseada nos custos de LCOE de cada ano, para os sistemas estudados.	47

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Evolução da potência fotovoltaica instalada em Portugal, em kW, até dezembro de 2018 [3].	6
Tabela 2.2 Preço médio aritmético do mercado diário, correspondente a cada mês para o sistema elétrico português, até dezembro de 2018 [14].	11
Tabela 3.1 Perfil dos locais – geografias [15].	14
Tabela 3.2 Cenário Residencial [15].	18
Tabela 4.1 Irradiação solar média de cada mês, para a região de Coimbra no ano de 2015 (Latitude: 40°12'43.2''N, Long: 8°25'40.8''W) [26].	26
Tabela 4.2 Taxas e impostos adicionais na fatura de eletricidade [31].	28
Tabela 4.3 Custo do sistema de armazenamento para o ano de 2018 e projeções para os anos 2030 e 2050 [37,38].	34
Tabela 5.1 Preços de taxas e tarifas e respetivas previsões do ano 2019 ao ano de 2050.	38
Tabela 5.2 Resultados obtidos pela simulação para o caso do sistema alimentado pela rede elétrica.	40
Tabela 5.3 Características do equipamento dimensionado para o sistema isolado.	40
Tabela 5.4 Parâmetros considerados com influência no sistema fotovoltaico.	41
Tabela 5.5 Parâmetros considerados no sistema de armazenamento.	42
Tabela 5.6 Previsão do custo de aquisição do equipamento do sistema isolado de acordo com o ano em análise.	42
Tabela 5.7 Custos associados ao sistema autónomo, em intervalos de 2020 a 2050.	43
Tabela 5.8 Dados de produção de energia PV e de consumo, excesso, satisfação e insuficiência da capacidade.	44
Tabela 5.9 <i>Payback</i> e IRR obtidos para os anos de 2020 a 2050.	45
Tabela 8.1 Consumo ao longo de um dia útil numa habitação de um consumidor típico.	57
Tabela 8.2 Horas de vazio e horas fora de vazio nos dias úteis da semana, no inverno e no verão.	58
Tabela 8.3 Consumo durante o fim de semana numa habitação de um consumidor típico.	58
Tabela 8.4 horas de vazio e horas fora de vazio nos dias de fim de semana, no inverno e no verão.	59
Tabela 8.5 Valor total de horas de vazio e horas fora de vazio durante o ano.	59

Lista de Acrónimos

AC	Corrente Alternada
ATI	<i>Accelerated Technology Improvement</i> (Avanço da melhoria tecnológica)
BTN	Baixa Tensão Normal
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> (Investimento de Capital)
DC	Corrente Contínua
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUA	Estados Unidos da América
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
NPC	<i>Net Present Cost</i> (Custo Atual Líquido)
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	Operação e Manutenção
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PV	<i>Photovoltaic</i> (Fotovoltaico)
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
TIR	Taxa Interna de Retorno
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção

1 Introdução

1.1 Motivação

O impacto dos problemas ambientais, causados pela explosão da atividade económica e industrial, está na ordem do dia sendo que um dos maiores desafios do futuro próximo é obter a quantidade de energia limpa necessária para tentar reduzir os efeitos do aquecimento global, a dependência de combustíveis fósseis e aliviar o impacto económico da subida dos preços do petróleo. Uma das soluções mais adequadas para combater os problemas referidos é a utilização de recursos de energia renovável.

Os sistemas de energia solar fotovoltaica apresentam um dos maiores crescimentos de utilização desta tecnologia para gerar eletricidade na área das energias renováveis. O potencial desta tecnologia é teoricamente infindável – a cada hora, a Terra recebe do Sol uma quantidade de energia superior à energia elétrica produzida anualmente no planeta inteiro.

O crescente interesse na energia solar fotovoltaica deve-se às contínuas melhorias no desenvolvimento da tecnologia, como resultado do aumento de eficiência dos sistemas, e da descida acentuada do seu preço de venda ao consumidor final.

Devido à sua imprevisibilidade horária e anual, a integração de sistemas fotovoltaicos isolados não permite alimentar uma residência. Apesar de nos dias de verão poderem existir instantes com excesso de produção elétrica, nos períodos noturnos ou em dias invernosos com o céu nublado ocorrerá certamente carência de eletricidade face ao consumo (note-se que se está perante um recurso intermitente).

Estes problemas poderão ser resolvidos com a utilização de sistemas autónomos de armazenamento de energia associado à produção fotovoltaica. Desta forma, a energia produzida em excesso pode ser imediatamente armazenada para colmatar os períodos em que a produção do painel não consegue assegurar a carga.

A elevada redução que se prevê para os custos dos sistemas de baterias, pode conduzir a um cenário proveitoso a nível económico em relação à energia consumida pela rede. Assim parte dos consumidores podem optar por abandonar a rede e aderir aos sistemas autónomos de geração e armazenamento de energia.

De acordo com estudos internacionais, a possibilidade de abandono da rede foi avaliada para diferentes regiões. Apesar de não se ter revelado uma possibilidade vantajosa a nível económico

na maioria das regiões, o cenário de análise é condicionado pela rentabilidade da geração associada à radiação solar disponível no local e aos custos da energia da rede elétrica.

O desenvolvimento do mercado fotovoltaico, quer a nível mundial, quer em Portugal, tem criado uma tendência de introdução destes sistemas nas habitações, de forma a permitir que os consumidores domésticos produzam a sua própria energia.

Assim, com o intuito de avaliar a viabilidade de um sistema de autoconsumo em Portugal, são abordadas neste estudo as tecnologias associadas ao sistema de acordo com os perfis de carga da residência e de produção fotovoltaica associada ao local. Com a aprovação de que os consumidores possam produzir a própria eletricidade para consumo direto na sua habitação, o investimento passa a estar diretamente relacionado com a poupança verificada na fatura energética durante o tempo de vida útil do investimento.

1.2 Objetivos

A presente dissertação foca-se no autoconsumo fotovoltaico e nas implicações adjacentes numa situação de abandono da rede em Portugal. Pretende-se avaliar para cenários futuros a viabilidade de tais sistemas no contexto da rede portuguesa e efetuar uma avaliação económica da rentabilidade da produção de energia através de sistemas fotovoltaicos de pequena escala, associados ao armazenamento de energia. A análise do estudo é feita com base na instalação do sistema para um novo edifício ligação e não se pretende analisar o ano em que será mais vantajosa a mudança para um cliente atualmente ligado à rede, mas sim o ano em que será mais vantajosa a ligação para um novo cliente.

Um dos objetivos do trabalho é dimensionar um sistema autónomo de acordo com as características de consumo, com as tecnologias a instalar e as suas particularidades. Para tal, são analisadas as tecnologias de PV e armazenamento, é estudado o potencial de redução de custos de cada equipamento, bem como do conjunto face à eletricidade consumida da rede.

Pretende-se analisar a viabilidade de tais sistemas no contexto da rede portuguesa através da utilização do *software Homer Energy* e perceber se existe exequibilidade do mesmo. Ir-se-á analisar o custo nivelado da energia e determinar quando será atingida a paridade com a rede elétrica mediante as condicionantes consideradas no presente estudo. Será também alvo de análise e discussão as implicações que possam advir dos resultados obtidos, nomeadamente em relação ao preço dos sistemas e da venda de eletricidade, bem como alguns impactos no sistema.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação é constituída por 6 capítulos. No capítulo 1 é apresentada numa breve introdução a motivação que conduz ao desenvolvimento desta tese e os objetivos que se pretendem alcançar.

No capítulo 2 são abordados diversos conceitos teóricos relevantes, tais como o crescimento da introdução de sistemas fotovoltaicos em Portugal, sendo dado ênfase ao crescimento dos sistemas de armazenamento num conceito mais global. Efetuou-se uma breve análise da componente de legislação portuguesa referente ao autoconsumo, nomeadamente a Unidade de Produção para Autoconsumo. São também expostas algumas razões pelas quais existe uma necessidade de introduzir estes sistemas de armazenamento para a resolução de diversos problemas.

No capítulo 3 é realizada uma análise com base no estudo realizado pelo *Rocky Mountain Institute*, “*The Economics of Grid*”, que serve de referência a esta dissertação, ao abandono da rede, denominado por *grid defection*. Neste capítulo é analisada a possibilidade de abandonar a rede usando a combinação de quatro cenários distintos de um sistema de energia, bem como os respetivos resultados para os estudos considerados. Também se analisou o caso de estudo realizado na Austrália, “*Leaving the grid: An ambition or a real choice?*” e os resultados associados ao mesmo.

No capítulo 4 definem-se as características do sistema a usar na simulação, considera-se o dimensionamento do sistema em estudo e apresentam-se os *softwares* utilizados para a análise e projeções, para posteriormente calcular os custos e o investimento de produção de energia elétrica de um sistema autónomo e de um sistema ligado à rede elétrica de distribuição.

No capítulo 5 analisa-se a situação de abandono da rede para um caso real de autoconsumo numa residência padrão na cidade de Coimbra. Para o efeito, os dados apresentados no capítulo anterior são considerados para a obtenção dos resultados provenientes do *software Homer*®. No final do capítulo são analisados detalhadamente os resultados obtidos, assim como o seu impacto neste estudo.

Por fim, no capítulo 6 são abordadas as conclusões acerca do trabalho desenvolvido nesta dissertação e são feitas algumas sugestões sobre trabalho futuro e melhorias.

2 Sistemas Fotovoltaicos e Armazenamento de Energia em Edifícios

2.1 Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são sistemas que permitem gerar energia elétrica através da incidência de radiação solar nas células fotovoltaicas. Por não gerar nenhum tipo de resíduo, estes sistemas são considerados uma tecnologia limpa e eficiente, assegurando para o setor elétrico benefícios ambientais, económicos e sociais. No panorama atual das energias renováveis, os sistemas fotovoltaicos assumem um particular relevo. Apesar da produção mundial de eletricidade que recorre a estes sistemas ser ainda reduzida quando comparada com a produção total, a sua penetração nos sistemas elétricos tem aumentado significativamente a nível mundial.

Portugal demonstra uma evolução muito significativa no que diz respeito ao peso da eletricidade de origem renovável nos últimos anos. O setor das energias renováveis assume cada vez mais uma posição de destaque em Portugal da qual resulta uma importante contribuição para o desenvolvimento sustentável do país. Outra das mais-valias das energias renováveis, e a mais importante no combate às alterações climáticas, tem sido a redução das emissões específicas de dióxido de carbono para produção de eletricidade [1]. Além dos benefícios mencionados, o setor renovável tem ainda potenciado a economia nacional, nomeadamente em termos de geração de emprego, desenvolvimento regional e descentralização, e no aumento das exportações de componentes industriais [2].

A potência fotovoltaica instalada em Portugal teve um acentuado crescimento ao longo dos anos como se verifica na Tabela 2.1. Contudo, a potência total ainda é reduzida, sendo que em junho de 2018 a potência instalada em UPAC/UPP (Unidade de Produção para Autoconsumo/Unidade de Pequena Produção) foi de 141 576 kW [3]. No que diz respeito à mini e microprodução, o crescimento da potência instalada não é tão notório sendo que de 2017 para 2018 não houve evolução na potência instalada. Apesar da produção fotovoltaica representar ainda uma pequena percentagem de energia gerada através de fontes renováveis em Portugal, é esperada uma evolução significativa nos próximos anos [3].

Tabela 2.1 Evolução da potência fotovoltaica instalada em Portugal, em kW, até dezembro de 2018 [3].

Potência Instalada (kW)								
Ano	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
UPAC/UPP						51 850	103 998	141 576
Mini/Micro	64 487	105 054	137 345	162 834	170 272	173 649	173 975	173 975

Nos últimos anos os sistemas fotovoltaicos têm crescido de forma exponencial, sendo que a capacidade total instalada a nível mundial ultrapassou os 400 GW em 2017, representando pouco mais de 1% da procura mundial energética (Figura 2.1).

A Figura 2.1, que apresenta a evolução das instalações fotovoltaicas anuais, a nível mundial, mostra que houve um grande crescimento ao longo dos últimos anos. Este aumento acentuado é justificado principalmente pela drástica redução de custos na instalação. Como se pode verificar na Figura 2.1, em 2017 foi instalada uma capacidade de energia solar fotovoltaica de 99,1 GW. Num ano a capacidade instalada foi tanta como a capacidade instalada no mundo até ao ano de 2012 (100,9 GW). Depois da energia solar ter ultrapassado a marca de 300 GW em 2016 e o nível dos 200 GW em 2015, este aumento conduziu a uma capacidade total de energia solar mundial de 404,5 GW no ano de 2017.

Note-se que a capacidade de energia solar fotovoltaica instalada acumulada cresceu 32% no final de 2017 (para 404,5 GW) em comparação com os 306,4 GW em 2016. Em apenas 10 anos a capacidade fotovoltaica total do mundo aumentou em mais de 4.300% (de 9,2 GW em 2007) [4].

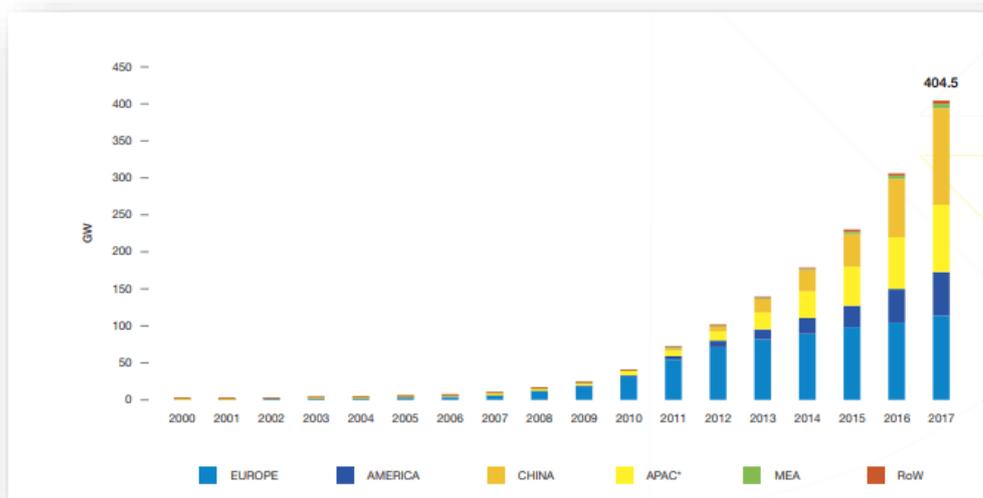


Figura 2.1 Panorama mundial da capacidade instalada, por ano, de sistemas fotovoltaicos de 2000 até 2017 [4].

A rede elétrica pública permite instalar os sistemas fotovoltaicos de duas formas distintas: de forma integrada em edifícios ou centralizada. Na primeira, os painéis são integrados em edifícios, próximos do ponto de consumo, ao contrário da forma centralizada na qual os painéis são instalados afastados do ponto de consumo, constituindo uma central elétrica.

2.2 Armazenamento de Energia em Edifícios

A constante evolução dos sistemas de armazenamento leva a que a integração do conceito de produção dispersa de origem renovável se torne cada vez mais uma realidade. Nesse contexto, o armazenamento de energia proporciona uma maior flexibilidade e equilíbrio para a rede, podendo melhorar localmente a gestão das redes de distribuição reduzindo os custos inerentes e melhorando a sua eficiência.

Ao nível do consumidor, os sistemas de armazenamento de energia permitem que o próprio consumidor possa gerir mais ativamente a dependência energética que tem com a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), ou seja, num caso de geração de energia proveniente da radiação solar que é variável ao longo do dia, permite armazenar os excedentes de produção e consumir esses excedentes nos períodos onde há déficit de produção. Assim, o problema do desfasamento entre as horas de geração e de consumo acaba por ser minimizado com o armazenamento de energia [5].

Na Figura 2.2 é possível ver um exemplo dos perfis de geração e consumo durante um dia, onde o excesso de energia produzido durante o dia é armazenado numa bateria, sendo consumido posteriormente à noite. Assim, parte da energia que teria de ser importada da rede durante essas horas é economizada [6].

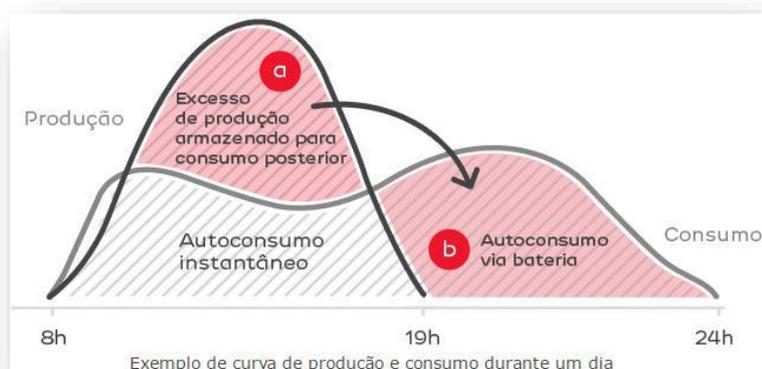


Figura 2.2 Exemplo de curva de produção e consumo durante um dia [6].

No contexto de um edifício com capacidade para gerar o equivalente ao consumo, se este não possuir armazenamento de energia, grande parte da energia gerada será injetada na rede. Isto implica prejuízos económicos, uma vez que a energia proveniente da produção fotovoltaica nas horas de maior produção não coincide com o período horário de maior consumo.

Como referido anteriormente, as instalações com sistemas fotovoltaicos acompanhadas com tecnologias de armazenamento têm tido um crescimento notório nos últimos anos, como se pode verificar na Figura 2.3, na qual se prevê uma capacidade instalada de aproximadamente 12 GW dentro de 5 anos, verificando-se um crescimento mais acentuado em instalações residenciais comparativamente aos restantes tipos de instalações. Este aumento é justificado principalmente pelo declínio nos custos de energia solar e pelo avanço nas tecnologias de armazenamento de energia [7]. O armazenamento de energia solar em instalações tem numerosas vantagens: promover a autossustentabilidade das mesmas, estabilizar o diagrama de carga, reduzir os picos de geração e diminuir as trocas de energia com a rede [8].

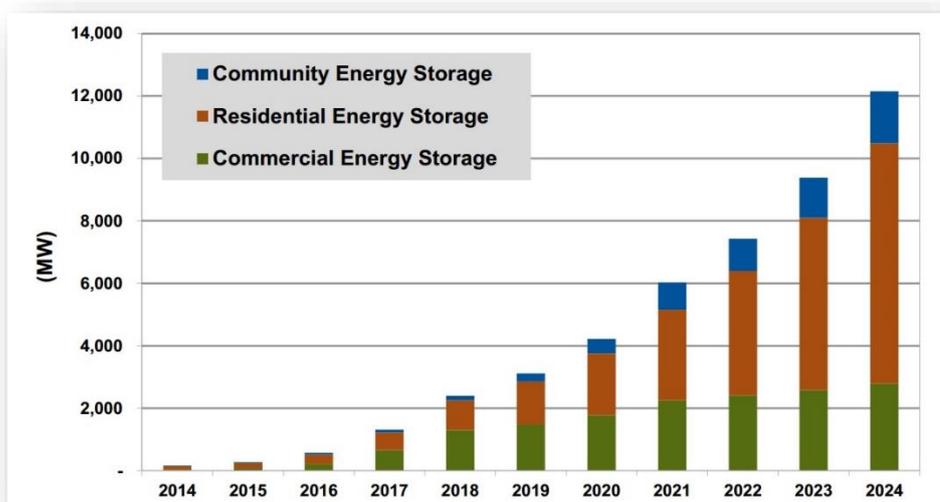


Figura 2.3 Distribuição mundial da capacidade instalada de energias renováveis com armazenamento por aplicação, por ano, de 2014 com previsão até 2024 [7].

Alguns estudos realizados concluíram que o armazenamento em edifícios residenciais permite um aumento de 40% na geração, não causando um impacto significativo na rede. Tendo em conta o diagrama de carga da rede, também se verificou que este tipo de instalações permite a produção de energia sem a ocorrência de picos de geração incontroláveis face ao diagrama de carga da rede [9]. Este tipo de sistemas requiere métodos e equipamentos para controlar a energia consumida e

produzida. Quando existe capacidade de armazenamento a produção excedente é armazenada nas baterias e solicitada quando existe défice de produção pelo sistema fotovoltaico.

2.3 Legislação Portuguesa

Inicialmente, com o objetivo de promover tecnologias que diversificassem a geração de energia, surgiu uma tarifa que permitia que a energia gerada fosse injetada na totalidade na rede elétrica e remunerada, por um valor fixo elevado, a tarifa *feed-in*, permitindo amortizar com relativa rapidez o investimento. No entanto, a rápida diminuição do custo de geração de energia fotovoltaica e o aumento das instalações tornou este mecanismo insustentável, o valor da tarifa foi sendo reduzido, o que fez com que a tarifa *feed-in* deixasse de ser economicamente aliciante.

A constante evolução da tecnologia fotovoltaica levou a que a remuneração da energia proveniente das unidades de produção fosse reformulada, surgindo assim o Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro [10] e as portarias n.º 14/2015 [11] e 15/2015 de 23 de janeiro [12], que definem o regime de produção descentralizada, abrindo novas possibilidades ao consumidor.

O regime de pequena produção permite que o produtor venda a totalidade de energia elétrica à RESP, proveniente apenas de energias renováveis, baseadas em uma só tecnologia e cuja potência não ultrapasse um valor definido (250 kW), com uma tarifa atribuída obtida através de um modelo de licitação.

Por sua vez, o regime de autoconsumo destina-se essencialmente à produção de eletricidade com a finalidade de satisfazer energeticamente o próprio consumo, com a possibilidade de ligação à RESP para venda do excedente de energia, evitando assim desperdícios.

Uma vez que a dissertação se foca no setor residencial com geração de energia a partir de sistemas fotovoltaicos com armazenamento, ir-se-á analisar a componente de legislação referente ao autoconsumo, nomeadamente a Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC).

As UPAC têm várias características, tais como:

- Produzem preferencialmente para satisfazer as necessidades de consumo;
- Potência de ligação limitada ao valor da potência contratada;
- Potência da instalação limitada a duas vezes a potência da ligação;
- Potência máxima instalada de 1 MVA;

- A energia produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo;
- Possibilidade de armazenar a energia produzida em excesso;
- Os excedentes de produção podem ser injetados na rede elétrica, sendo estes remunerados.

O autoconsumo tornou-se mais atrativo devido aos preços praticados para a remuneração da energia injetada na rede. Estes preços são remunerados de acordo com os preços em vigor do fecho de mercado do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE), com a dedução de 10% para compensar os custos de injeção. Assim, o valor pago ao produtor pela energia líquida injetada na RESP é calculado de acordo com a Equação (1) [11,12]. Adicionalmente, a venda da energia não pode ultrapassar a totalidade de energia consumida à base anual, não sendo remunerada toda a produção acima deste limite [13].

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

onde:

- $R_{UPAC,m}$ – Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m , em euros;
- $E_{fornecida,m}$ – A energia fornecida no mês m , em kWh;
- $OMIE_m$ – Valor resultante da média aritmética dos preços do fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês m , em kWh;
- m – Mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

Os valores dos preços médios mensais do OMIE para Portugal, durante 2018, e a respetiva remuneração obtida através da injeção de energia na rede para o mesmo ano são apresentados na Tabela 2.2. O valor da remuneração é muito mais reduzido que o preço pago pela energia consumida, sendo assim o autoconsumo economicamente mais rentável do que a injeção de energia na rede.

Tabela 2.2 Preço médio aritmético do mercado diário, correspondente a cada mês para o sistema elétrico português, até dezembro de 2018 [14].

Mês	Preço médio aritmético (EUR/MWh)	Mês	Preço médio aritmético (EUR/MWh)
Janeiro	51,63	Julho	61,84
Fevereiro	54,98	Agosto	64,29
Março	39,75	Setembro	72,42
Abril	42,66	Outubro	65,39
Maior	55,08	Novembro	62,01
Junho	58,48	Dezembro	61,87

3 Abandono da Rede

O abandono da rede, denominado por *grid defection*, expõe um desenvolvimento no setor fotovoltaico que ameaça destabilizar o modelo de negócio das concessionárias, bem como dos comercializadores de energia elétrica. Conseqüentemente, o abandono parcial da rede, principalmente num cenário onde o fotovoltaico (PV) é acoplado a um sistema de armazenamento de energia por baterias, é cada vez mais visto como uma opção atraente por parte dos clientes.

O rápido decréscimo do custo de tecnologias associadas à energia distribuída e a crescente adoção das mesmas por parte do cliente estão a transformar de forma acelerada o mercado de eletricidade de forma a conduzir à paridade com a rede para os sistemas solares com baterias, isto é, o momento em que a geração de energia elétrica proveniente de uma fonte de energia renovável atinge o mesmo preço que o cobrado pela energia da rede.

O facto da geração de energia solar fotovoltaica e do armazenamento de energia em escala residencial apresentarem um decréscimo nos custos pode tornar a rede elétrica opcional para muitos clientes, enquanto que outras tecnologias, incluindo a energia solar fotovoltaica e outros recursos provenientes de energia distribuída, sem armazenamento, ainda exigem algum grau de dependência da rede, contrariamente aos sistemas PV com baterias que permitem que os clientes se desliguem totalmente da rede.

3.1 Cenários e Pressupostos

O estudo realizado pelo *Rocky Mountain Institute*, “*The Economics of Grid*”, considerado uma referência ao nível da análise do abandono da rede, serve de base a este capítulo [15]. Neste artigo foi analisada a possibilidade de abandonar a rede usando a combinação de um sistema de energia solar e armazenamento de energia elétrica em cinco regiões dos Estados Unidos: Nova York, Kentucky, Texas, Califórnia e Hawaii. Os locais escolhidos cobrem uma gama representativa de características que influenciam a rede, como se pode verificar na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Perfil dos locais – geografias [15].

	<i>Westchester, NY</i>	<i>Louisville, KY</i>	<i>San Antonio, TX</i>	<i>Los Angeles, CA</i>	<i>Honolulu, HI</i>
Insolação (kWh/m ² /dia)	4.5 kWh	4.5 kWh	6 kWh	6 kWh	5.5 kWh
Preço médio de comercialização 2012 (\$/kWh)	\$0.15-\$0.20	\$0.06-\$0.08	\$0.05-\$0.09	\$0.09-\$0.17	\$0.34-\$0.41
PV Instalado (MW)	122.02 MW	2.92 MW	131.16 MW	2074.53 MW	27.33 MW
Estrutura de Mercado	Desregulado	Regulado	Desregulado	Desregulado	Regulado

A adesão aos sistemas de geração e armazenamento distribuídos (híbridos/fora da rede) é motivada particularmente por cinco características: o interesse em fiabilidade e resiliência, a procura de energia mais limpa, a busca de benefícios económicos, frustração com a rede e empresas do setor e as mudanças regulatórias.

Com base na análise dos custos de energia solar fotovoltaica estimados por quatro instituições diferentes [15], o estudo considerou a média dos quatro conjuntos de dados para desenvolver a projeção de custos da energia solar fotovoltaica para sistemas autónomos até 2050. Podem analisar-se os resultados obtidos na Figura 3.1. Como se pode verificar, há um decréscimo significativo do preço de energia fotovoltaica até sensivelmente 2026. No entanto, a partir de 2026 o valor deixa de diminuir mantendo-se estável até 2050.

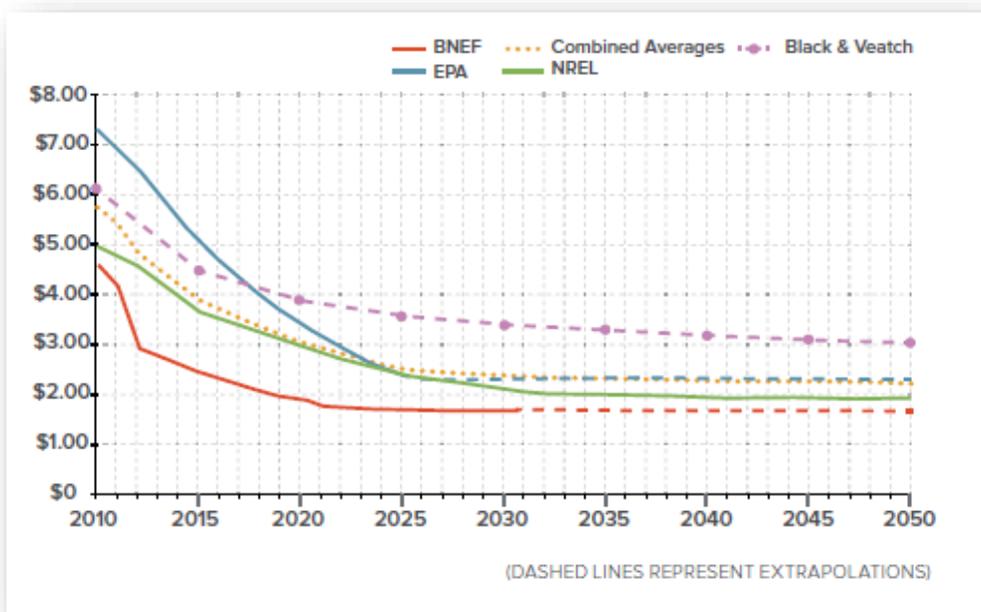


Figura 3.1 Previsão do custo residencial PV instalado com projeção RMI - Eixo Y: 2012\$/WDC - Instalado [15].

O caso de estudo usou baterias de íões de lítio para armazenar a energia fotovoltaica por serem as baterias mais comuns, pela maior facilidade na obtenção de dados e informação relativamente aos seus custos e características, sendo também capazes de garantir maior estabilidade e durabilidade, com excelentes rendimentos.

O crescimento do mercado de veículos elétricos impulsionou a expansão destas baterias, o armazenamento de energia aumenta cada vez mais e esse aumento conduz ao consumo de baterias por parte de veículos ou por parte da rede, sendo que as previsões futuras apontam para o declínio dos custos das mesmas quer em manutenção quer no investimento inicial. Na Figura 3.2 pode-se observar a projeção dos preços de baterias de íões de lítio, baseada em três instituições diferentes (*Bloomberg, Navigant e EIA*). As curvas foram elaboradas com base no histórico e na projeção do consumo de veículos elétricos e adaptadas a baterias estacionárias com algumas alterações para compensar as diferenças entre aplicações fixas e móveis. No que diz respeito ao preço das baterias, as previsões apontam para uma descida acentuada nos próximos anos, tendo-se assistido a uma redução bastante forte na descida dos custos de produção.

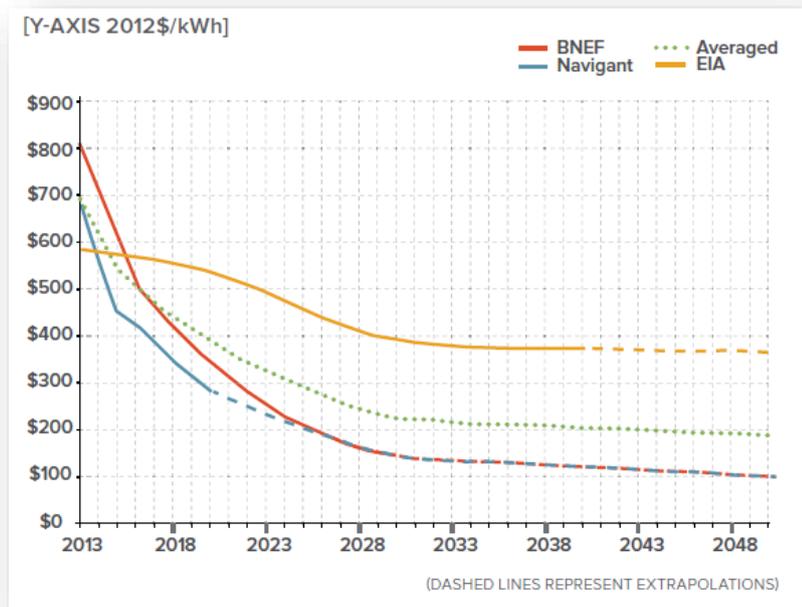


Figura 3.2 Previsão do preço de baterias de íons de lítio com projeção RMI - Eixo Y: 2012\$/kWh [15].

Foi usado o *software Homer®* para simular o funcionamento dos diversos tipos de equipamentos de acordo com as suas características, incluindo os custos do equipamento, os dados dos recursos solares, a eficiência e a sua dimensão. Com base nessas características o *software* simulou o desempenho dos diferentes sistemas.

A equipa modelou quatro cenários e comparou uma série de previsões de preços para a eletricidade comercializada aos consumidores. No caso base estudado usou-se uma média de previsões dos custos estimados para sistemas de energia solar e bateria capazes de responder à procura de eletricidade para um edifício. Foram considerados quatro cenários que acelerariam o tempo para alcançar a paridade da rede, centrados em diferentes níveis de melhoria: descida dos custos associados ao PV e da bateria, o aumento da eficiência e flexibilidade da procura. O estudo aplicou os diferentes cenários a dois tipos de consumidores, comerciais e residenciais. As habitações residenciais foram alimentadas exclusivamente através de PV e armazenamento de energia numa bateria, os clientes comerciais detinham um sistema igual ao anterior com o acréscimo de um gerador a diesel.

O caso base analisou o custo de sistemas totalmente autónomos, PV com armazenamento em baterias, através das projeções atuais de custos de energia solar fotovoltaica, bem como os custos de baterias. Este cenário base concluiu que não existem melhorias radicais no sistema, quer a nível de desempenho, quer a nível de custos.

O cenário denominado Avanço da Melhoria Tecnológica (ATI - *Accelerated Technology Improvement*) considerou os impactos da redução acentuada dos custos totais de PV instalados juntamente com a projeção de preços mais elevados de baterias. Através da análise de informação de sistemas de armazenamento de energia e de empresas tecnológicas de baterias, consideraram uma gama de preços por kWh, que possibilitou atingir o preço alvo de uma bateria para este cenário.

No cenário onde analisaram a melhoria do lado da procura, considerou-se o impacto total da implementação da eficiência energética e da flexibilidade da procura, controlada pelo utilizador para alterar o perfil de carga, especialmente durante períodos de escassez de geração. Neste cenário, considerou-se a redução do consumo geral de energia através de iluminação eficiente, aparelhos com classificação *Energy-Star* e melhoria do isolamento para reduzir a procura de aquecimento e arrefecimento dos edifícios.

O estudo baseou-se num conjunto de intervenções de eficiência energética, bem como o respetivo custo em cenários residenciais e comerciais, com 30% e 34 % de energia economizada respetivamente. A redução da energia foi aplicada aos perfis de carga. Este estudo permitiu verificar que poderiam ser geridas cerca de 170 a 200 horas de flexibilidade da carga, tendo assim 98% da carga compensada e uma escassez de capacidade de 2% da carga total. O facto de existir esta escassez, implica que o utilizador do sistema reduza ou altere o uso de energia manual ou automaticamente nos meses de inverno (quando a radiação solar é mais fraca), i.e., assim como um utilizador de um veículo elétrico monitoriza o estado da carga da bateria e adapta o comportamento de condução, o proprietário de uma bateria solar residencial deve ter uma capacidade de resposta semelhante em relação ao estado do seu sistema.

O cenário designado melhoria combinada aplica as tecnologias de baixo custo consideradas no cenário de avanço da melhoria tecnológica juntamente com o perfil de carga flexível modelado no cenário de melhoria da procura. Este cenário explora a mesma estratégia de investimento do cenário anterior, mas pressupõe que as metas de custos elevados de tarifas do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) sejam consideradas. Apresentam-se na Tabela 3.2 as características consideradas para o cenário residencial.

Tabela 3.2 Cenário Residencial [15].

	Caso Base	Avanço da Melhoria Tecnológica	Melhoria do Lado da Procura	Melhoria Combinada
Custo do PV [\$/kwh]	Média das previsões selecionadas.	Curva linear de DOE 2020 <i>Sunshot</i> de 1,50\$/W para todos os anos.	Média das previsões selecionadas.	Curva linear de DOE 2020 <i>Sunshot</i> de 1,50\$/W para todos os anos.
Custo das baterias li-ion [\$/kwh]	Média das previsões selecionadas.	Curva linear DOE de 125\$/kWh para todos os anos.	Média das previsões selecionadas.	Curva linear DOE de 125\$/kWh para todos os anos.
Medidas de eficiência energética	Sem alterações no consumo elétrico ao longo do tempo.	Sem alterações no consumo elétrico ao longo do tempo.	Redução de 30% no uso de energia a um custo de 0,029\$/kWh e 2% de flexibilidade da carga.	Redução de 30% no uso de energia a um custo de 0,029\$/kWh.
Preço de venda de eletricidade [\$/kwh]	Variação: Projeções EIA (<i>Energy Information Administration</i>) para um aumento de 30%.			

O estudo teve em consideração várias suposições em relação ao desempenho técnico do equipamento usado na modelagem, nomeadamente a vida útil do painel (o tempo de vida esperado dos módulos fotovoltaicos solares), o rendimento, o limite da capacidade instalada (área de instalação disponível) bem como o custo e o ângulo de inclinação do mesmo.

3.2 Resultados

Este estudo permitiu concluir que a paridade da rede solar com bateria se encontra iminente para clientes de determinadas regiões geográficas, como por exemplo o Hawaii, mas só será alcançada dentro de 30 anos para clientes com preços de comercialização mais económicos. No entanto também se confirmou que há a possibilidade de ser alcançada mais cedo, pois em muitos casos verificou-se que os sistemas solares com baterias poderiam atingir a paridade de rede para aplicações residenciais, dentro de 5 a 10 anos em relação ano do estudo (2014).

No caso de estudo, tal como apresenta a Figura 3.3, previu-se para o cenário base (BC – Base Case) que no Havai (HI - Havai) a paridade da rede seria alcançada na década de 2020 (apesar de se ter verificado que em algumas zonas do Havai já se conseguiu alcançar a paridade da rede com a aplicação de sistemas fotovoltaicos acoplado a um sistema de armazenamento de bateria). No entanto para outros estados como Los Angeles (CA - Califórnia) previu-se que este será conseguido apenas até 2040 e no final da década de 2050 em Westchester (NY – Nova York)

através do caso base. Em Louisville (KY – Kentucky) e San Antonio (TX – Texas), os sistemas residenciais não atingirão a paridade com a rede no horizonte de 2050. O relatório considerou que no cenário de melhoria combinada (CI – *Combined Improvement*) a paridade seria alcançada em 2020 no caso de Nova York e Califórnia, em 2015 para o Havai, e em 2034 e 2041 para Texas e Kentucky, respetivamente. No entanto, também se verificou que a integração de melhorias no lado da procura (DSI – *Demand Side Improvement*) acelerou similarmente o cronograma para alcançar a paridade com a rede [15].

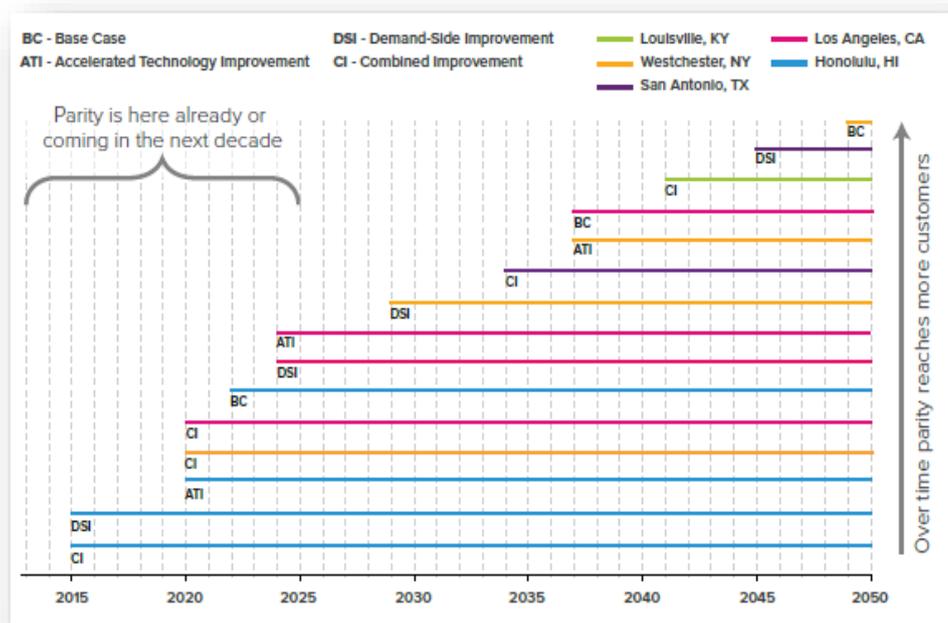


Figura 3.3 Previsão do ano em que é atingida a paridade com a rede, de acordo com os diferentes cenários do estudo [15].

Segundo o estudo que envolve os cenários de avanço das melhorias tecnológicas e as melhorias no lado da procura (DSI – *Demand-Side Improvement*), aplicadas quer de forma independente quer de forma combinadas, verificou-se uma rápida evolução no gráfico dos sistemas PV com baterias para atingir a paridade da rede. No caso de aplicações residenciais, prevêem-se melhorias significativas. No entanto, devido a restrições de espaço e económicas, associadas ao uso de um gerador e ao custo da bateria, a paridade da rede não é atingível antes de 2020, segundo o caso de melhoria combinada (CI – *Combined Improvement*).

No entanto, para as regiões dos EUA com preços de eletricidade mais elevados, com a aplicação de melhorias tecnológicas aceleradas, juntamente com melhorias no lado da procura, os sistemas solares com baterias tornam-se mais competitivos com a eletricidade comercializada.

O aumento dos preços de comercialização de eletricidade (impulsionado em parte pelo aumento dos custos de serviços públicos), o aumento da eficiência energética, a queda dos custos de tecnologias de energia distribuída, como sistemas solares com baterias e a crescente adoção de opções de energia distribuída estão a mudar fundamentalmente o panorama do sistema elétrico. O estudo analisado mostra que os sistemas solares com baterias podem alcançar a paridade de rede - para um número crescente de clientes em determinadas regiões, especialmente aqueles com elevados preços de venda de eletricidade - dentro do período de 30 anos pelo qual as concessionárias capitalizam ativos de energia importantes. Milhões de clientes, no entanto, maioritariamente clientes comerciais encontrar-se-ão em condições de eliminar os custos da rede, se assim o desejarem.

Apesar da análise de mercado sugerir que a combinação de sistemas solares com baterias de baixo custo poderia permitir a deserção total da rede para uma população de utilizadores de energia, a análise quantitativa indica algumas limitações.

No caso de estudo realizado na Austrália, «*Leaving the grid: An ambition or a real choice?*», foi desenvolvida uma ferramenta de suporte para avaliar a viabilidade de deixar a rede através da análise de parâmetros como os custos da tecnologia, a dimensão do sistema, a carga do consumidor e a tarifa de alimentação de uma habitação. Os resultados mostraram que na maioria dos casos, a saída da rede não seria a melhor opção económica podendo ser mais benéfico para o utilizador manter a ligação com a rede, mas minimizar a eletricidade comprada através da instalação de sistemas de baterias e painéis fotovoltaicos com um tamanho otimizado [16].

Ainda assim, ignorando a parte económica e analisando apenas a perspectiva técnica, o estudo previu que para um utilizador se tornar quase 100% independente da rede, necessita de um conjunto de painéis fotovoltaicos com uma dimensão elevada e com uma capacidade de 20 kW, tal como a dimensão da bateria que deverá ter uma capacidade entre os 20 kWh e os 50 kWh. Mesmo com uma elevada dimensão o sistema apenas garante independência na ordem de 94,8% e 96,92% respetivamente, podendo não ser economicamente justificável (dependendo do consumo da habitação). No caso de estudo, o maior valor de independência da rede encontrado foi de 99,73% para um painel fotovoltaico com uma capacidade de 20 kW e uma bateria com uma capacidade de 50 kWh.

A localização geográfica da habitação também tem um impacto notável quer no tamanho quer na performance do sistema do painel solar fotovoltaico com a bateria, não sendo possível garantir a independência da rede em alguns locais.

4 Metodologia e pressupostos considerados

4.1 Programas de simulação e dimensionamento do sistema

O dimensionamento de um sistema autónomo deve ser efetuado de uma forma muito criteriosa. Devido aos custos elevados do equipamento em relação à sua capacidade de produção e armazenamento de energia é importante que sejam adotados critérios de dimensionamento adequados. Instalações sobredimensionadas conduzem a custos de instalação muito elevados podendo inviabilizar economicamente o projeto. Contrariamente, instalações subdimensionadas podem representar falhas no funcionamento do sistema, tornando-o assim inviável.

Através do *software online Sunny Design* [17] efetuou-se um pré-dimensionamento do sistema autónomo com o intuito de determinar o número de painéis adequados, o tipo de inversor e a capacidade da bateria. Com a intenção de dimensionar o sistema e verificar a compatibilidade e a eficiência dos componentes considerados, testaram-se combinações de sistemas fotovoltaicos com capacidades entre 6 kW e 16 kW, um banco de baterias com capacidade compreendida entre 20 kWh e 50 kWh e inversores com diferentes potências, 6 kW, 8 kW e 10 kW. O dimensionamento do sistema autónomo residencial foi projetado com o intuito de se assegurar a melhor relação custo-benefício possível, através da análise dos resultados obtidos.

4.1.1 *Software Homer*

Depois de definido o dimensionamento do sistema, inseriram-se os dados obtidos nos diferentes *softwares* da *Homer Energy* (*Homer Grid*® e *Homer Pro*®), com o intuito de comparar os resultados para o caso da residência alimentada pela rede elétrica e o caso da residência com o sistema de alimentação autónoma.

Os *softwares* da *Homer Energy* têm a capacidade de modelar sistemas ligados à rede ou isolados e de alimentar cargas elétricas e cargas do tipo térmico. Estes sistemas podem ser constituídos por qualquer combinação de sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, micro-hídricas, biomassa, microturbinas, pilhas de combustível, eletrolisadores, baterias e tanques de armazenamento de hidrogénio [18].

As três principais tarefas realizadas pelos *softwares* são a simulação, a otimização e a análise de sensibilidade de sistemas de produção de energia. No processo de otimização, são simuladas

diferentes configurações dos sistemas em estudo, na procura da solução que satisfaça as condições técnicas exigidas ao menor custo. A análise de sensibilidade dos *softwares* permite variar características que um projetista de sistema não pode controlar. Isto é, permite que o modelo faça uma distinção entre as características que o utilizador pode controlar no projeto (por exemplo, a capacidade de uma bateria) daquelas que o utilizador não pode controlar (por exemplo, a variação do preço da energia elétrica ao longo dos anos). Juntas, a simulação, a otimização e a análise de sensibilidade formam a base da análise do HOMER: equilíbrio energético, simulação, otimização e análise de sensibilidade [18].

Os *softwares* permitem calcular o custo de investimento inicial dos sistemas, o custo de manutenção e operação (O&M) dos mesmos ao longo do tempo de vida útil, o custo atual líquido (ou custo do ciclo de vida) (NPC – *Net Present Cost*) e o custo nivelado de energia (LCOE - *Levelized Cost of Energy*).

O custo de investimento inicial é definido pelo somatório do valor de todos os custos de instalação e operação associados ao sistema no início do projeto.

O NPC calcula o valor presente de todos os custos em que o sistema incorre ao longo da sua vida útil. Os custos incluem todos os custos de instalação, custos de substituição e custo de O&M. O NPC total caracteriza-se por ser a principal produção económica do *Homer*, pois é através deste valor que são classificadas todas as configurações do sistema nos resultados de otimização e a base a partir da qual é calculado o custo total de cada ano e o custo nivelado de energia [19].

O custo nivelado de energia representa o custo médio por kWh de energia elétrica útil produzida pelo sistema. O cálculo deste parâmetro consiste na divisão do NPC do sistema ao longo da sua vida pela energia extraída no mesmo período, obtendo-se um valor monetário por energia, tipicamente em €/kWh [20].

Os dados referentes à rede elétrica foram simulados no *software Homer Grid®*, uma ferramenta que permite calcular o investimento em tecnologias dependentes da rede de distribuição. Este *software* permite a inclusão de todas as características económicas associadas ao consumo: tarifas, períodos e taxas associadas. Também são incluídos no mesmo os dados associados ao diagrama de carga da residência, para dois períodos anuais de consumo diferentes (verão e inverno durante dias úteis e fins de semana), bem como os dados associados à irradiação solar. Com base nos dados introduzidos o software calcula o investimento durante o período pretendido, o custo nivelado da energia e os custos de operação e manutenção do sistema.

Por sua vez, os dados pertencentes ao sistema de geração autónomo foram simulados no *software Homer Pro®*, indicado para o estudo de sistemas autónomos, que partilha um sistema de cálculo

e sensibilidade semelhante ao anterior, com a particularidade de permitir que o utilizador exclua a ligação à rede e analise apenas o funcionamento do sistema autónomo. Este último não permite inserir as diferentes tarifas associadas ao consumo da rede elétrica detalhadas de acordo com o tarifário selecionado, contrariamente ao *Homer Grid*®, o que impossibilita fazer a simulação e a comparação dos diferentes sistemas no mesmo software.

Os dados de entrada para a realização das simulações no *Homer Pro* ® incluem os custos, a capacidade, o rendimento e o tempo útil de vida dos equipamentos. Tal como no *Homer Grid*®, são considerados os perfis da carga elétrica, bem como os dados do recurso solar de acordo com a localização geográfica.

Com base nos dados inseridos como entrada, o *software* simula o funcionamento dos diferentes sistemas e calcula o investimento de acordo com a tecnologia utilizada. Foram analisados os dois casos de forma separada para cada ano e posteriormente fez-se a comparação dos resultados entre a residência alimentada exclusivamente por energia fotovoltaica e armazenamento de bateria e a residência alimentada apenas pela rede elétrica.

4.1.2 Dimensionamento dos componentes fotovoltaicos do sistema

De modo a que seja feita a máxima captação de radiação incidente, o ângulo de inclinação de um sistema de energia solar é um dos parâmetros importantes a ter em consideração. Este ângulo depende da variação anual, mensal e diária da posição relativa sol-terra. Com o objetivo de determinar qual o melhor ângulo de inclinação – ângulo de inclinação ótimo, que corresponde ao ângulo em que o sol ao meio dia incide perpendicularmente no plano dos módulos, usou-se o *software online PVWatts* [21]. Para o caso concreto da cidade de Coimbra, o *software* designou que o ângulo de inclinação ótimo deveria situar-se aproximadamente nos 30° de inclinação [21].

Como painel de referência considerou-se o módulo de painel fotovoltaico da marca *Axitec*, nomeadamente o modelo AC-270P/156-60S, com uma potência nominal de 270 Wp. Cada módulo contém 60 células de silício policristalino. Os módulos considerados caracterizam-se por apresentar uma elevada eficiência, com um desempenho de 90% nos primeiros 10 anos e uma redução de até 80% nos 15 anos seguintes [22].

De acordo com a energia consumida pelo sistema, segundo o *software* anteriormente referenciado, um consumo anual de 3671 kWh [23] requer uma potência de 9,99 kWp, que corresponde a um conjunto de 37 módulos solares PV de 270 W. Uma vez que o sistema em análise é um sistema

isolado da rede, a capacidade fotovoltaica exigida por este é superior à capacidade imposta por um sistema ligado à rede de distribuição com PV, onde seriam necessários menos painéis para garantir o consumo de 3671 kWh. O sistema projetado assegura os consumos em qualquer altura do ano, incluindo o mês de menor radiação solar disponível.

A escolha do inversor adequado deve corresponder às necessidades da potência instalada. De acordo com a capacidade total do painel PV foi escolhido um inversor compatível, com uma potência de 8 kW, da marca SMA (modelo SUNNY TRIPOWER 8.0) e com um rendimento de 98,3% [24].

4.1.3 Dimensionamento do armazenamento

O sistema de armazenamento dimensionou-se de forma a armazenar a energia consumida diariamente e a assegurar também alguns dias de reserva. Esta ponderação permite que o sistema forneça energia nos dias em que a radiação solar seja reduzida ou até inexistente, no caso de dias encobertos por exemplo. No presente caso, projetou-se o sistema de forma a assegurar a carga em termos de continuidade de serviço, com uma reserva de aproximadamente 3 dias. No caso de dimensionamento da bateria possuir um número de dias inferior a 3, uma capacidade menor, o ciclo de carga da mesma aumenta, diminuindo o tempo de vida útil do equipamento. Pelo contrário, o dimensionamento para uma reserva superior a 4 dias aumenta significativamente o custo do sistema. Esta ampliação pode comprometer economicamente o projeto.

Através da análise dos resultados do *software Sunny Design* verificou-se que seria necessária uma bateria de lítio com uma capacidade total de 43 kWh, para garantir o fornecimento de energia em qualquer altura do ano. A capacidade da bateria possibilita que haja uma capacidade de armazenamento utilizável de cerca de 3 dias (34,4 kWh) com um rendimento de carga-descarga de 80% [17].

No que diz respeito ao sistema de armazenamento, de entre os vários modelos existentes no mercado, selecionou-se um modelo que apresenta uma boa relação qualidade-preço num sistema de armazenamento residencial. Foram utilizadas baterias de iões de lítio com uma capacidade de armazenamento superior ao valor de referência. O valor padrão da capacidade disponível no mercado não é fixo, uma vez que a capacidade varia de acordo com as características do modelo e da marca da bateria. O valor considerado foi adaptado ao tipo de bateria, sendo ligeiramente superior ao valor previamente dimensionado.

Como modelo selecionou-se a bateria da marca LG, LGChem RESU10, que dispõe de uma capacidade de 9,8 kWh e um rendimento de 80%. Para perfazer a capacidade requerida, considerou-se a aplicação de 5 unidades com capacidade total de 49 kWh e uma capacidade utilizável de 39,2 kWh. Foram também ponderadas baterias de outras marcas, com a utilização de menos unidades, mas com capacidades equivalentes, no entanto o custo de capital das mesmas implicou um maior investimento, não se justificando assim o valor de capital em relação às unidades selecionadas.

Com o intuito de evitar danos no banco de baterias devido a descargas excessivas, considerou-se um estado mínimo de carga da bateria de 20%. Outra condicionante determinada foi o tempo de vida útil da bateria de 12,5 anos. O *software* considerou a substituição do equipamento no final da sua vida útil, de acordo com as características do modelo da bateria. O custo de substituição foi ajustado pelo *Homer*, sendo diferente do custo investido inicialmente. Este custo diferiu do custo inicial de capital porque foi considerada uma redução do custo da bateria ao longo do tempo, com base nas previsões apresentadas, bem como no custo de O&M.

4.2 Dados de irradiação solar na cidade de Coimbra

Na Europa, os países que apresentam uma maior incidência de radiação localizam-se no Sul, sendo portanto favorável o aproveitamento deste recurso, como é o caso de Portugal [25]. A cidade de Coimbra foi a referência geográfica considerada para o estudo, uma vez que se localiza no centro do país e permite representar o tipo de consumidor em questão. Assim, para efeitos de cálculos em termos de produção elétrica considerou-se a curva de radiação para a localização da cidade de Coimbra. Através de *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, retirou-se a curva de radiação anual, apresentada no gráfico da Figura 4.1 e os dados relativos na Tabela 4.1 [26].

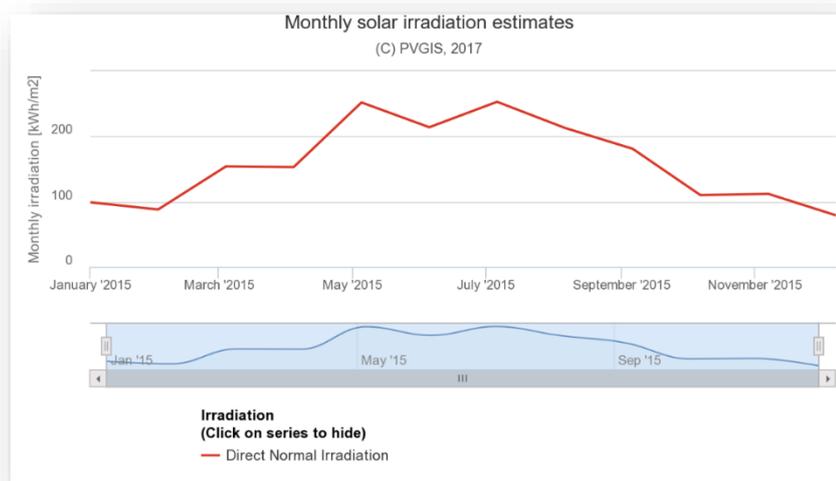


Figura 4.1 Curva de irradiação solar média de cada mês, para a região de Coimbra no ano de 2015 (Latitude: 40°12'43.2''N, Long: 8°25'40.8''W) [26].

Os dados apresentados na Tabela 4.1 foram posteriormente inseridos no *software HOMER*.

Tabela 4.1 Irradiação solar média de cada mês, para a região de Coimbra no ano de 2015 (Latitude: 40°12'43.2''N, Long: 8°25'40.8''W) [26].

Mês	[kWh/m ² .mês]	Mês	[kWh/m ² .mês]
Janeiro	99	Julho	253
Fevereiro	88	Agosto	213
Março	154	Setembro	181
Abril	153	Outubro	110
Maio	252	Novembro	112
Junho	214	Dezembro	79

4.3 Dados de Geração e Consumo

Neste subcapítulo apresentam-se os dados considerados no trabalho desenvolvido, para calcular o custo de produção de energia elétrica por um sistema fotovoltaico e comparar o mesmo com os preços de energia elétrica consumida através da rede.

Para o perfil de consumo de um consumidor doméstico típico em Portugal, considerou-se um perfil de consumo de Baixa Tensão Normal (BTN), com uma potência contratada de 6,9 kVA em regime de tarifa bi-horária. Segundo [23], em média, cada família em Portugal consome 3671 kWh/ano, o que perfaz um total de cerca de 10 kWh/dia.

Os dados de consumo considerados durante um dia útil na habitação do consumidor típico apresentam-se na Tabela 8.1 do Apêndice A [23]. Os dados de consumo num dia de fim de semana

apresentam-se na Tabela 8.3 do mesmo apêndice [23]. Com base nos dados do total de energia consumida ao longo de um dia das Tabelas 8.1 e 8.2 e considerando os 365 dias do ano, 260 dias úteis e 105 dias de fim de semana, obteve-se um consumo anual médio de 3671 kWh (Tabela 8.5 do Apêndice A) [23]. Os perfis de carga considerados neste estudo são uma previsão futura que constituem o ponto de partida para o planeamento antecipado dos consumos nos anos posteriores, uma vez que a incerteza, associada a muitos fenómenos temporais, não permite o conhecimento exato do seu comportamento no futuro.

No gráfico da Figura 4.2, representa-se o perfil de carga de uma família média portuguesa, para dias úteis e no gráfico da Figura 4.3 para fins de semana. Estes resultam dos dados do projeto REMODECE, o qual teve como referência os dados dos consumos das habitações da União Europeia (UE), tendo depois sido adaptados para a realidade portuguesa (considerando o consumo médio das residências portuguesas e as taxas de posse dos diversos equipamentos) [23].

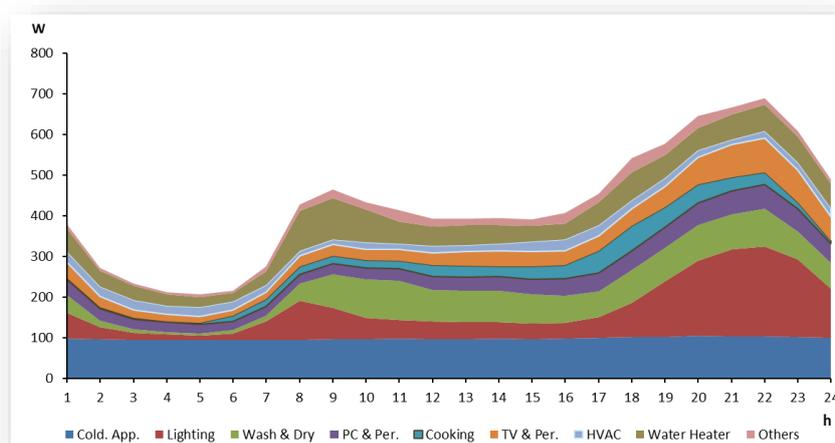


Figura 4.2 Diagrama de carga de um dia de semana típico para um mês do ano [23].

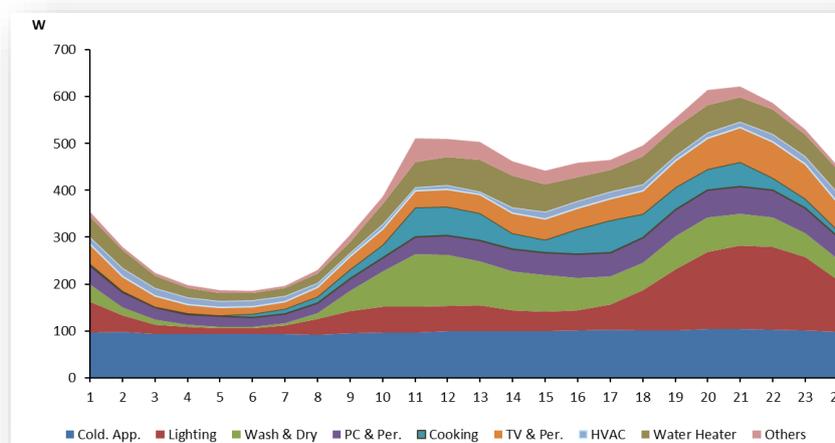


Figura 4.3 Diagrama de carga de um dia de fim de semana típico para um mês do ano [23].

4.4 Preço de eletricidade

Como referência considerou-se o preço de eletricidade estabelecido pelo regulador de mercado, ERSE. Os preços no mercado regulado correspondem às tarifas transitórias de venda a clientes finais, tendo em vista o incentivo ao consumidor final para a transição para o mercado livre [27].

No ano de 2018, a tarifa transitória de venda ao cliente final em BTN, para uma potência contratada de 6,9kVA, na tarifa bi-horária assumia um valor de 0,3072 €/dia para a potência contratada e para a energia ativa um valor de 0,1948 €/kWh nas horas fora de vazio e 0,1009 €/kWh nas horas de vazio [28]. No ano de 2019, a tarifa transitória de venda ao cliente final em BTN, para uma potência contratada de 6,9 kVA, na tarifa bi-horária assumia um valor de 0,3118 €/dia para a potência contratada e para a energia ativa um valor de 0,1875 €/kWh nas horas fora de vazio e 0,1024 €/kWh nas horas de vazio [29]. Assim, as tarifas de venda a clientes finais em BTN sofreram uma redução de 3,5% de 2018 para 2019, contrariamente ao ano anterior (2018) em que sofreram um aumento de 1,5% em relação a 2017 [30].

O valor da fatura da eletricidade é dividido em três parcelas, sendo elas: redes, energia, taxas e impostos. Uma fatura de eletricidade inclui as taxas e impostos apresentados na Tabela 4.2 [31].

Tabela 4.2 Taxas e impostos adicionais na fatura de eletricidade [31].

Designação	Valor aplicável
Taxa de Exploração da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)	0,07€/mês
Contribuição para o Audiovisual (CAV)	2,85 € / mês (+6% IVA)
Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IECE)	0,001 € / kWh
Imposto sobre o valor acrescentado (IVA)	23%

Tendo em conta as taxas e impostos adicionais na fatura de eletricidade, considerou-se a equação (2) para calcular o custo real da eletricidade consumida na residência do consumidor definido durante um ano.

$$\begin{aligned} \text{Custo real líquido} = & \text{Consumo Anual Vazio} \times \text{Tarifa Vazio} + \\ & + \text{Consumo Anual Fora Vazio} \times \text{Tarifa Fora Vazio} + \\ & + \text{Potência Contratada} \times 365 + \text{Taxa DGEG} \times 12 + \text{CAV} \times 12 + \\ & \text{Consumo Anual} \times \text{IECE} \end{aligned} \quad (2)$$

Adicionando o IVA, de 23% ao custo real líquido com exceção da CAV com o acréscimo de 6% de IVA, o custo real bruto é dado pela equação (3):

$$\begin{aligned} \text{Custo real bruto} = & [\text{Consumo Anual Vazio} \times \text{Tarifa Vazio} + \\ & \text{Consumo Anual Fora Vazio} \times \text{Tarifa Fora Vazio} + \\ & \text{Potência Contratada} \times 365 + \text{Taxa DGEG} \times 12 + \text{Consumo Anual} \times \\ & \text{IECE}] \times 1,23 + \text{CAV} \times (1,06) \times 12 \end{aligned} \quad (3)$$

Aplicando na equação (2) as tarifas do ano de 2019 para o consumidor típico, para um consumo de 3671 kWh, onde 1401 kWh são consumidos no horário vazio e 2270 kWh no horário fora do vazio, tem-se um custo real líquido de 721,61€. Aplicando o IVA de 23% ao custo real líquido, com exceção da CAV com o acréscimo de IVA a 6%, obtém-se um custo real bruto de 881,56€. Dividindo o custo real bruto pelo consumo total, obtém-se um custo real de 0,2403 €/kWh, para o ano de 2019.

Considerando a variação das tarifas de venda a clientes finais em BTN de 2009 até ao ano de 2019, calculou-se um aumento médio de 2,2% [30]. Com base nesses resultados, projetou-se a situação apresentada no gráfico da Figura 4.4, considerando os valores disponibilizados pela ERSE, de 2009 a 2019 e considerando o aumento médio de 2,2% por ano de 2019 a 2050.

O efeito da inflação encontra-se incluído nos resultados apresentados, sendo que estes apresentam um aumento anual referente aos preços constantes relativamente ao ano de 2019.

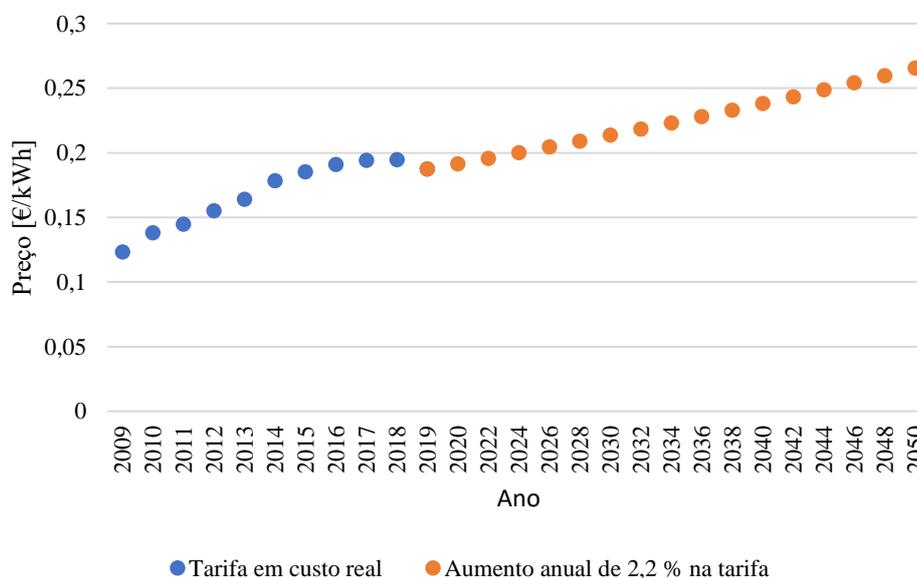


Figura 4.4 Custo real da eletricidade e previsões do custo para clientes finais, com uma potência contratada de 6,9 kVA.

4.5 Projeção de custos do sistema solar fotovoltaico

O sistema fotovoltaico permite gerar energia para ser consumida de forma direta ou armazenada na bateria para um uso posterior.

O CAPEX (*Capital Expenditures*) representa os gastos de capital, isto é, os gastos necessários para atingir a operação comercial num determinado ano. Estes gastos incluem a preparação do local, a instalação e a infraestrutura elétrica, o *hardware*, os custos do equipamento no local e os restantes custos financeiros que envolvem a instalação de um painel fotovoltaico [32].

A Figura 4.5 apresenta uma estimativa de 2015 a 2018 e uma projeção até 2050 para o custo do CAPEX. A projeção de preços do sistema fotovoltaico considerada nesta dissertação teve por base as estimativas de custos apresentadas no presente capítulo.

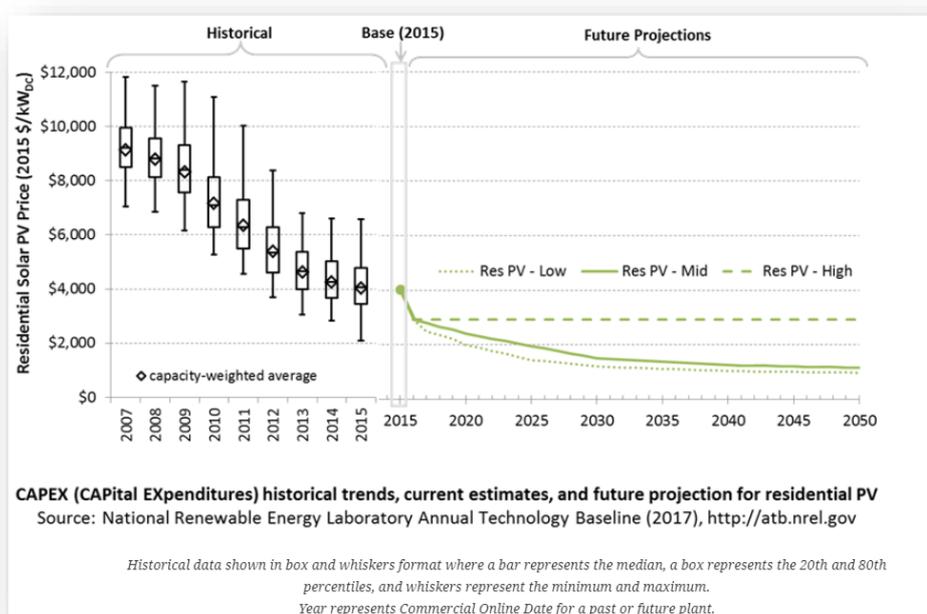


Figura 4.5 CAPEX (Capital Expenditures - Despesas de Capital) estimativas dos valores atuais e projeções futuras para o PV residencial [32].

As projeções de sistemas fotovoltaicos para habitações basearam-se em sete projeções de preços do sistema de seis instituições separadas [32]. As previsões de curto prazo (até 2030) basearam-se em dados de empresas de análise de mercado com experiência no setor fotovoltaico, por meio de um serviço de assinatura com a NREL. As previsões a longo prazo representam particularmente um conjunto de previsões únicas acessíveis ao público, com uma perspectiva de longo prazo das tendências fotovoltaicas.

No gráfico da Figura 4.5 é possível analisar três cenários de redução de custos: cenário alto (Resp PV - *High*), cenário médio (Resp PV - *Mid*) e cenário baixo (Resp PV - *Low*) [32]. O preço e as capacidades do sistema PV são calculados em \$/kW (isto é, a capacidade nominal do módulo). Em 2015, o sistema apresentava como preço médio de um sistema fotovoltaico para uma instalação residencial um valor de 4,03 \$/W (3,64 €/W). Com base numa análise de *benchmark*, em 2016, verificou-se uma redução de 27,3%, no valor do sistema comparativamente ao ano anterior, expondo assim um custo de 2,93 \$/W (2,64 €/W). Em 2017, verificou-se uma diminuição de 5,46%, com um custo de 2,77 \$/W (2,50 €/W). De 2017 para 2018 os valores sofreram novamente uma redução, desta vez cerca de 4,69%, ligeiramente menor que no ano anterior, apresentando assim um custo de 2,64 \$/W (2,38 €/W) [32].

As estimativas de CAPEX para 2018 refletiram um rápido e contínuo declínio nos custos, apresentando uma previsão de um custo de 1,408 \$/W (1,27 €/W) para 2030 (uma redução de 46,7%) e de 1,07 \$/W (0,97 €/W) para 2050 (uma redução de 24%) [33].

Os dados para o CAPEX para 2015 apresentavam um rápido e contínuo decréscimo no custo do painel fotovoltaico para uma instalação residencial. Apesar das tecnologias PV sofrerem algumas variações, os custos típicos de instalação são representados com uma única estimativa, uma vez que o CAPEX não varia com o recurso fotovoltaico.

O CAPEX para instalações residenciais considerado é apresentado na Figura 4.5, através de um gráfico de *boxplot* permitindo efetuar comparações com o histórico do custo de capital de referência do PV residencial bem como com as estimativas de projeções futuras do CAPEX. Os dados analisados representam 81% de toda a capacidade fotovoltaica residencial e comercial dos EUA instalada até 2016 e 75% da capacidade instalada em 2017 [34].

Os custos de Operação e Manutenção (O&M) representam os gastos médios anuais necessários para operar e manter uma instalação fotovoltaica, que chega ao mercado no respetivo ano, durante a sua vida útil. Estes custos abrangem seguros e impostos sobre a habitação, a segurança do local, taxas legais e administrativas, manutenção programada e não programada de equipamento e outros custos fixos.

O gráfico da Figura 4.6 expõe uma estimativa do ano base (2017) e as projeções dos anos seguintes para custos de O&M fixos. Apresentam-se assim três cenários de redução de custos (baixo - Res PV *low*, médio - Res PV *mid*, e constante - Res PV *constant*). Para o ano base, 2017, calculou-se um valor de O&M fixo de 23 \$/kW (20,75 €/kW), no entanto, a gama de preços depende do tipo de manutenção aplicada no sistema específico, que não é comum a todos os sistemas, bem como a qualidade das peças e da construção. Estimou-se então um custo de O&M por ano de até 40 \$/kW

– ano (36,08 €/kW – ano). Até 2025 prevê-se uma descida para 10 \$/kW-ano (9,02 €/kW – ano) [35].

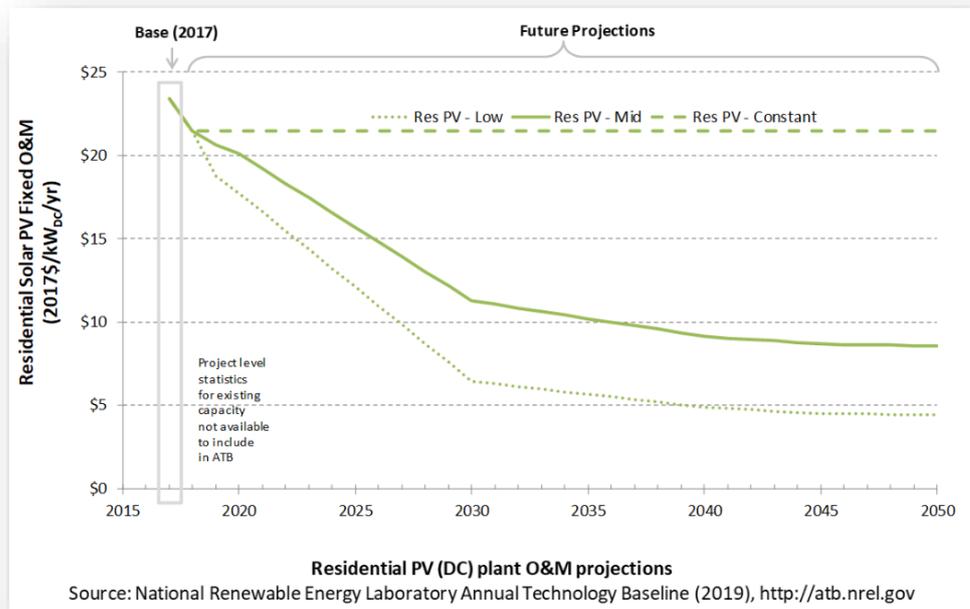


Figura 4.6 Projeções de O&M do ano base (2017) até 2050, para uma instalação residencial com PV [35].

Tendo em conta o histórico de custos de O&M e do CAPEX, verificou-se que existe uma correlação na redução dos mesmos, sendo que de 2010 a 2018 os custos de O&M e CAPEX, para uma residência de referência decaíram 60% e 63%, respetivamente [35].

O fator de capacidade representa o quociente entre a produção média anual de energia produzida e a potência instalada, multiplicada pelas horas do período [35]. O fator de capacidade é influenciado pela irradiação solar, pela geografia, pelo tipo de tecnologia, tipo de eixo (por exemplo, nenhum, um ou dois), tempo de inatividade previsto e perdas do inversor para transformar a corrente DC em corrente AC. O fator de capacidade da instalação fotovoltaica incorpora uma taxa de degradação presumida de 0,75%/ano no cálculo da média anual [35].

Nos primeiros anos, nos resultados apresentados para os EUA, os fatores de capacidade de operação oscilavam entre 13,3% e 22,2%, com o decorrer do tempo o fator de capacidade da instalação fotovoltaica é reduzido, devido à degradação na qualidade do módulo. Essa degradação é calculada com base nas estimativas do fator de capacidade ao longo dos 30 anos de vida útil da central. Os valores do fator de capacidade média ajustados para o ano base variam entre os 12,6% e os 20,8%, para o mesmo local [35].

As projeções dos fatores de capacidade das instalações nos próximos 30 anos permanecem inalteradas em relação ao ano base para o cenário de custo da tecnologia aplicada, nos EUA. Prevê-se que os fatores de capacidade para os cenários de custo aumentem com o tempo, atingindo entre 0,5%/ano e 0,2%/ano até 2050 [35]. A eficiência do inversor encontra-se bastante otimizada nos dias de hoje, sendo que existe potencial para diminuir os fatores de capacidade no futuro, bem como diminuição das taxas de degradação, conduzindo assim a um melhor desempenho do painel. A evolução e melhoria da tecnologia prevê a existência de painéis com menos refletividade e também um melhor desempenho em condições de pouca luz [35].

4.6 Projeção de custos do sistema de armazenamento de energia

O sistema de armazenamento de energia considerado permite que o sistema fotovoltaico da residência seja totalmente independente da rede de energia elétrica, independentemente da altura do ano. Consideraram-se as baterias de íons de lítio, uma vez que possuem um bom desempenho e um elevado rendimento, sendo a escolha mais fiável de entre as restantes ofertas (baterias de chumbo-ácido, níquel cádmio, níquel-hidreto metálico), permitindo obter uma eficiente gestão de energia.

Estas baterias apresentam diversas vantagens, nomeadamente a nível tecnológico. O armazenamento e a utilização de energia são realizados de forma mais eficiente, a taxa de auto descarga é muito baixa, o ciclo de vida muito alto, são mais leves e compactas e apresentam uma capacidade de descarga mais elevada sem prejudicar a eficiência [36].

Os custos dos sistemas de armazenamento de baterias de íons de lítio apresentam um elevado decréscimo nos últimos anos. O gráfico da Figura 4.7 apresenta uma estimativa atual e as projeções futuras para o armazenamento de energia em baterias de íons de lítio em três cenários diferentes até 2050 [37]. Os custos do sistema de armazenamento são apresentados em €/kWh. O cenário *high* representa equipamento com custos mais elevados, o cenário *low* exhibe investimentos de baixo custo e o cenário *mid* representa tecnologia de custo médio.

A tecnologia considerada na análise [37] possui uma vida útil de 15 anos. No entanto, com base na garantia da bateria usada no sistema autónomo definiu-se um tempo de vida útil mais conservador, de 12,5 anos.

Os custos apresentados na Tabela 4.3 podem ser convertidos em custos de €/kWh multiplicando o mesmo pela duração considerada (neste caso, o número de horas da capacidade considerada).

No cenário *high*, a redução do custo mantém-se constante entre 2020 e 2030 e entre 2030 e 2050. As projeções dos cenários de médio e baixo custo apresentam diferentes declives em diferentes intervalos, sendo as rampas iniciais mais íngremes que as posteriores. A Tabela 4.3 apresenta uma previsão de redução de custos de 2018 a 2050. Prevê-se assim uma redução até 2030, de 67% para o cenário de baixo custo, 45% para o cenário de custo médio e de 11% para o cenário de custos mais elevados. De 2030 até 2050 prevê-se uma redução de 80%, 59% e 32%, para os cenários de baixo, médio e alto custos, respetivamente [37]. Embora o intervalo de projeções seja considerável, todas as projeções apresentam um declínio nos custos de capital, com reduções de custos em 2025 de 10% a 52%.

Tabela 4.3 Custo do sistema de armazenamento para o ano de 2018 e projeções para os anos 2030 e 2050 [37,38].

Ano	Cenário	EUR/kWh
2018	Real	340
2030	Baixo Custo	110
	Médio Custo	190
	Alto Custo	300
2050	Baixo Custo	70
	Médio Custo	140
	Alto Custo	230

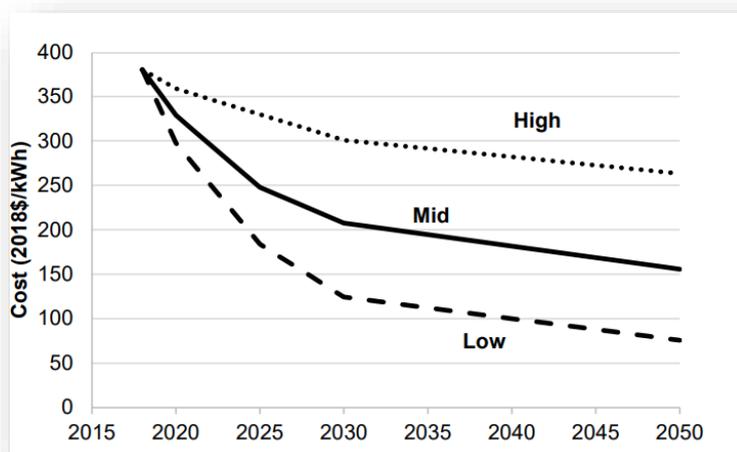


Figura 4.7 Projeção do custo de um sistema de armazenamento de energia com bateria de íons de lítio. [37]

Em suma, as projeções de custo desenvolvidas na dissertação utilizam as reduções para o cenário de custo médio presentes na referência consultada [37, 38], resultando em reduções de 21-45% no custo de capital até 2030 e 15-59% em 2050. As projeções também são acompanhadas de custos de O&M, sendo este estimado num custo de 2,5% dos custos de capital em €/kWh [37, 38].

5 Simulação e Resultados

Nesta secção são apresentados e analisados os resultados obtidos através das simulações dos *softwares* expostos no capítulo anterior.

5.1 Sistema alimentado pela rede elétrica de distribuição

Como já foi referido, o *software* escolhido para proceder à análise do projeto foi o *software Homer Grid®* que permite obter os resultados para um sistema alimentado pela rede elétrica de distribuição. O *Homer Grid®* tem a particularidade de considerar um conjunto de dados de tarifas de consumo de energia, criado pelo utilizador para facilitar a análise de um determinado local em particular.

Introduziram-se os dados do perfil de carga diário, de hora a hora, com base nos valores apresentados no Apêndice A. Considerou-se uma variação diária aleatória de 5%, para os diferentes dias do ano.

O gráfico da Figura 5.1 apresenta o perfil diário médio de cada mês obtido através da simulação. Pela análise do gráfico é possível verificar um elevado consumo nos meses de inverno comparativamente aos meses de verão, que por sua vez apresentam um consumo mais reduzido.

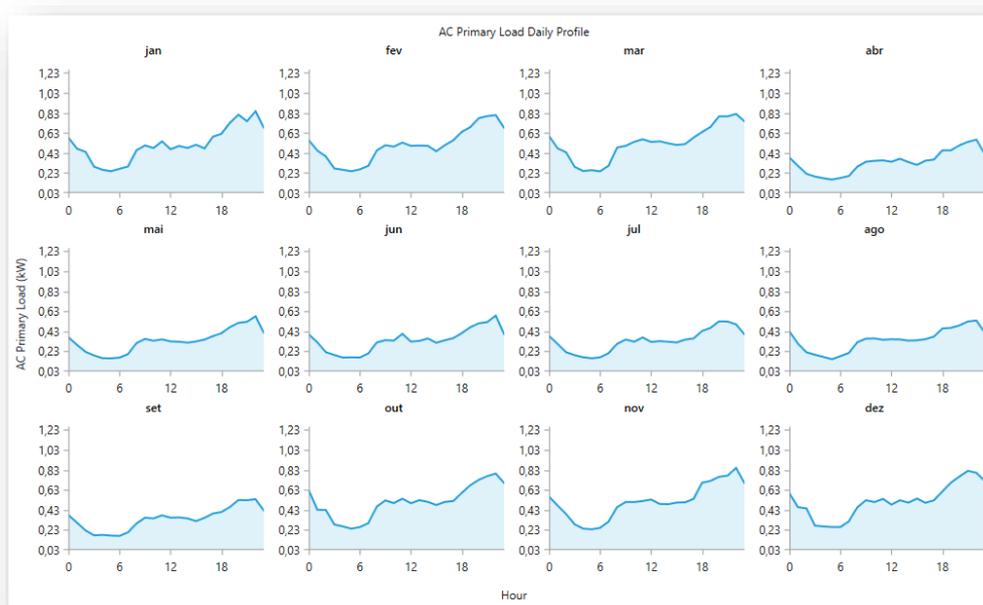


Figura 5.1 Gráfico do diagrama de carga médio diário para cada mês do ano obtido através do *software Homer Grid®*.

Depois de introduzidos os dados relativos à carga, criou-se uma tarifa personalizada para o modelo de simulação com o valor do tipo de tarifa de acordo com o período de consumo e as taxas associadas em conformidade com o ano a simular. Os preços do custo de eletricidade considerados e inseridos no *software* incluem a taxa de IVA de 23%, bem como as taxas acrescentadas à fatura de eletricidade (DGEG, CAV e IECE). A Tabela 5.1 contém os preços e as respetivas previsões para cada ano consideradas de acordo com as considerações anteriormente referidas.

Tabela 5.1 Preços de taxas e tarifas e respetivas previsões do ano 2019 ao ano de 2050.

	IECE	Horas Vazio	Horas Fora Vazio	CAV	Potência Contratada	Taxa DGEG
2019	0,0010	0,126	0,231	3,021	0,384	0,086
2020	0,0010	0,129	0,236	3,087	0,392	0,088
2021	0,0010	0,132	0,241	3,155	0,401	0,090
2023	0,0011	0,137	0,252	3,299	0,418	0,094
2025	0,0011	0,143	0,262	3,427	0,435	0,098
2030	0,0013	0,159	0,2904	3,804	0,483	0,108
2035	0,0014	0,176	0,322	4,223	0,536	0,120
2040	0,0016	0,195	0,358	4,687	0,595	0,134
2045	0,0017	0,217	0,397	5,203	0,660	0,148
2050	0,0019	0,241	0,441	5,775	0,733	0,165

A Figura 5.2 apresenta o esquema considerado na simulação dos custos associados à rede, onde a rede alimenta a carga com uma média de 10,19 kWh/dia e 1,26 kW de pico.

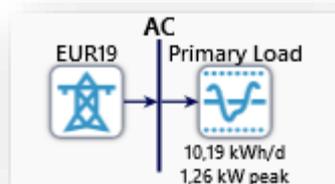


Figura 5.2 Esquema do sistema alimentado pela rede elétrica simulado no *Homer Grid*®.

A Figura 5.3 apresenta os valores mensais estimados na fatura de eletricidade com base nas tarifas do ano de 2019. Como se pode analisar, as barras “*Energy*” representam o custo médio da energia consumida em cada mês (com o IVA de 23% incluído). Por sua vez as barras intituladas “*Fixed*” apresentam o valor de taxas fixas (DGEG, CAV e IECE) complementares à fatura. É notório o elevado custo de energia nos meses de temperaturas mais baixas (janeiro, fevereiro, março, outubro, novembro e dezembro), onde o consumo é mais elevado comparativamente aos meses de verão (abril a setembro). No caso do mês de janeiro o custo médio de energia consumida para o

ano de 2019 ronda os 74 € e o valor das taxas fixas os 15 € perfazendo um total de 89 €. Por sua vez, para um mês mais quente como seja o caso de julho, o custo médio de energia consumida é cerca de 47 € e o valor das taxas fixas 15 €, o que equivale a um custo total de 62 €.

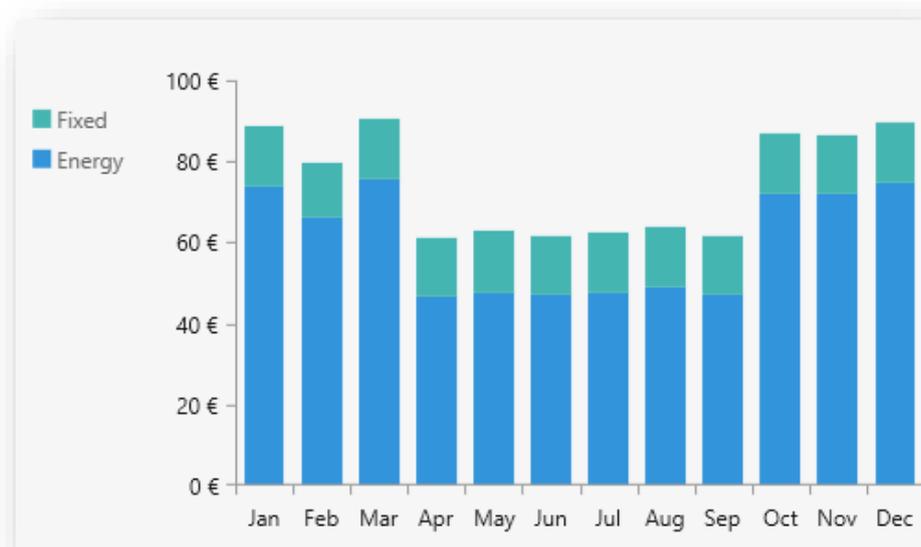


Figura 5.3 Custo médio do consumo de cada mês para o ano de 2019.

Efetuarão-se simulações de 5 em 5 anos, entre o ano base (2019) e o ano 2050. Foram introduzidos os custos presentes na Tabela 5.1 de acordo com o respetivo ano para se calcularem os resultados da análise económica. O *software* permitiu obter a importância do consumo líquido de cada ano (sem taxas fixas), o custo nivelado de energia (LCOE), o custo das taxas fixas, o custo operacional por ano e o custo total durante os 25 anos de vida útil do sistema onde são contabilizados todos os custos associados.

Os resultados obtidos pela simulação são apresentados na Tabela 5.2. Pela análise da tabela é notório o aumento dos custos do sistema ao longo dos anos. O aumento de 2,2% das tarifas por ano conduz a um aumento significativo nos resultados. Tome-se como exemplo a implementação do sistema no ano de 2020, tem um custo total de 30.066 €. Assim, como seria de esperar, em 2050, o sistema tem um custo significativamente elevado de 56.230 €, ou seja 26.164 € mais caro que o sistema em 2020. Consequentemente, o crescimento do LCOE, bem como das taxas fixas e dos custos de operação, também apresenta um aumento ao longo dos anos.

Tabela 5.2 Resultados obtidos pela simulação para o caso do sistema alimentado pela rede elétrica.

REDE	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Consumo Líquido (€/ano)	718	734	815	904	1 003	1 112	1 542	1 372
Levelized COE (€)	0,304	0,311	0,345	0,383	0,425	0,472	0,524	0,581
Taxas Fixas (€)	177	181	200	223	248	275	305	339
Custos de Operação (€/ano)	895	915	1 015	1 127	1 251	1 387	1 847	1 711
Custo Total (€/25 anos)	29 419	30 066	33 370	37 040	41 115	45 638	50 659	56 230

5.2 Sistema Autónomo

Como referido anteriormente, o sistema autónomo considerado terá que incluir painéis solares PV, um inversor e um sistema de armazenamento de energia, por forma a ser possível uma independência total da rede de energia elétrica. As características do sistema que melhor se adequa às necessidades consideradas e tendo em conta as condicionantes impostas, são apresentadas nas secções 4.1.2 e 4.1.3. Com base nesses resultados, a Tabela 5.3 apresenta de uma forma sintetizada as características dos equipamentos consideradas no caso do sistema isolado.

Tabela 5.3 Características do equipamento dimensionado para o sistema isolado.

	Marca de referência	Capacidade Nominal	Capacidade mínima requerida	Unidades	Capacidade Total
Painel Fotovoltaico	Axipower AC-270P/156-60S	270 Wp	9,9 kW	37	9,9 kW
Inversor	SMA Sunny Tripower 8.0	8 kW	8 kW	1	8 kW
Bateria	LGChem RESU10	9.8 kWh	43kWh	5	49 kWh

O *Homer* usa como referência a latitude e a longitude exata do local da instalação de referência para calcular a produção de energia fotovoltaica. Foram inseridos os dados referentes à radiação solar média, em kWh/m²/dia para cada mês do ano, apresentados no subcapítulo 4.2. Com base nos dados inseridos obteve-se assim o gráfico da Figura 5.4 com a radiação média diária (*radiation*) de cada mês do ano e o índice médio de nitidez (*clearness*). Também se obteve um índice médio anual de radiação de 4,45 kWh/m²/dia. À semelhança do caso anterior, introduziram-se os dados do perfil de carga diário no *software*.



Figura 5.4 Radiação média diária em kWh/m²/dia, de cada mês do ano e índice médio de nitidez.

Relativamente às questões técnicas com interesse para os sistemas fotovoltaico e que foram tidas em conta para os cálculos do *software*, os parâmetros utilizados encontram-se listados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 Parâmetros considerados com influência no sistema fotovoltaico.

Parâmetro	Valor
Tempo de vida do sistema	25 anos
Inclinação	30°

De entre as diversas baterias consideradas numa simulação prévia, destacou-se o modelo *LG-CHEM*, da marca *LG*, com uma capacidade de 9,8 kWh. Relativamente às questões técnicas com interesse para o sistema de armazenamento e que foram tidas em conta para os cálculos do *software*, os valores utilizados encontram-se listados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 Parâmetros considerados no sistema de armazenamento.

Parâmetro	Valor
Tempo de vida do sistema	12,5 anos
“ <i>Lifetime throughput</i> ” – Taxa de transferência da bateria	24,3 MWh
Rendimento do ciclo de carga/descarga	95%

A Tabela 5.6 apresenta o custo de aquisição dos componentes do sistema e o custo de O&M de acordo com a capacidade necessária e com o ano em questão. Os preços apresentados para os anos posteriores ao ano base são baseados nas projeções apresentadas nos subcapítulos 4.5 e 4.6.

Tabela 5.6 Previsão do custo de aquisição do equipamento do sistema isolado de acordo com o ano em análise.

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Painel Fotovoltaico (€ / 37 un.)	6 000	4 680	3 190	3 000	2 820	2 650	2 490
Inversor (€)	1 800	1 620	1 350	1 310	1 270	1 230	1 190
O&M (€/ano)	200	160	100	100	90	90	80
Bateria (€ / 5 un.)	24 260	18 800	13 340	11 410	9 410	7 440	5 470

Com o intuito de efetuar a análise económica do sistema autónomo, calcularam-se os seguintes custos: custo de capital (ou custo do ciclo de vida), custo de O&M, o custo atual líquido total (NPC) e o custo nivelado de energia (LCOE).

Não foram considerados os efeitos de inflação, sendo que esta permaneceu a 0%. Os resultados foram afetados unicamente a nível económico e financeiro, pelo custo de capital. Assim, todos os resultados financeiros apresentados são a preços constantes em relação ao ano de 2019.

A Tabela 5.7 apresenta os custos acima referidos para cada um dos anos do sistema, simulados com um tempo de vida útil de 25 anos. Tendo em conta o tempo de vida útil do banco de baterias (Tabela 5.5), com base na projeção de preços do subcapítulo 4.6 calculou-se o custo de substituição

da bateria para os 12,5 anos posteriores ao ano do investimento inicial. A Tabela 5.7 apresenta o custo de substituição do banco de baterias no ano 2033 (cerca de 12,5 anos após o ano do investimento inicial - 2020), para o sistema adquirido no ano 2025, o cálculo é feito de igual forma para os restantes anos. Pela análise da Tabela 5.7 é possível analisar o decréscimo de todos os custos com o avanço dos anos, isto é, do ponto de vista económico é mais rentável adquirir um sistema em 2040 do que em 2020.

Tabela 5.7 Custos associados ao sistema autónomo, em intervalos de 2020 a 2050.

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Custo Total Sistema (€)	32 060	25 100	17 880	15 720	13 500	11 320	9 150
Substituição da bateria (€)	9 575	8 052	6 527	5 001	4 160	4 001	3 842
O&M (€/25 ano)	2 580	2 010	1 375	1 290	1 220	1 140	1 070
NPC (€)	44 215	35 162	25 782	22 012	18 880	16 461	14 062
LCOE (€)	0,4670	0,3713	0,2719	0,2317	0,1998	0,1747	0,1497

Não obstante, é igualmente necessário proceder a uma análise cuidada do sistema considerado. Apesar da análise do sistema, como já foi referido, ser do ponto de vista económica, ou seja, o melhor sistema de produção de energia elétrica será aquele que apresente o menor custo de produção de eletricidade (LCOE), existem algumas desvantagens na construção deste sistema.

O ponto mais notório será o desperdício energético existente, apresentando uma produção de 21.383 kWh/ano, cerca de 76,6 % é produzida em excesso, mais concretamente 16.378 kWh/ano (Tabela 5.8), tendo maior incidência nos meses de verão. Dissecando com rigor o sistema que foi considerado pelo *software*, que tinha como premissas um fornecimento de 98% das necessidades de um consumidor típico, que tivesse em vista a procura de um custo mínimo de produção de energia elétrica, constata-se o enorme desperdício energético que existe anualmente, um fator que é resultado das próprias características que um sistema fotovoltaico apresenta: uma enorme produção elétrica concentrada nos meses de maior incidência solar, que não é totalmente aproveitada. Tal facto resulta da necessidade de dimensionar o sistema para que a procura de energia nos meses de inverno seja assegurada, uma vez que no inverno a radiação solar é inferior e os consumos de energia são significativamente superiores. Desse dimensionamento sucede 0%

de carga elétrica não satisfeita e 0% de insuficiência de capacidade, tal como apresentam os resultados da Tabela 5.8.

Tabela 5.8 Dados de produção de energia PV e de consumo, excesso, satisfação e insuficiência da capacidade.

Produção	kWh/ano	%
PV	21 380	100
Consumo		
Carga	3 871	100
Quantidade		
Excesso de eletricidade	16 378	76,6
Carga elétrica não satisfeita	0	0
Insuficiência de capacidade	0	0

É de notar, que para um cenário intermédio, onde se considere que a residência modelo é alimentada simultaneamente pela rede e por painéis fotovoltaicos, ocorrerá um menor desperdício da energia gerada. O painel satisfaz a procura durante o dia e a rede suprime a procura que não é assegurada por este, pelo que o cenário intermédio terá uma rentabilidade superior.

No que diz respeito à utilização da bateria, esta será maior nos meses de inverno, existindo uma variação maior do estado de carga da bateria nos meses frios, devido à sua elevada utilização, contrariamente ao que se verifica nos meses de verão, onde o sistema de armazenamento raramente apresenta um nível de carga médio inferior a 90% da sua capacidade.

5.3 Comparação Económica

Depois de selecionados e analisados os resultados apresentados anteriormente, efetuou-se uma comparação entre os custos do sistema da residência alimentada pela rede elétrica de distribuição com os custos do sistema de autoconsumo. A análise dos dados obtidos pelos *softwares* permitiu calcular o tempo de retorno do investimento do sistema isolado e taxa interna de retorno (TIR), em relação ao sistema alimentado pela rede.

O conceito de retorno do investimento (*payback*) para sistemas de energia, caracteriza-se por ser a relação entre a quantidade dos custos anuais como resultado de um investimento e a quantidade de dinheiro investido [39]. Neste caso, o retorno é a diferença média anual dos “*cash flows*” (fluxos de caixa) acumulados ao longo da vida útil do projeto, dividida pela diferença no custo de capital. O retorno de investimento calcula assim o tempo necessário para recuperar o investimento inicial, readquirindo assim os custos de vida útil do sistema. A partir do tempo de *payback*, o projeto passa a gerar lucro [39]. Calculou-se assim o tempo de retorno do investimento do sistema autónomo em relação ao sistema ligado à rede, com base nos dados apresentados na Tabela 5.8. Isto é, o número de anos em que o “*cash flow*” acumulado da diferença entre o sistema isolado e o sistema da rede muda de negativo para positivo.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) corresponde à taxa de desconto na qual o caso alimentado pela rede elétrica de distribuição e o sistema autónomo têm o mesmo custo [40]. O sistema com maior TIR corresponde sempre ao de retorno mais rápido, ou seja, de menor *payback*.

Os dados obtidos em relação ao *payback* e à TIR apresentam-se na Tabela 5.9. Pela análise da tabela verifica-se que até 2030 a utilização da rede elétrica é mais rentável (economicamente) do que o sistema isolado de produção PV com o armazenamento em baterias, visto que o investimento do primeiro sistema é significativamente menor do que o segundo. A análise dos resultados para os anos seguintes apresenta uma diminuição do *payback* com o avanço dos anos e um aumento da TIR. O cenário mais favorável é obtido para o ano de 2050, havendo um *payback* de 8 anos e uma TIR de 15%. Nesta situação, o retorno é uma indicação de quanto tempo levaria para recuperar a diferença nos custos de investimento entre o sistema atual e o sistema de caso base, sendo neste caso de 8 anos para o ano de 2050. Considerando os anos anteriores, obtêm-se *paybacks* maiores entre 11 e 24 anos, e TIR relativamente menores.

Tabela 5.9 *Payback* e TIR obtidos para os anos de 2020 a 2050.

Modelo	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Payback (Anos)			24	18	14	11	8
TIR (%)			1	3	6	9	15

Pela análise dos resultados é possível verificar que até ao ano de 2030 não há retorno do investimento. Caso o sistema seja adquirido num ano inferior a 2030, não é possível recuperar os

custos do investimento no sistema no tempo de vida útil do mesmo, sendo por isso mais rentável o caso em que o utilizador é dependente da rede.

A aquisição do sistema em 2030 prevê um retorno de cerca de 24 anos, sendo por isso o ano mais próximo em que o investimento passa a ser viável, possibilitando que se recupere o investimento em aproximadamente 24 anos.

O gráfico da Figura 5.5 apresenta os custos de LCOE dos dois casos para cada ano. Assim que os custos de LCOE do sistema autónomo forem inferiores aos custos do sistema alimentado pela rede elétrica, pode assegurar-se que é atingida a paridade com a rede.

A análise dos dois casos e a projeção para os seguintes 25 anos determinou que a paridade da rede deverá ser atingida nos próximos 8 anos, sensivelmente em 2027, dependendo da evolução dos preços de venda da eletricidade da rede de energia elétrica e dos preços do equipamento necessário para o sistema isolado. Os resultados apresentados são baseados numa projeção em que os preços da eletricidade aumentam a um ritmo de 2,2% ao ano, com uma taxa de juro de 2,5% considerada no investimento. Pela análise da Figura 5.5, verifica-se que a paridade com a rede ocorre quando o custo da eletricidade da energia produzida pelo sistema considerado atingir um valor compreendido entre 0,3712 €/kWh e 0,272 €/kWh.

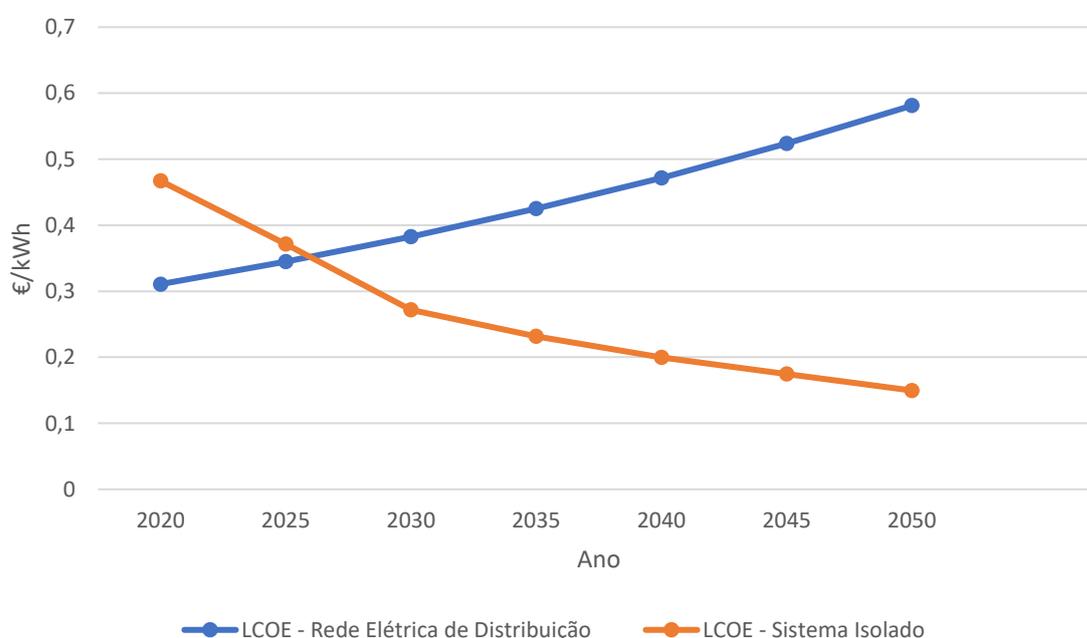


Figura 5.5 Paridade com a rede elétrica de distribuição, baseada nos custos de LCOE de cada ano, para os sistemas estudados.

Considerou-se também a comparação da projeção dos custos para o sistema isolado com um cenário em que as tarifas para o caso da rede elétrica de distribuição não sofrem nenhum aumento,

sendo por isso constantes durante o tempo de vida útil do sistema, como apresenta a figura 5.6. Pela análise do gráfico da figura 5.6 é possível verificar que a paridade com a rede deverá ocorrer no ano 2028, dentro de 9 anos. O facto das tarifas da eletricidade proveniente da rede elétrica não se alterarem, resulta num ano de atraso na paridade da rede, comparativamente ao caso anterior, onde a paridade da rede seria atingida em 2027.

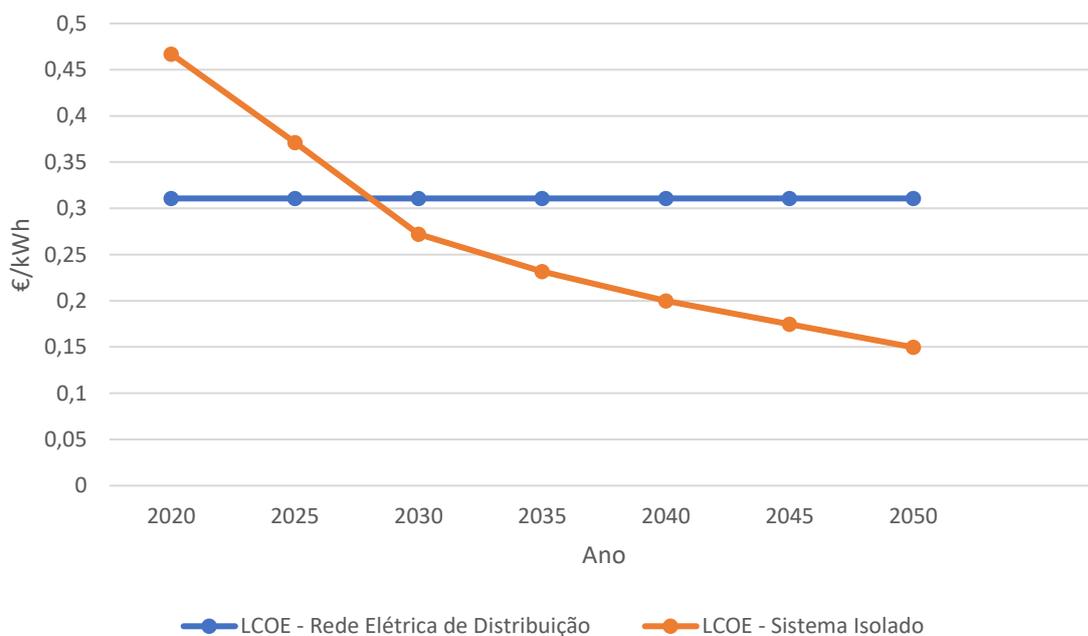


Figura 5.6 Paridade com a rede elétrica de distribuição, baseada nos custos de LCOE de cada ano, para os sistemas estudados.

6 Conclusão e trabalho futuro

6.1 Conclusão

O presente capítulo analisa os resultados obtidos na dissertação e confirma a sua relação com os objetivos formulados. De uma forma geral os modelos e a metodologia aplicados consideram-se relevantes para abordar a principal questão: será o autoconsumo em Portugal uma solução economicamente rentável?

Com o intuito de se efetuar uma avaliação económica da rentabilidade da produção de energia de um sistema de autoconsumo, dimensionou-se o sistema de acordo com o perfil de carga de uma família média portuguesa, residente na cidade de Coimbra.

Baseado na perspetiva técnica e ignorando a parte económica, o estudo previu que para um utilizador se tornar 100% independente da rede seria necessário um conjunto de painéis com uma capacidade de cerca de 9,9 kW e uma bateria com uma capacidade não inferior a 43 kWh. De acordo com os resultados obtidos, considerou-se um sistema constituído por trinta e sete módulos fotovoltaicos de 270 W cada, perfazendo uma capacidade total de 9,9 kW. Selecionou-se um inversor de 8 kW, compatível com os painéis e com o modelo da bateria, e um banco de cinco baterias com uma capacidade de 49,5 kWh. O sistema dimensionado garante uma independência da rede elétrica na ordem dos 99%.

Através dos *softwares Homer Pro®* e *Homer Grid®* efetuou-se uma análise económica do sistema autónomo e do sistema dependente da rede, respetivamente. Baseados no diagrama de carga, na irradiação solar, nos custos do equipamento, nas tarifas da rede e nas previsões de ambos até 2050, os *softwares* calcularam os custos associados a cada tecnologia: o custo do investimento inicial dos sistemas, o custo de O&M, o NPC e o LCOE. Os dados provenientes da análise anterior permitiram calcular o *payback* para os diferentes períodos entre 2020 e 2050, assim como a taxa de retorno do investimento (TIR).

A redução acentuada dos custos dos sistemas de geração fotovoltaica e dos sistemas de armazenamento em baterias, assim como as projeções associadas a um aumento da tarifa de eletricidade, permitem afirmar que tais sistemas podem ser vantajosos do ponto de vista económico quando comparados com a energia consumida da rede. Tendo em conta a avaliação económica e o consumo residencial, a análise dos resultados obtidos permite concluir que, avaliando de 5 em 5 anos, o primeiro ano em que investir num sistema autónomo poderá ser uma solução economicamente viável é 2030. Caso o sistema seja adquirido no ano 2030, o retorno de investimento ocorre dentro de 24 anos. No entanto, nos anos precedentes a utilização da rede

elétrica considera-se a solução mais rentável (economicamente) devido ao elevado investimento no sistema isolado de produção PV com o armazenamento em baterias.

Verificou-se que o retorno do investimento diminui com o avanço dos anos: a aquisição do sistema no ano de 2035 permite obter um retorno dentro de 18 anos, no ano de 2040 dentro de 14 anos, em 2045 de 11 anos. O cenário mais favorável apresenta um retorno de 8 anos, para um investimento do equipamento em 2050. Face ao investimento inicial entre o ano de 2030 e 2040, a TIR situa-se entre os 1% e 6%, para um tempo de vida do sistema de 25 anos. É notável o aumento desta taxa ao longo dos anos, com um resultado muito mais otimista para a viabilidade do autoconsumo fotovoltaico, tendo em 2050 uma TIR de 15%.

Concluiu-se também com base na projeção dos custos do LCOE para cada caso que a paridade da rede poderá ser atingida sensivelmente nos 8 anos seguintes, em 2027. A existência deste intervalo temporal justifica-se com as ponderações feitas para as variações dos custos dos sistemas fotovoltaicos e do preço da eletricidade fornecida pela rede elétrica de serviço público.

Com vista à procura de um custo mínimo de produção de energia elétrica, examinou-se com rigor o sistema considerado pelo *software*, que tinha como premissas um fornecimento de 99% das necessidades de um consumidor típico. Verificou-se um enorme desperdício energético anualmente, o que resulta das próprias características que um sistema fotovoltaico apresenta: uma excessiva produção elétrica concentrada nos meses de maior incidência solar, que não é totalmente aproveitada pelo sistema. Tal facto resulta da necessidade de dimensionar o sistema para que a procura de energia nos meses de inverno seja assegurada. Refere-se ainda que para um cenário intermédio, onde se considerasse uma residência modelo alimentada pela rede e por painéis fotovoltaicos, existiria um menor desperdício da energia gerada, contrariamente ao caso analisado com armazenamento. Este cenário intermédio teria, portanto, uma rentabilidade superior.

Como já referido, esta análise teve como base um estudo desenvolvido nos Estados Unidos, pelo *Rocky Mountain Institute* que serviu de base para o trabalho aqui apresentado. À semelhança das conclusões obtidas por esse estudo, o mesmo se verificou na conclusão desta dissertação para o caso de Portugal. A conjugação de diversos fatores, de entre os quais o aumento dos preços da energia proveniente da rede elétrica para o consumidor doméstico, a diminuição dos custos dos sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento, ou mesmo o aumento de eficiência energética nas habitações conduzem a uma alteração (rápida) do paradigma atual entre comercializador e consumidor. Com base nos resultados, é possível considerar-se que no futuro parte dos consumidores optem por abandonar a rede e escolham sistemas autónomos de geração e armazenamento de energia.

6.2 Trabalho Futuro

Os resultados alcançados nesta dissertação revelaram-se coerentes e as expectativas iniciais foram atendidas, no entanto ainda existe espaço para possíveis melhorias a desenvolver no futuro. Por exemplo, uma extensão plausível para este trabalho seria a possibilidade de otimizar o estudo considerando residências com diferentes dimensões e zonas comerciais, localizadas noutras regiões. Tendo em conta uma reflexão a posteriori dos temas desenvolvidos, uma análise semelhante à apresentada neste estudo onde se considere um consumidor da rede elétrica atual e os dados relativos à aquisição de um sistema autónomo no futuro, bem como a consideração de um cenário intermédio (sistema PV ligado à rede) poderá permitir antecipar a paridade da rede e apresentar melhores resultados. A variação de diferentes percentagens nos custos das tecnologias, nos custos de manutenção e no preço da energia da rede também seriam critérios interessantes a considerar para melhorar o estudo.

7 Bibliografia

- [1] Associação Portuguesa de Energias Renováveis, “Impacto macroeconómico do sector da electricidade de origem renovável em Portugal”, setembro de 2014.
- [2] Associação Portuguesa de Energias Renováveis, “Electricidade renovável em revista”, 2018.
- [3] Direção Geral de Energia e Geologia, “Renováveis – estatísticas rápidas”, nº171, janeiro de 2019.
- [4] Gaetan M., Senead O. e Manoel R., “Global market outlook”, EPIA – Eur. Photovolt. Ind. Assoc., p. 60, 2018.
- [5] Eurobat, “Battery energy storage for smart grid applications”, Rep. Smart Grids Task Force EUROBAT’s Ind. Batter. Comm., vol. 15, no. 2, p. 8, 2013.
- [6] EDP, “Sistemas de energia solar com baterias edp”, disponível em <https://edp.pt/particulares/servicos/energia-solar/baterias/>, acessado em setembro de 2018.
- [7] Cleantechnica. “Distributed energy storage revenue to exceed \$16.5 billion by 2024”, disponível em <https://cleantechnica.com/2015/01/13/distributed-energy-storage-revenue-exceed-16-5-billion-2024/>, acessado em Maio de 2017.
- [8] Jessica Jin, “Monocrystalline technology to increase market share in 2015”, Top Solar Power Industry Trends 2015, p21, 2015.
- [9] Mulder G., Ridder F.De. e Six D. (2010) “Electricity storage for grid-connected household dwellings with pv panels”. In Solar Energy, vol. 84, no. 7, pp. 1284–1293.
- [10] Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro de 2014. Diário da República n.º 202/2014, Série I. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Lisboa.
- [11] Portaria n.º 14/2015 de 23 de janeiro de 2015. Diário da República n.º 16/2015, Série I. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Lisboa.
- [12] Portaria n.º 15/2015 de 23 de janeiro de 2015. Diário da República n.º 16/2015, Série I. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Lisboa.
- [13] Moosdorf, K., “Princípios fundamentais da nova legislação”, APESF, julho de 2014.
- [14] OMIE, “Evolução do mercado de energia elétrica – relatório mensal”, dezembro de 2018.

- [15] Bronski P. et al. (2014) “The economics of grid defection: when and where distributed solar generation plus storage competes with traditional utility service”. Rocky Mountain Institute, pp. 1-73.
- [16] Khalilpour R. e Vassallo A. (2015) “Leaving the grid: an ambition or a real choice?”, Energy Policy, vol. 82, no. 1, pp. 207-221.
- [17] Sunny Design, Software Online, disponível em “<https://www.sunnydesignweb.com>”, acessado em julho de 2018.
- [18] Homer Pro 3.1, “Solving problems with homer” disponível em https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/solving_problems_with_homer.html, acessado em setembro de 2019.
- [19] Homer Pro 3.1, “Net present cost”, disponível em https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/net_present_cost.html, acessado em setembro de 2019.
- [20] Homer Pro 3.1, “Levelized cost of energy”, disponível em https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/levelized_cost_of_energy.html, acessado em setembro de 2019.
- [21] NREL, Software Online “Pvwatts”, disponível em <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>, software online, acessado em julho de 2018.
- [22] Axitec, “Axipower - 60 cell polycrystalline, high performance solar modules”, disponível em https://www.axitecsolar.com/data/solarpanels_documents/DB_60zlg_poly_power_MiA_EN.pdf, acessado em agosto de 2019.
- [23] Moura P., Vieira F., López G., Moreno J. e Almeida A. (2015) “Demand response and energy storage for zero energy residential buildings”. In 8th International Conference on Energy Efficiency in Domestic Appliances and Lighting (EEDAL’15), Lucerne (Switzerland), 26-28th agosto 2015.
- [24] SMA, “Sunny tripower 8.0/10.0 with sma smart connected”, disponível em https://www.mg-solar-shop.com/media/pdf/76/db/83/10059_data%20shett%20SMA%20STP%208.0-STP%2010.0.pdf, acessado em julho de 2019.
- [25] T.E. Commission, “Annual report 2018 joint research centre”, Publications Office of the European Union, março 2018.

- [26] European Commission, Software Online “Photovoltaic geographical information system”, disponível em http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#TMY, acessado em maio de 2019.
- [27] ERSE, “Tarifas e preços”, disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>, acessado em maio de 2019.
- [28] ERSE, “Quadros de tarifas e preços da energia elétrica em 2018”, disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2018/Paginas/default.aspx>, acessado em junho de 2019.
- [29] ERSE, “Quadros de tarifas e preços da energia elétrica em 2019”, disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2019/Paginas/default.aspx>, acessado em junho de 2019.
- [30] ERSE, “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019”, disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2019/Documents/Tarifas%20e%20Pre%C3%A7os%202019.pdf>, pp.2, acessado em junho de 2019.
- [31] ERSE, “Manual do simulador de preços de energia da erse”, disponível em <http://www.erse.pt/pt/Simuladores/Documents/ManualdoUtilizador.pdf>, pp.14, acessado em junho de 2019.
- [32] NREL, “Residential pv systems”, disponível em <https://atb.nrel.gov/electricity/2017/index.html?t=sr>, acessado em julho de 2019.
- [33] NREL, “2019 atb cost and performance summary”, disponível em <https://atb.nrel.gov/electricity/2019/summary.html>, acessado em julho de 2019.
- [34] Feldman D., Margolis R., “Q4 2018/Q1 2019 solar industry update”, NREL, maio de 2019.
- [35] NREL, “Residential pv systems”, disponível em <https://atb.nrel.gov/electricity/2019/index.html?t=sr>, acessado em julho de 2019.
- [36] Hittinger E. e Siddiqui J., (2017) “The challenging economics of us residential grid defection” Department of Public Policy, vol. 45, pp. 27-35.
- [37] NREL, “Battery storage”, disponível em <https://atb.nrel.gov/electricity/2019/index.html?t=st>, acessado em julho de 2019.
- [38] Cole W. e Frazier A. “Cost projections for utility-scale battery storage” NREL, junho de 2019.

[39] HOMER Pro 3.13, “Calculating payback, irr, and other economic metrics” disponível em https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/calculating_payback_irr_and_other_economic_metrics.html, acessado em setembro de 2019.

[40] HOMER Pro 3.13, “Compare economics” disponível em https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/compare_economics.html, acessado em setembro de 2019.

8 Apêndice A

Tabela 8.1 Consumo ao longo de um dia útil numa habitação de um consumidor típico [23].

kWh/habitação – Dias úteis			
Horas	Total	Total Verão (-20%)	Total Inverno (+20%)
1	379,72	303,77	455,66
2	271,91	217,53	326,29
3	233,59	186,87	280,31
4	212,72	170,18	255,27
5	206,29	165,03	247,54
6	216,01	172,80	259,21
7	274,89	219,91	329,87
8	427,26	341,81	512,71
9	465,11	372,09	558,13
10	432,83	346,27	519,40
11	414,37	331,49	497,24
12	393,64	314,92	472,37
13	392,67	314,14	471,20
14	395,48	316,38	474,58
15	391,46	313,17	469,75
16	406,43	325,14	487,72
17	454,73	363,79	545,68
18	541,38	433,11	649,66
19	577,35	461,88	692,81
20	645,12	516,09	774,14
21	667,32	533,86	800,79
22	689,22	551,37	827,06
23	608,62	486,89	730,34
24	490,00	392,00	588,00
Total	10188,1	8150,5	12225,7

De acordo com a tarifa bi-horária, em que as horas de vazio se compreendem entre as 22:00h e as 8:00h e as horas fora de vazio se compreendem entre as 8:00h e as 22:00h, apresenta-se de seguida, na Tabela 8.2 o total de horas separadas de acordo com a tarifa e com a estação do ano. Considerou-se um ano de 365 dias, dos quais 260 são dias úteis, em que 130 são dias de verão e 130 dias de inverno. Os restantes 105 dias correspondem a dias de fim de semana, dos quais 53 são dias de verão e 52 dias de inverno.

Tabela 8.2 Horas de Vazio e Horas Fora de Vazio nos dias úteis da semana, no Inverno e no Verão.

	Verão (W/dia)	Total Verão (130 dias)	Inverno (W/dia)	Total Inverno (130 dias)	Total Verão e Inverno (260 dias úteis)
Horas de Vazio	3,208	417,04	4,812	625,59	1042,63
Horas Fora de Vazio	4,942	642,50	7,414	963,76	1606,26

Tabela 8.3 Consumo durante o fim de semana numa habitação de um consumidor típico [23].

kWh/habitação – Dias de fim de semana			
Horas	Total	Total Verão (-20%)	Total Inverno (+20%)
1	354,89	283,91	425,87
2	279,57	223,66	335,49
3	223,72	178,97	268,46
4	197,13	157,71	236,56
5	186,78	149,42	224,13
6	186,04	148,83	223,25
7	196,93	157,55	236,32
8	229,32	183,45	275,18
9	306,03	244,82	367,23
10	386,36	309,09	463,63
11	511,45	409,16	613,74
12	510,01	408,00	612,01
13	504,13	403,30	604,95
14	461,55	369,24	553,86
15	441,54	353,23	529,85
16	459,48	367,58	551,37
17	464,98	371,98	557,97
18	495,52	396,41	594,62
19	554,97	443,98	665,96
20	613,47	490,78	736,17
21	622,16	497,73	746,60
22	586,11	468,89	703,33
23	530,33	424,27	636,40
24	450,79	360,63	540,95
Total	9753,2	7802,6	11703,9

Tabela 8.4 Horas de Vazio e Horas Fora de Vazio nos dias de fim de semana, no Inverno e no Verão.

	Verão (W/dia)	Total Verão (53 dias)	Inverno (W/dia)	Total Inverno (52 dias)	Total Verão e Inverno (105 dias úteis)
Horas de Vazio	2,737	145,06	4,106	213,50	358,56
Horas Fora de Vazio	5,065	268,46	7,598	395,10	663,55

Tabela 8.5 Valor total de Horas de Vazio e Horas Fora de Vazio durante o ano.

			Total
Horas de Vazio	Dias úteis	1042,63	1401,19
	Dias de fim de semana	358,56	
Horas Fora de Vazio	Dias úteis	1606,26	2269,81
	Dias de fim de semana	663,55	
Horas de Vazio e Horas Fora de Vazio – Total (kWh)			3671