



UNIVERSIDADE DE COIMBRA

Faculdade de Ciências e Tecnologia

Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Filipe José Meneses Pato

Integração de Recursos de Energia Distribuídos em Edifícios

Dissertação submetida para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores,
Área de Especialização em Energia

Setembro/2018



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



Universidade de Coimbra

Faculdade de Ciências e Tecnologia

Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Integração de Recursos de Energia Distribuídos em Edifícios

Filipe José Meneses Pato

Orientador

Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes

Presidente do Júri

Professora Doutora Teresa Martinez dos Santos Gomes

Vogal

Professor Doutor Luís Miguel Pires Neves

Coimbra, 2018



Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Especialização em Energia

Integração de Recursos de Energia Distribuídos em Edifícios

Filipe José Meneses Pato

Orientador: Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes

Este trabalho teve apoio da Fundação para a Ciência e Tecnologia (FCT) e do Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) via COMPETE – Programa Operacional Competitividade e Internacionalização (POCI), no âmbito dos projetos T4ENERTEC (POCI-01-0145-FEDER-029820) e UID/MULTI/00308/2013.

“My powers are ordinary. Only my application brings me success.”

- Isaac Newton

Agradecimentos

Com a concretização deste projeto torna-se imprescindível agradecer a todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização do mesmo e me apoiaram durante este percurso acadêmico.

Em primeiro lugar quero agradecer aos meus pais, Teresa e António, por todo o seu esforço e dedicação que me permitiu lutar pelos meus sonhos e por todos os valores passados, que fizeram de mim a pessoa que sou hoje. Ao meu irmão Rodrigo, por me perceber como ninguém, por vezes, mesmo sem proferir uma palavra. Um agradecimento sentido aos meus avós, por terem sido os meus segundos pais e em geral a toda a minha família por todos os momentos de partilha.

Um especial agradecimento à minha namorada Mariana, por todas as horas de apoio, por todo o amor e companheirismo demonstrado, por toda a confiança transmitida nas horas em que mais precisei e pelos melhores momentos da minha vida nestes últimos anos.

Quero também agradecer aos meus amigos de longa data. Com eles vivi muitos momentos que certamente ficarão gravados para a vida. Aos meus amigos e colegas de curso, esses são os que melhor conhecem esta jornada e sabem o esforço e tempo que foi necessário investir para a completar.

Não posso deixar de demonstrar a minha gratidão, ao meu orientador, Professor Doutor Álvaro Gomes, por todas as reuniões, explicações e discussões de ideias. Foi ele o responsável pela criação deste projeto e pelo rumo que tomou. Por último, ainda um agradecimento ao Professor Doutor Humberto Jorge, que sempre se mostrou disponível para fazer explicações ou fornecer dados que se revelaram vitais para este projeto.

Resumo

A integração dos Recursos de Energia Distribuídos (RED), tem-se revelado como um grande desafio no controlo dos fluxos de energia dos Sistemas de Energia Elétrica (SEE). Uma integração faseada, bem dimensionada e planeada é essencial para que se possa retirar todas as vantagens que o aumento da penetração dos RED pode trazer aos SEE, uma vez que o seu incorreto dimensionamento e controlo podem levar a grandes perdas monetárias e à perda de fiabilidade e qualidade de energia.

Atualmente, o conceito de microrrede é o que mais tem contribuído para a correta integração dos RED, ao proporcionar um controlo local destes recursos, em função de um conjunto de cargas bem definidas. A sua implementação tem vindo a ganhar relevo, à medida que mais estudos e exemplos de aplicações vão surgindo para comprovar a sua eficácia. O estudo e simulação de microrredes, torna-se assim essencial, na medida em que se pretende obter melhores resultados e melhores soluções adaptadas aos problemas de cada caso.

O presente trabalho foi desenvolvido no âmbito da Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, lecionado no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC), da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, no ano letivo 2017/2018, tendo como objetivo a simulação da implementação de uma microrrede no DEEC, com recurso ao software HOMER Pro.

O documento encontra-se dividido em três estudos de caso. No primeiro é simulado o aumento da geração fotovoltaica, tendo em conta os limites físicos do edifício, as necessidades da procura e a viabilidade económica do investimento. Também com o intuito de simular a viabilidade económica, é feito o segundo estudo de caso, em que se simula a compra de energia à rede em períodos em que esta é mais barata, para posterior venda, nos períodos em que o seu custo é superior. Por fim, é feito um estudo de caso em que se considera a separação do consumo de energia elétrica do consumo de energia térmica, para que se possa perceber os custos da remodelação do sistema de aquecimento a gás natural e do seu impacto em termos de consumos e custos para o departamento.

Os resultados obtidos com este trabalho permitem demonstrar que a implementação de uma microrrede num edifício de serviços é viável, tanto do ponto de vista económico, como do ponto de vista energético. Pretende-se também demonstrar que a Geração Distribuída (GD) tem um grande potencial desde que corretamente dimensionada e aplicada às necessidades da procura, com especial destaque para a geração fotovoltaica que permite fazer reduções significativas dos consumos de energia eléctrica durante o dia.

Por fim, são notórias as reduções em termos de emissões de CO₂, assim como a aproximação do edifício ao conceito de *Nearly Zero Energy Building* (NZEB), mesmo não se considerando nenhuma alteração a nível da sua passividade energética.

Palavras chave: Microrrede, Recursos de Energia Distribuídos, HOMER, Geração Fotovoltaica, Armazenamento.

Abstract

The integration of Distributed Energy Resources (DERs) has proven to be a major challenge in controlling the energy flows of the Electric Power Systems (EPSs). A staged and well-planned integration is essential in order to take full advantage of the increased penetration of DERs and avoid severe monetary losses, loss of reliability and energy quality.

Currently, the concept of micro grid is what has contributed the most to the correct integration of the DERs, by providing a local control of these resources, due to a set of well-defined loads. Its implementation has been gaining ground as more studies and examples of applications emerge to prove its effectiveness. Therefore, the study and simulation of micro grid is essential, since it aims to obtain better results and better solutions adapted to the problems of each individual case.

The present work was developed within the framework of the Master's Degree Dissertation in Electrical and Computer Engineering, lecture in the Department of Electrical and Computer Engineering (DEEC), Faculty of Sciences and Technology of the University of Coimbra, in the academic year 2017/2018, with the main goal of simulating the implementation of a micro grid in DEEC, using the software HOMER Pro.

This document is divided into three different case studies. In the first one, it is simulated the increase of the photovoltaic generation, taking into account the physical limits of the building, the needs of the demand and the economic viability of the investment. Also, in order to simulate the economic viability, in the second case study, it was performed a simulation of the purchase of energy from the grid in periods when it is cheaper, for subsequent sale in periods when its cost is higher. Finally, in the last case study made, it is considered the separation of the consumption of electric energy from the consumption of thermal energy. Lastly, it can be perceived the costs of the remodeling of the natural gas heating system and its impact in terms of consumption and costs for the department.

The results obtained during the course of this work, revealed that the implementation of a micro grid in a service building is a viable choice, both economically and from an energy point of view. It was also demonstrated that Distributed Generation

(DG) has great potential since it is correctly dimensioned and applied to the needs of the demand, with particular emphasis on the photovoltaic generation, that allows significant reductions in consumption during the day.

Finally, considering our findings, reductions in CO₂ emissions, as well as the approximation of the building to the concept of NZEB have proven to be significant, even if no change in the energy passivity of the building is considered.

Keywords: Micro Grid, Distributed Energy Resources, HOMER, Photovoltaic Generation, Storage.

Índice

Agradecimentos.....	i
Resumo.....	iii
Abstract	v
Lista de figuras	ix
Lista de tabelas	xi
Lista de acrónimos	xiii
1. Introdução	1
1.1 Motivação.....	2
1.2 Estrutura da dissertação.....	3
2. Revisão da Literatura	5
2.1 Simulação de microrredes em modo isolado.....	5
2.2 Simulação de microrredes em modo de interligação com a rede	7
2.3 Alternativas à utilização do HOMER.....	8
3. Caraterização de Recursos	9
3.1 Controlador	10
3.2 Carga	12
3.3 Geração não renovável.....	14
3.4 Células de combustível.....	15
3.5 Geração fotovoltaica	16
3.6 Geração eólica	17
3.7 Armazenamento	19
4. Parametização do caso inicial	21
4.1 Caso inicial - DEEC	21
4.2 Carga	22
4.3 Geração fotovoltaica	23
4.4 Rede.....	25
4.5 Valores de saída da simulação	27
4.6 Resultados da simulação do caso inicial	27
5. Estudos de caso	31
5.1 Estudo de caso 1 – Aumento da Geração Local.....	31
5.1.1 Escolha do tipo de geração.....	31
5.1.2 Dimensionamento da nova geração fotovoltaica.....	32

5.1.3	Simulação e análise de resultados	33
5.2	Estudo de caso 2 – Armazenamento.....	37
5.2.1	Escolha e dimensionamento do armazenamento.....	37
5.2.2	Simulação e análise de resultados	39
5.2.3	Armazenamento após aumento da geração fotovoltaica	40
5.3	Estudo de caso 3 – Climatização do DEEC	42
5.3.1	Antigo sistema de aquecimento central.....	42
5.3.2	Carga térmica	43
5.3.3	Carga elétrica.....	44
5.3.4	Dimensionamento da caldeira	46
5.3.5	Simulação e análise de resultados	47
6.	Conclusões e Propostas de Trabalho Futuro	49
	Referências.....	51

Lista de figuras

Figura 1 – Esquema de uma microrrede com integração de geração eólica, solar, diesel e armazenamento [7].	6
Figura 2 - Exemplo de microrredes integradas na rede principal.	10
Figura 4 - Gerador diesel 27-36 kVA Perkins [22].	14
Figura 5 - Características de tensão/corrente e potência/corrente de uma célula de combustível [23].	16
Figura 6 – Característica da variação da potência e tensão de saída de um painel fotovoltaico, para diferentes valores de radiação [25].	17
Figura 7 - Curva da Potência de saída de um gerador eólico em função da velocidade do vento [27].	18
Figura 8 - Comparação de diferentes formas de armazenamento [30].	20
Figura 9 – Esquemático da instalação inicial do DEEC.	21
Figura 10 - Perfil diário de carga do DEEC.	22
Figura 11 - Perfil sazonal da carga do DEEC.	23
Figura 12 - Posicionamento dos painéis fotovoltaicos.	24
Figura 13 - Representação da carga do sistema (azul) e da geração fotovoltaica (laranja) durante o ano de 2017.	28
Figura 14 - Comparação do volume de compra de energia (azul), com o volume de venda (verde).	28
Figura 15 – Esquemático da instalação com o aumento da geração fotovoltaica.	33
Figura 16 - Carga elétrica do departamento (azul) e aumento da geração fotovoltaica (laranja).	34
Figura 17 - Comparação do volume de compra de energia à rede (azul) e do volume de venda de energia à rede (verde), para dois aumentos de geração FV.	35
Figura 18 - Tempo de retorno do investimento em geração fotovoltaica.	36
Figura 19 - Esquemático da instalação de um banco de baterias na instalação inicial.	38
Figura 20 – Poupança anual em euros (€) em função da capacidade de armazenamento instalada, relativa ao caso inicial.	39
Figura 21 – Esquemático da instalação de um banco de baterias após o aumento da geração fotovoltaica.	40
Figura 22 - Poupança anual em euros (€) em função da capacidade de armazenamento instalada, relativa ao 1º estudo de caso.	41
Figura 23 – Perfil de carga térmica no ano de 2017.	43
Figura 24 - Diagrama da carga térmica do sistema.	44
Figura 25 - Novo diagrama de carga elétrica do DEEC, com a desagregação da carga térmica.	45
Figura 26 - Diagrama de carga elétrica após a separação da carga térmica.	45
Figura 27 - Esquemático da instalação da caldeira com a carga térmica.	46

Lista de tabelas

Tabela 1 – Preços de compra de energia à rede.	25
Tabela 2 - Valores de OMIE de 2017 e preços de venda mensais para clientes em regime de autoconsumo.	26
Tabela 3 - Resultados da simulação inicial do DEEC.	27
Tabela 4 – Resultados gerais do aumento da geração fotovoltaica.	33
Tabela 5 - Tabela de resultados da simulação dos custos da carga térmica.	47
Tabela 6 - Emissões de CO2 do sistema com a queima local de gás natural.	47

Lista de acrónimos

SEE – Sistema de Energia Elétrica

GD – Geração Distribuída

RED – Recursos de Energia Distribuídos

DEEC – Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

NZEB – *Nearly Zero Energy Building*

HOMER – *Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*

NREL - *National Renewable Energy Laboratory*

NPC – Net Present Cost

HVAC – *Heating Ventilation and Air Conditioning*

CHP – *Combined Heat and Power*

ISR – Instituto de Sistemas e Robótica

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

MT – Média Tensão

IPMA – Instituto Português do Mar e da Atmosfera

CoP – Coeficiente de Performance

Capítulo I

Introdução

Nos últimos anos tem-se assistido a uma descentralização da geração nos Sistemas de Energia Elétrica (SEE). Embora as grandes centrais de produção de energia elétrica continuem a representar um importante papel nos SEE, o seu contributo tem vindo a diminuir com o aumento da penetração das fontes de energia renováveis, o que levou à descentralização da geração. A Geração Distribuída (GD), para além de permitir a geração em pontos geograficamente mais próximos da carga, reduzindo as perdas por transporte e distribuição, permite reduzir as emissões poluentes.

Com a alteração da configuração do sistema, passou a ser feita uma gestão ativa dos fluxos de informação, para que se pudesse controlar mais eficientemente, os fluxos de energia. A rede passa assim a ser vista como uma *smartgrid*, que tem capacidade para controlar a geração distribuída, o armazenamento, o consumo e as cargas controláveis [1].

Parte da geração renovável pode ser considerada intermitente e imprevisível, o que trouxe alguns problemas de fiabilidade e qualidade de energia. De forma a conseguir-se um controlo mais eficiente, tem-se assistido a uma tendência para que este seja feito localmente. O controlo local, apresenta também vantagens se aplicado a todos os Recursos de Energia Distribuídos (RED) em conjunto.

Como forma de satisfazer as necessidades de controlo local dos RED e para que este possa ser feito de forma a adaptar-se às necessidades dos consumidores finais, surge o conceito de microrrede. Uma microrrede consiste num conjunto de cargas e de todos os RED num local bem definido, que funciona como uma única entidade controlável, que se pode conectar ou desconectar da rede elétrica principal, podendo assim atuar em modo de funcionamento isolado, ou em modo de interligação com a rede [2].

As microrredes apresentam uma boa solução em termos de organização e aproveitamento de recursos locais, permitindo satisfazer vários objetivos em simultâneo. As principais vantagens podem ser definidas como [3][4]:

- integração de RED próximos das cargas, o que por sua vez permite reduzir as perdas de transporte e distribuição;
- integração de fontes de energia renováveis e consequente diminuição das emissões poluentes;
- reconfiguração de sistemas de distribuição existentes com melhorado grau de fiabilidade e eficiência;
- redução dos grandes agregados de cargas e possíveis sobrecargas de linhas que as alimentam;
- permitir a participação da geração distribuída no mercado de energia;
- prestação de serviços auxiliares à rede, nomeadamente a nível de tensão e frequência;
- alimentação de cargas críticas;
- aumento da qualidade de energia para consumidores finais;
- redução da fatura energética para consumidores finais.

1.1 Motivação

A partir de 2020 a legislação portuguesa pretende que todos os edifícios novos se tornem *Nearly Zero Energy Building* (NZEB). Edifícios cujas necessidades energéticas devam ser amplamente reduzidas, a partir da sua passividade energética, e que as restantes necessidades sejam compensadas pela presença de fontes de energia renováveis, conseguindo-se um balanço energético, entre a procura e a oferta, que seja quase zero [5].

Com o intuito de integrar os RED em edifícios, de modo a torná-los mais eficientes e de os aproximar do conceito de NZEB, a implementação de uma microrrede poderia revelar-se como uma boa solução.

Com vista a realizar a simulação de uma microrrede num edifício, o Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC) da Universidade de Coimbra, seria a escolha acertada, devido à disponibilidade de dados de consumo e produção local de energia e do conhecimento prévio da instalação e das condições do seu funcionamento.

Esta dissertação insere-se no contexto do estudo e otimização do conceito de microrrede, com o intuito de realizar várias simulações que permitam perceber a viabilidade económica da implementação de uma microrrede no DEEC, um edifício de serviços, cujas necessidades energéticas se aproximaram dos 480 MWh no ano de 2017.

Para tal, será usado o software HOMER Pro, que permite fazer a análise técnica e económica de microrredes. Com a realização das simulações, pretende-se identificar e dimensionar os RED que melhor se ajustam às necessidades do departamento, com o objetivo de reduzir a fatura energética e ainda de diminuir as emissões poluentes pelas quais é responsável. Adicionalmente, pretende-se fazer o estudo do impacto no diagrama de carga elétrica, ao reabilita o antigo sistema de aquecimento central e inserir o controlo de carga térmica no sistema.

1.2 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 7 capítulos. No primeiro capítulo, é feita uma nota introdutória aos SEE e ao conceito de microrrede e das suas potenciais vantagens. São ainda apresentados os motivos e as questões que levaram à realização deste trabalho.

De forma a dar a conhecer um pouco do trabalho que tem vindo a ser feito na implementação e estudo de microrredes por todo o mundo, o capítulo 2 apresenta alguns exemplos de microrredes a operar em diferentes modos de funcionamento e com objetivos distintos entre si.

No capítulo 3 é feita uma caracterização genérica dos principais recursos distribuídos que podem ser implementados no conceito de microrrede. Os recursos são identificados e descritos do ponto de vista técnico, de forma a apresentar as suas principais contribuições e tipos de aplicações.

Após a caracterização geral dos RED, no capítulo 4 é feita a parametrização dos recursos do DEEC, que servirá como edifício de estudo para as simulações que serão

feitas no capítulo 5. A parametrização dos recursos, é feita de modo a aproximar o mais possível os valores de entrada aos valores reais do edifício.

No capítulo 5, são realizados três estudos de casos, nos quais se simulam a viabilidade económica dos RED mais adequados ao DEEC. No primeiro estudo de caso é aumentada a geração fotovoltaica no edifício, fazendo uso da restante área disponível para o efeito. No segundo é simulada a introdução de um banco de baterias para redução de picos de consumo nas horas de ponta e cheia. Por último, é estudada a hipótese de substituir o obsoleto sistema de aquecimento central, por algumas hipóteses mais adequadas às necessidades do edifício, mais eficientes e com impacto ambiental reduzido.

Por último, no capítulo 7 são apresentadas as conclusões e as propostas de trabalho futuro.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

A utilização de microrredes está a alastrar-se um pouco por todo o mundo, seja para eletrificar zonas remotas sem acesso à rede elétrica ou para que se possa fazer um melhor aproveitamento e integração dos recursos locais, mantendo-se a ligação à rede principal. Cada microrrede é um caso diferente e é necessária uma simulação prévia para que se possa fazer um correto dimensionamento dos seus recursos.

Existem várias plataformas de simulação de microrredes e cada uma apresenta diferentes características e limitações, que devem ter sido em conta aquando da sua escolha. Para que melhor se possa perceber estas diferenças, Sunanda Sinha e S. S. Chandel publicaram um artigo em que fazem a comparação entre as principais funcionalidades e limitações de alguns destes softwares [6].

Uma vez que neste trabalho se optou pela escolha do software HOMER Pro (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*), de seguida apresentam-se alguns exemplos da sua utilização na simulação de microrredes.

2.1 Simulação de microrredes em modo isolado

Num país em que a penetração das energias renováveis está longe de atingir níveis significantes, a Índia tem sido um dos principais países a investir e a promover a aplicação de microrredes, tanto em modo de funcionamento isolado como em modo de interligação com a rede principal.

Em Gujarat, foi realizado uma simulação com recurso ao HOMER, para estudar a fiabilidade e a viabilidade da utilização de uma microrrede que integrava painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e geradores a diesel [7].

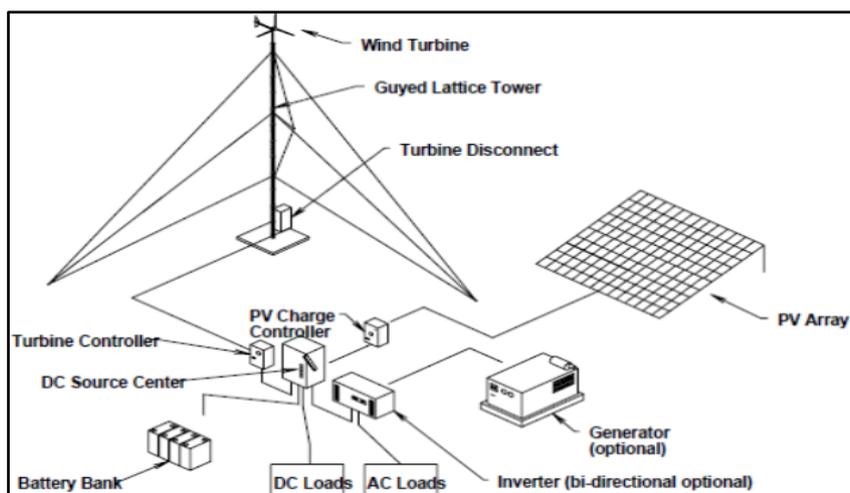


Figura 1 – Esquema de uma microrrede com integração de geração eólica, solar, diesel e armazenamento [7].

A simulação e implementação de uma microrrede com alta penetração de fontes de energia renováveis foi feita na ilha de Pulau Ubin, em Singapura. É uma ilha que mantém um modo de vida muito tradicional e não possui ligações elétricas com outras comunidades. O projeto da microrrede que serviu para eletrificar a ilha, teve em conta todos os tipos de geração, a sua eficiência, as necessidades da procura, de forma a ser económica e ambientalmente sustentável. A geração nesta microrrede é composta por painéis fotovoltaicos e geradores a diesel e conta com um sistema de armazenamento composto por baterias. A simulação foi feita com recurso ao HOMER e PowerWorld para investigar a fiabilidade do sistema e o impacto ambiental [8].

Um outro exemplo de uma microrrede a ser implementada numa ilha, foi feito numa ilha de Hong Kong, em que o HOMER foi utilizado como plataforma de dimensionamento e otimização. Numa primeira parte, o sistema apenas possui geração renovável composta por um grupo de painéis solares de 19.8kW, mas posteriormente é feita a simulação para a integração de geradores eólicos de forma a melhor satisfazer as necessidades da procura [9].

Com o intuito de melhorar a eletrificação do município de Umhlabuyalingana, uma zona rural na África do Sul, o HOMER foi utilizado como ferramenta de simulação e otimização com o propósito de descobrir uma combinação de recursos locais que pudesse levar à criação de uma microrrede a funcionar em modo isolado, em detrimento de uma extensão da rede nacional. Foi descoberta uma solução que consistia na integração de painéis solares juntamente com um banco de baterias, que iria permitir um

funcionamento autónomo de uma microrrede nesta região. Em termos económicos, a microrrede teria um custo de instalação equivalente ao custo de uma extensão de 34 km da rede elétrica. Uma vez que seria necessário realizar uma extensão da rede de pelo menos 150 km, a microrrede revela-se como sendo a solução mais viável e económica [10].

2.2 Simulação de microrredes em modo de interligação com a rede

Contrariamente aos exemplos apresentados anteriormente, temos a utilização do HOMER para simular e analisar microrredes em cenários de interligação com a rede principal.

A ligação com a rede apresenta várias vantagens para as microrredes. Permite manter a frequência constante, possibilita a participação no mercado livre de energia e dá estabilidade e fiabilidade ao sistema, uma vez que esta pode ser vista como uma fonte de energia com capacidade ilimitada, fornecendo tanto energia ativa como reativa dependendo das necessidades da procura [11].

O bom dimensionamento da capacidade dos diferentes RED é essencial para garantir a fiabilidade energética e económica de uma microrrede. Com vista a estudar o dimensionamento ótimo dos recursos de uma microrrede, a península de Yantai na China, foi usada como exemplo. Com o objetivo reduzir o investimento em equipamento e os custos de operação, foi dimensionada uma microrrede com recurso a geração solar e eólica e armazenamento com recurso a *flywheels*. Neste caso foi mantida a ligação à rede principal e o dimensionamento da geração e armazenamento foi otimizado de forma a melhor aproveitar as condições climáticas da região [12].

Um outro caso em que se utilizou o HOMER como software de simulação é apresentado pelo departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade de Waterloo. As simulações permitiram calcular o dimensionamento ótimo da geração e armazenamento, e o controlo foi otimizado para minimização do custo do ciclo de vida e redução de emissões poluentes [13]. Vários modos de funcionamento e aplicações são simulados e analisados, de forma a perceber o comportamento das

microrredes e perceber a melhor combinação de recursos em diferentes situações e regiões.

2.3 Alternativas à utilização do HOMER

Embora o software HOMER tenha sido a escolha para a realização deste projeto, outras alternativas foram consideradas. Alguns exemplos de plataformas de simulação de microrredes são: Hybrid2, RETScreen, iHOGA, INSEL e TRNSYS. Estes softwares, à semelhança do HOMER, permitem a simulação, otimização e análise da viabilidade económica. Existem algumas diferenças entre estes programas, tanto a nível de limitações de recursos como a nível dos algoritmos de controlo e por sua vez nos resultados das simulações. A comparação entre as funcionalidades e limitações destes softwares pode ser encontrada no artigo publicado por Sunanda Sinha e S. S. Chandel [6].

Como o controlo ótimo de microrredes é um tema que se encontra ainda em estudo, as mais recentes publicações sobre este tema sugerem também soluções com recurso a programação matemática, meta heurísticas e definição de regras de prioridades.

Um exemplo de uma solução proposta, é a utilização de um modelo genérico de programação linear mista para encontrar um conjunto de soluções que permitem a redução dos custos de operação numa microrrede residencial. A microrrede considerada incluía geração fotovoltaica, geradores de combustão, armazenamento e carga controlável que incluía alguns veículos elétricos. Para além da carga elétrica considerada, este controlo permite ainda a inclusão de carga térmica e o seu controlo [14].

Este tipo de soluções pode ser interessante para uma melhoria dos resultados apresentados, tanto em microrredes que já se encontrem previamente dimensionadas e em operação, como para microrredes que estão ainda a ser simuladas. E podem também apresentar resultados positivos para melhorar as condições de operação para o ponto de vista do consumidor.

Capítulo 3

Caraterização de Recursos

Com um largo leque de possibilidades para a aplicação de microrredes, estas podem ser divididas em cinco tipos diferentes [15]. O tipo comercial ou industrial, foca-se na redução dos picos da procura e dos custos de operação, enquanto o tipo comunitário ou de utilidade, prioriza a fiabilidade e participação comunitária. Muitas universidades, indústrias e hospitais possuem já alguma geração distribuída, pelo que beneficiam do tipo de microrrede campus ou institucional, por conseguirem interligar e controlar cargas separadas e conseguirem aumentar o volume de vendas à rede. O tipo militar, tem como principal foco a segurança física e cibernética. Por fim, o tipo remoto, que tal como o nome indica, por se encontrarem em zonas remotas ou de difícil acesso, estão permanentemente desconectadas da rede e são obrigadas a funcionar continuamente em modo isolado.

A escolha e dimensionamento adequado dos RED a utilizar numa microrrede, é um ponto crucial para o seu bom funcionamento. Devido à grande variedade dos recursos, a escolha deve sempre tentar adequar-se o mais possível à procura e de seguida devem ser escolhidas, as hipóteses que mais se adequem aos objetivos e metas traçadas [16].

Nesta dissertação foi escolhido o software HOMER Pro, desenvolvido pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), que permite fazer uma análise técnica e económica de microrredes. Permite a criação e simulação de microrredes, após a introdução de dados de entrada, tais como cargas, valores de produção e dados climatéricos. Possui uma vasta biblioteca de componentes de vários fabricantes, onde apresenta custos de aquisição, de operação, de manutenção e ainda de substituição. Na saída, apresenta vários resultados, otimizados em função do *net present cost* (NPC), que representa o custo presente líquido do sistema para o tempo de simulação desejado, tendo em conta todos os custos e proveitos do sistema, com uma taxa de desconto de 3% anual.

Para além das caraterísticas apresentadas, o HOMER possui várias hipóteses para controlar o despacho de energia, o que permite um melhor aproveitamento dos RED utilizados.

3.1 Controlador

O controlador é o componente do sistema que gere os recursos de modo a atingir os objetivos definidos pelo operador. As funções de um controlador estão definidas pela norma IEEE P2030.7 e consistem em [15]:

- funções para gerir recursos locais de geração e cargas;
- funções para controlo em modo de conexão com a rede, incluindo gestão de fluxos de energia e fornecimento de serviços auxiliares para o sistema de distribuição local;
- funções para controlo em modo isolado, incluindo gestão de geração local, armazenamento e cargas para otimizar o desempenho;
- capacidade para se conectar e desconectar da rede;
- funções locais adicionais, podem ser especificadas para circunstâncias específicas, como gestão de recursos renováveis, priorização de carga e suporte de fiabilidade de rede e funções de automação.

Existem alguns objetivos chave, como garantir que a geração é suficiente para satisfazer a procura e a alimentação contínua das cargas críticas durante o modo de funcionamento isolado. Os objetivos secundários podem ser a redução dos custos de operação, diminuição das emissões poluentes ou melhoria da fiabilidade do sistema [15].

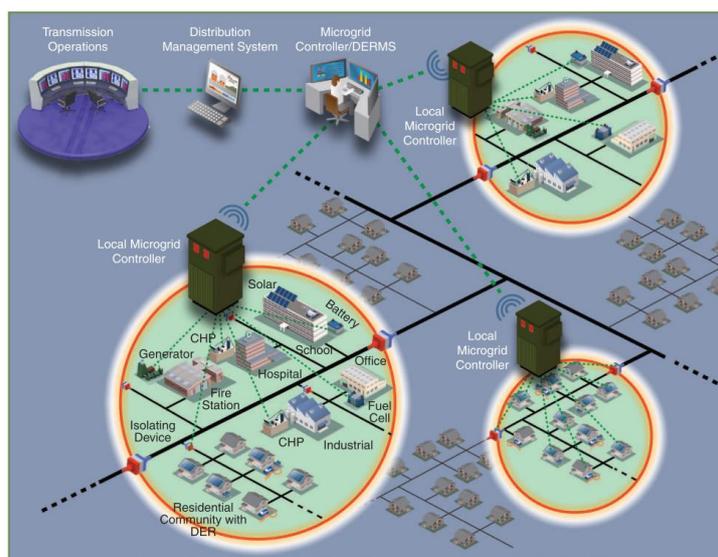


Figura 2 - Exemplo de microrredes integradas na rede principal.

Na Figura 2, é possível ver a interligação de várias microrredes controladas individualmente por controladores locais e simultaneamente, a um nível mais elevado, o controlo geral, responsável pelos fluxos de energia nas interligações das microrredes e da rede principal.

No HOMER, o controlador é apenas responsável pelo despacho de energia na microrrede e pode escolher-se um dos controladores previamente definidos no software ou utilizar um feito em ambiente MATLAB.

O primeiro controlador disponível no HOMER, é o Ciclo de Carga (*Cycle Charging*), que para cada intervalo de tempo da simulação coloca os geradores a funcionar o mais próximo possível do seu ponto de funcionamento nominal. Com este tipo de controlo, os geradores funcionam perto do seu rendimento máximo, logo os resultados obtidos são otimizados para as microrredes em que a geração renovável é pouco significativa.

Em alternativa, o Seguimento de Carga (*Load Following*) coloca os geradores a produzir apenas a energia suficiente para acompanhar a variação da procura. Este tipo de controlo torna-se mais eficiente para microrredes que tenham maior penetração de renováveis, uma vez que evita a utilização dos geradores a diesel para carregamento de baterias ou da carga deslocável. Este será o controlo que será utilizado por defeito para os casos de estudo, até porque não serão utilizados geradores a diesel nas simulações.

Nalguns casos pode ainda ser interessante a utilização do despacho combinado, que em cada intervalo de tempo, seleciona uma das duas estratégias anteriores e escolhe a que apresenta o menor custo.

A última opção sem que se recorra ao MATLAB, é a Ordem de Gerador (*Generator Order*), em que o utilizador define, em cada intervalo de tempo, a ordem pela qual os recursos de geração devem ser chamados. Este algoritmo tem a limitação de não considerar recursos de geração cujos valores de potência produzidos, sejam introduzidos pelo utilizador.

3.2 Carga

A carga é o componente do sistema que apenas consome energia e divide-se em três tipos: elétrica; térmica; e hidrogénio. É o componente do sistema que define o tipo de microrrede e é em função desta que é feito o dimensionamento da geração e do armazenamento. Não deve ser confundida com a procura, uma vez que a procura engloba também as perdas do sistema.

A carga elétrica é composta por todos os tipos de aplicações que consumam diretamente energia elétrica. Dentro desta, existe a carga primária, que deve sempre ser satisfeita antes de qualquer outra, a carga secundária e a carga deslocável. A prioridade pela qual as cargas deslocável e secundária são satisfeitas, está dependente do despacho considerado.

Na Figura 3, está representado um exemplo de um perfil de uma carga elétrica residencial, com pico de consumo definido para o inverno.

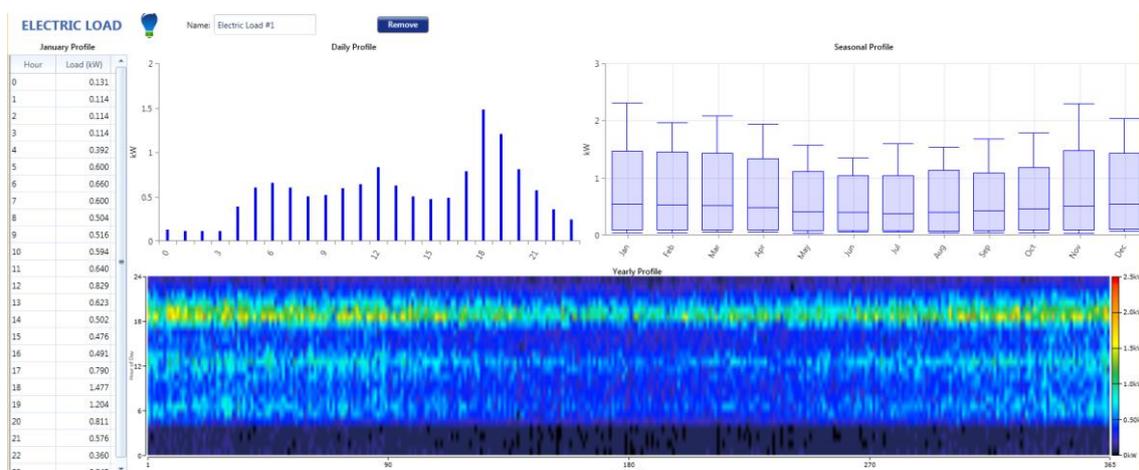


Figura 3 - Exemplo de perfil de carga elétrica.

A carga deslocável ou deferível, é composta por cargas elétricas que podem ter os seus consumos parcialmente controlados ou deslocados no tempo. No entanto, é necessário ter em conta que no HOMER, este tipo de carga apenas pode ser alocado. Na sua parametrização deve ser definida a capacidade a ser satisfeita, as potências mínima e máxima de funcionamento e os períodos em que deve ou não deve ser servida. Um exemplo comum é a bombagem de água nas barragens hidroelétricas, que pode ser feita em períodos em que a procura é escassa, de modo a recuperar água para a albufeira. Outros exemplos são os sistemas de aquecimento elétrico, de produção de frio, máquinas

de lavar e sistemas de ar condicionado [17]. Neste tipo de cargas, é possível diminuir ou até mesmo desligar temporariamente o seu consumo, durante períodos de maior procura ou maior custo de operação do sistema.

Em sistemas em que a análise é feita em tempo real, a comunicação bidirecional que existe numa microrrede, permite que exista uma resposta da parte da carga, para que esta se possa adequar a falhas de ligação, causadas por fenómenos naturais ou pelo homem, para que se mantenha um bom funcionamento da microrrede. Esta característica é usualmente definida como *demand response* [18].

Alguns sistemas, como os sistemas de climatização HVAC (*heating ventilation and air conditioning*), têm necessidade de produção local de calor. Juntamente com o aquecimento de águas sanitárias ou processos industriais, este tipo de aplicações representam a carga térmica de um sistema [19]. Os sistemas de produção de energia térmica caracterizam-se por terem boa eficiência, serem altamente controláveis e permitirem o armazenamento da energia térmica, sob a forma de água quente ou outro fluido com boas propriedades térmicas.

Em sistemas com grande necessidade de carga térmica, durante longos períodos de tempo, pode ser interessante a utilização da cogeração ou CHP (*Combined Heat and Power*). A cogeração utiliza o excesso de calor libertado pela máquina primária que alimenta o alternador, tornando parte do calor produzido pela combustão em energia útil, o que aumenta a rendimento do sistema [20].

No HOMER, as hipóteses para produção de calor são a utilização de uma caldeira, o aproveitamento do excesso de calor produzido por um gerador a diesel (cogeração) ou aquecimento resistivo. Este tipo de carga, tem prioridade inferior à carga elétrica e no caso do aproveitamento do excesso de eletricidade, o calor produzido pode ser armazenado para posterior utilização.

O último tipo de carga que se pode considerar, é a de hidrogénio. Esta carga tem como objetivo a produção de hidrogénio, a partir de um eletrolisador ou de um reformador. Estes dois componentes podem ser adicionados ao sistema, de forma a aproveitar o excesso de produção de energia elétrica para realizar a eletrólise da água. O hidrogénio produzido pode posteriormente ser utilizado como combustível. As principais aplicações do hidrogénio produzido são as células de combustível [21].

3.3 Geração não renovável

A geração dita não renovável, consiste nos geradores elétricos que utilizam um combustível fóssil como fonte de energia na sua máquina primária. A combustão é responsável por produzir a energia mecânica que faz rodar o rotor, mas ao mesmo tempo, vai produzir uma grande quantidade de calor e a emissão de gases poluentes. O excesso de calor pode posteriormente ser reaproveitada a partir de um sistema de cogeração, que permite aumentar o rendimento do sistema. O custo de operação é tanto mais elevado quanto maior for o preço do combustível e por isso, o mais utilizado em pequena geração é o gasóleo, pois para o preço por litro apresenta o maior poder calorífico e melhor rendimento para regimes de funcionamento contínuos.

Apesar dos problemas apresentados, estes geradores continuam a ser utilizados em todo o mundo devido à estabilidade e fiabilidade que trazem ao sistema. São altamente controláveis, permitem gerar valores estáveis e constantes de energia e nalguns casos permitem ainda acompanhar a curva de variação de carga com tempos de respostas muito reduzidos.

Por norma, a potência elétrica de saída varia de 10 kW até 1 MW e cada um tem uma curva de rendimento própria, que varia em função do regime de carga. Quanto maior for a potência nominal, maior é o seu tempo de arranque e maior é a sua inércia, o que aumenta o seu tempo de resposta para variações de carga. Uma vez que o HOMER, não permite análise de regimes transitórios, os tempos de arranque e de resposta a variações de carga não serão tidos em conta na análise do estudo de caso.



Figura 4 - Gerador diesel 27-36 kVA Perkins [22].

No exemplo da Figura 4, é apresentado um gerador a diesel fabricado pela Perkins. Este gerador possui uma flywheel mecânica integrada, para melhorar a estabilidade e capacidade de resposta do sistema, em caso de variações repentinas de carga.

Ainda dentro dos geradores de combustão, é importante referir que nalgumas aplicações se pode usar a biomassa como combustível, o que permite fazer um aproveitamento de um recurso que de outra forma seria desperdiçado. Este tipo de geradores é diferente dos restantes uma vez que faz uso de turbinas. A biomassa é constituída por resíduos vegetais, o que significa que a sua queima apenas liberta o carbono armazenado pelas plantas que o constituem. Assim, pode considerar-se que o seu impacto ambiental é nulo e que é um recurso renovável, devido à capacidade de regeneração da floresta. Tanto na sua queima direta como na queima após processamento, o poder calorífico é inferior ao dos combustíveis fósseis.

3.4 Células de combustível

São uma tecnologia limpa de conversão de energia e representam uma viável alternativa às tradicionais formas de geração elétrica. Têm uma grande densidade de potência, arranque rápido e rendimento que chega a atingir os 50% [23]. No entanto, apresenta elevados custos de investimento e operação, uma vez que exige um outro sistema para produção de hidrogénio e existem ainda alguns problemas relacionados com o armazenamento do hidrogénio, uma vez que é constituído por moléculas de tamanho muito reduzido (H_2).

As células consistem numa membrana de troca de protões de hidrogénio, onde se dá uma reação eletroquímica, que gera energia elétrica e energia térmica [24]. Quando ligada diretamente a uma carga, a potência de saída depende da reação interna da pilha e também da impedância da carga. De modo a manter o ponto ótimo de funcionamento, a célula deve manter uma temperatura constante no seu interior.

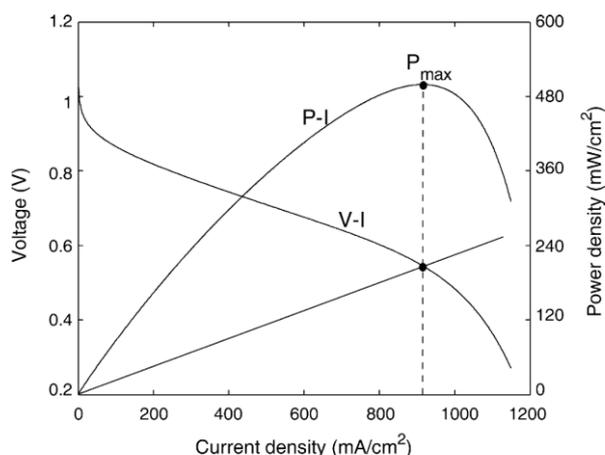


Figura 5 - Características de tensão/corrente e potência/corrente de uma célula de combustível [23].

Na figura acima é possível observar as curvas de tensão em função da corrente e da potência em função da corrente, numa célula de combustível genérica. O ponto de funcionamento para o qual ocorre a maior transferência de potência, ocorre quando as impedâncias da carga e da célula se igualam.

3.5 Geração fotovoltaica

A geração fotovoltaica consiste na utilização de painéis fotovoltaicos que captam a radiação solar e produzem à saída um valor de tensão e corrente contínuo. É um dos recursos energéticos mais importante da atualidade, por ser grátis, abundante, livre de poluição e estar disponível em todo o mundo. Lamentavelmente, os sistemas de geração fotovoltaica apresentam dois grandes problemas. A eficiência dos painéis é baixa, por norma inferior a 17%, em especial se funcionar com baixos níveis de radiação, e a quantidade de energia produzida varia com as condições atmosféricas (radiação e temperatura) [25].

Uma vez que a maior parte dos sistemas trabalham com corrente e tensão alternada, a ligação com a rede exige um conversor de potência DC-AC, que permita ajustar os níveis de tensão, corrente e frequência produzidos, aos valores da rede. este componente aumenta o preço de aquisição do sistema, introduz perdas adicionais e por norma apresenta menores tempos de vida útil do que os painéis.

Embora a radiação fotovoltaica esteja disponível durante o dia, os níveis de radiação solar variam durante o dia e a quantidade de radiação direta e difusa que chega aos painéis varia continuamente. Esta variação é ainda afetada pelas sombras imprevisíveis, projetadas por nuvens, árvores e outros objetos. Estas condicionantes tornam a geração solar intermitente e imprevisível o que pode criar instabilidade no sistema.

Na Figura 6, podemos ver que a variação da tensão e da potência de saída dos painéis, varia de forma não linear, para diferentes níveis de radiação. Assim, a orientação e inclinação dos painéis, deve ser ajustada de forma a que ajuste o mais possível, a curva de geração, às necessidades da procura.

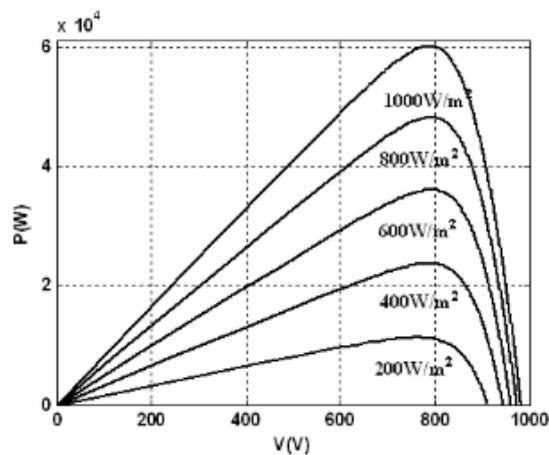


Figura 6 – Característica da variação da potência e tensão de saída de um painel fotovoltaico, para diferentes valores de radiação [25].

3.6 Geração eólica

A par com a geração solar, este pode ser considerado o recurso de energia sustentável mais importante da atualidade. O vento é uma fonte de energia limpa, renovável, grátis e está disponível em todo o planeta. No entanto a sua velocidade e direção podem sofrer grandes variações em curtos espaços de tempo, o que o torna altamente imprevisível.

Os geradores eólicos utilizam a energia mecânica do vento para assim produzirem uma tensão e corrente alternadas aos seus terminais. As turbinas podem ter eixo vertical ou horizontal. A potência de saída depende de fatores como a velocidade e turbulência do

vento, a forma e o tamanho das pás da turbina [26]. Os geradores mais utilizados neste tipo de geração, são as máquinas de indução de rotor bobinado, que têm sido amplamente utilizados tanto em parques eólicos ligados à rede, como em aplicações isoladas. Algumas turbinas têm a capacidade de ajustar o ângulo de inclinação das pás, para assim diminuir o impacto das variações bruscas do vento. Mesmo assim a geração pode ser considerada inconstante e intermitente, uma vez que não há geração quando não há vento, nem em caso de velocidade e turbulência excessiva [27].

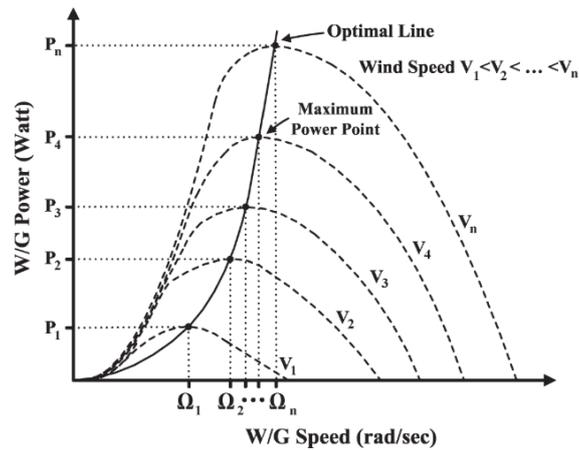


Figura 7 - Curva da Potência de saída de um gerador eólico em função da velocidade do vento [27].

A potência elétrica de saída varia proporcionalmente com o cubo da velocidade do vento. No entanto é necessário ter em conta os limites físicos do sistema. Para velocidades excessivas de vento, a vibração e as forças excessivas aplicadas no equipamento impedem que este funcione de forma correta e segura, pelo que é necessário um sistema de recolha das hélices para proteção do equipamento.

Para além das aplicações em terra, é também possível instalar as turbinas em plataformas marítimas. Como não existem obstáculos à passagem do vento, no mar, este torna-se mais constante e a turbulência diminui. Em contrapartida, os custos de instalação são mais elevados, devido à necessidade de melhores plataformas de apoio e também os custos de manutenção são acrescidos, devido à erosão marítima.

3.7 Armazenamento

A penetração de fontes renováveis, como a geração solar e a eólica, cria sérios problemas de operação fiável e satisfatória nos sistemas de energia, uma vez que a geração fica diretamente dependente da disponibilidade dos recursos naturais. Uma das soluções propostas para melhorar a fiabilidade e o desempenho dos sistemas é a integração de dispositivos de armazenamento de energia elétrica [28].

Este recurso do sistema permite armazenar excesso de energia para posterior utilização. Deste modo, o controlador do despacho de energia conta com um recurso que pode ser alimentado em períodos em que a geração supera a procura ou que o preço de compra à rede é reduzido e ao mesmo tempo, tem a possibilidade de rapidamente satisfazer a carga nos períodos em que a geração não é suficiente ou diminuir a compra de energia à rede, quando esta apresenta valores elevados de compra. A rápida resposta das tecnologias de armazenamento, permite fazer o acompanhamento da curva da procura, resolvendo o problema da intermitência da geração renovável.

A potência armazenada pode ter um papel fundamental para manter a alimentação constante da carga crítica, no modo de funcionamento isolado e em caso de avarias [29]. Com o controlo adequado, é ainda possível fazer uso deste recurso para aumentar os lucros do sistema, ao reduzir a geração a diesel ou outro tipo de geração com maior custo de operação e ao evitar a compra de energia à rede nos períodos em que esta é mais cara.

As tecnologias de armazenamento elétrico, podem variar entre baterias de lítio ou ácido, flyweels e supercondensadores. Nalguns sistemas pode também considerar-se como armazenamento, o hidrogénio e água bombeada para posterior produção [30]. Na Figura 8, é possível ver uma comparação entre os vários tipos de tecnologias de armazenamento. Os sistemas de bombagem de água são os que apresentam o maior investimento inicial, no entanto são também os que apresentam o maior tempo de vida útil e não estão dependentes de ciclos de utilização. Os sistemas de ar comprimido, juntamente com os sistemas de armazenamento de hidrogénio, apenas fazem sentido se houver possibilidade de aplicação no sistema, ou no caso do hidrogénio, a possibilidade de venda.

S. No	Energy storage technology	Lifetime	Cost in (\$/kW h)	Efficiency (%)	Short term power supply	Arbitrage and peak shaving	Unit commitment	Power quality improvement	Ancillary services
1	Pumped hydro storage (PHS)	30–50 years	500–1500	65–75	✓	✓	✓		✓
2	Compressed air energy storage (CAES)	40 years	100–350	71	✓	✓	✓		
3	Lead–acid battery	5–15 years	150–1300	75–90	✓	✓			
4	Nickel–cadmium battery (Ni–Cd)	> 3500 cycles	150–1300	90	✓	✓		✓	
5	Sodium–sulphur battery (NaS)	2000 cycles	450	85	✓	✓		✓	
6	Lithium–ion battery (Li–ion)	3500 cycles	150–1300	85	✓	✓		✓	
7	Vanadium redox flow battery (VRB)	15–20 years	150–1300	75–85	✓	✓		✓	
8	Zinc–bromine flow battery (ZBB)	20 years	150–500	75–85	✓	✓		✓	
9	Polysulphide bromide flow battery (PSB)	> 15 years	150–1300	75	✓	✓		✓	
10	Hydrogen–based energy storage system (HESS)	> 20 years	800–1200	42	✓	✓	✓		✓
11	Flywheel energy storage system (FESS)	> 20,000 cycles	380–2500	90	✓			✓	
12	Superconducting magnetic energy storage (SMES)	> 50,000 cycles	Very high	90	✓			✓	
13	Super capacitor energy storage system	> 5 times 10000–100000 cycles	250–350	75–95				✓	

Figura 8 - Comparação de diferentes formas de armazenamento [30].

Capítulo 4

Parametrização do caso inicial

Neste capítulo será feita a parametrização dos elementos que constituem a instalação atual do DEEC. Pretende-se simular este caso, para que possa servir de ponto de partida para os estudos de caso que se seguem e para que se possa perceber, até que ponto os valores simulados se podem afastar dos valores reais, registados no ano de 2017.

Antes de fazer a parametrização e as simulações, é necessário ter em conta que o software apresenta algumas limitações. Os algoritmos do HOMER têm como objetivo calcular o menor valor presente líquido em cada intervalo de tempo, o que pode não refletir no menor custo de operação total [30]. É necessário ter o cuidado de fornecer os períodos de carga e descarga obrigatórios do armazenamento, para garantir que o despacho os utiliza. Por último, as variações de frequência e tensão nos barramentos também não são contabilizadas.

4.1 Caso inicial - DEEC

O caso inicial trata-se da instalação atual do DEEC, como edifício de serviços ligado à rede elétrica nacional. Os recursos considerados são a carga, a rede e a geração fotovoltaica. A simulação deste caso tem apenas o intuito de usar os resultados obtidos para referência futura dos casos de estudo que se seguem.

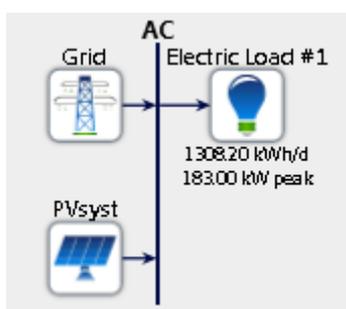


Figura 9 – Esquemático da instalação inicial do DEEC.

4.2 Carga

O DEEC é um edifício de serviços, como tal o maior consumo acontece durante os dias úteis, período normal do decorrer de aulas e do funcionamento de laboratórios e anfiteatros. São fornecidos 34350 valores de potência, ou seja, os valores de potência instantânea da procura em kW, em intervalos de 15 minutos, durante o ano de 2017. A partir desses valores obteve-se o perfil diário de carga (Figura 10), que se caracteriza pela ocorrência de dois picos de consumo durante o dia. O primeiro pico ocorre por volta das 11h e 30min e o segundo perto das 16h, altura em que a potência instantânea chega a ultrapassar a fasquia dos 150 kW. Por volta das 19h, o consumo começa a decrescer e mantém-se em valores aproximadamente constantes durante a noite. Durante os fins de semana, este perfil sofre algumas alterações, uma vez que a carga é bastante menor em comparação com os dias úteis, a potência instantânea máxima ronda os 75 kW, pelo que não se regista a ocorrência de grandes picos.

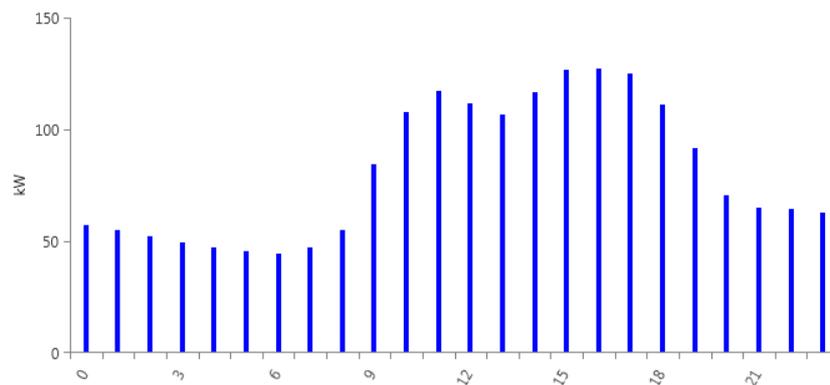


Figura 10 - Perfil diário de carga do DEEC.

Como seria de esperar numa instalação de estabelecimento de ensino, o período de maior consumo ocorre no período de inverno, durante os meses mais frios, isto é, janeiro e fevereiro. O aumento da carga deve-se na sua maioria à maior necessidade de aquecimento ambiente das salas e gabinetes, e também à maior necessidade de iluminação dos espaços interiores e exteriores do edifício.

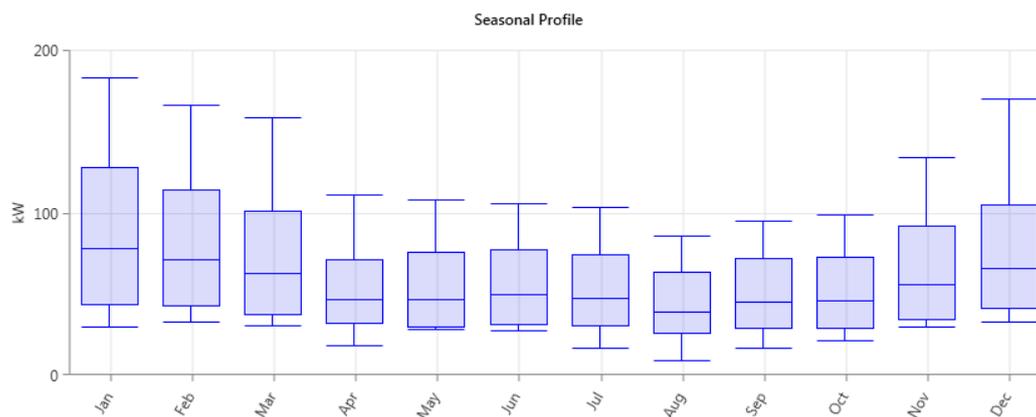


Figura 11 - Perfil sazonal da carga do DEEC.

Na imagem anterior (Figura 11), é possível observar a variação mensal da carga ao longo do ano. Em cada mês estão representados cinco valores distintos. Os valores máximo e mínimo de consumo, que foram fornecidos como dados de entrada. A média aritmética simples do consumo está representada ao centro e os restantes dois valores, representam o valor médio máximo diário e o valor médio mínimo diário.

4.3 Geração fotovoltaica

O Instituto de Sistemas e Robótica (ISR) realizou a instalação no DEEC de um sistema solar fotovoltaico para funcionar em regime de autoconsumo. A potência nominal da instalação é de 78.840 kW, sendo constituída por um total de 292 painéis com uma potência de 270 W cada [31].

A instalação foi dividida em 3 grupos com orientações diferentes, para que a curva de geração se ajustasse o máximo possível à da carga. O primeiro grupo, situado no 5º piso, tem uma potência nominal de 43.74 kW, está orientado a SSO (su-sudoeste) para maximizar a produção durante o período da tarde. O segundo grupo, também situado no 5º piso, com uma potência nominal de 14.58 kW, mas orientado a Sul, de modo a começar a produzir uma maior quantidade de energia perto do meio dia. Por último, o terceiro grupo instalado no 4º piso, com potência nominal de 20.52 kW, também se encontra orientado a Sul.

A Figura 12 permite uma melhor percepção da descrição feita acerca do posicionamento da instalação fotovoltaica.



Figura 12 - Posicionamento dos painéis fotovoltaicos.

Na corete técnica do piso T foram instalados três conversores de potência DC/AC, duas unidades de 25 kW e uma de 20 kW. Os conversores permitem converter os valores de tensão e corrente DC da saída dos painéis, para valores AC ajustados à instalação elétrica do departamento.

Os painéis fotovoltaicos utilizados foram os AXITEC 270AC-270P/156-60S, da fabricante alemã AXITEC e os inversores foram os da SMA Tripower, modelos STP 25000TL-30 e STP 20000TL-30.

Este investimento teve um custo de aquisição e implementação, que ronda os 90000 € (valores individuais não discriminados). A instalação ficou completa em março de 2017, no entanto os dados de produção estão disponíveis desde o dia 13 de fevereiro de 2017. De modo a ter dados de produção de um ano inteiro, os valores considerados para os dias anteriores a 13 de fevereiro de 2017 correspondem aos valores registados no mesmo período de 2018.

Uma vez que foram considerados os valores de potência produzida, foi necessário utilizar um módulo de produção fotovoltaica customizado, ao qual se atribui a designação de PVsyst. De acordo com o catálogo do fabricante, foi definido um tempo de vida útil de 25 anos para os painéis e 15 anos para os conversores [32][33]. Uma vez que se trata de um recurso previamente instalado, os custos de instalação foram considerados zero, assim como os de operação.

Todas as perdas de transmissão e conversão de energia que ocorrem entre os painéis e o barramento de saída foram considerados, uma vez que os valores de potência introduzidos, foram obtidos à saída dos conversores. Por este motivo foi considerada uma saída AC do componente PVsyst, para que o software não exigisse a presença de um conversor.

4.4 Rede

O DEEC encontra-se ligado à rede a partir de um posto de transformação de Média Tensão (MT). Embora o contrato seja de MT, os preços horários de compra de energia à rede são os mesmos que se encontram definidos na página da tarifa de Baixa Tensão Especial (BTE) [34].

A parametrização deste recurso consistiu basicamente na introdução do tarifário de compra e venda de energia do DEEC. O tarifário considerado é o de Baixa Tensão Especial (BTE) com variação horária de ciclo semanal[34]. Foram definidas as horas de super vazio, vazio normal, ponta e cheias, tendo em consideração as variações entre dias úteis e dias de fim de semana e as variações sazonais.

O período sazonal considerado divide o ano em Verão e Inverno, ambos com duração de 6 meses. O Verão tem início em abril, com duração até setembro e os restantes meses, de outubro a março, definem o período de Inverno.

Em cada período considerado, foi definido um preço de compra de energia à rede e um preço de venda de energia à rede. Os preços de compra de energia à rede estão disponibilizados na tabela 1.

Tabela 1 – Preços de compra de energia à rede.

	Período	Super Vazio (€)	Vazio Normal (€)	Ponta (€)	Cheia (€)
Energia Comercializador	-----	0,0447	0,0526	0,0669	0,0609
Energia Redes	I,IV	0,0217	0,0225	0,0473	0,0409
	II,III	0,0217	0,0225	0,0473	0,0409
Potência em Horas de Ponta	Diário	-----	-----	0,2263	-----
Total	I,IV	0,0664	0,0751	0,1759	0,1018
	II,III	0,0664	0,0751	0,2171	0,1018

Os períodos I a IV, indicam os trimestres do ano, sendo que II e III correspondem ao Verão e I e IV, correspondem ao Inverno.

Segundo o Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de outubro, no artigo 24º encontra-se definida a fórmula que calcula a remuneração da energia proveniente das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC). O valor da energia elétrica fornecida à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), pelo produtor abrangido pelo disposto no artigo, é calculado de acordo com a seguinte expressão [35]:

$$R_{UPAC, m} = E_{fornecida, m} * OMIE_m * 0.9$$

Sendo:

$R_{UPAC, m}$ - A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m , em €;

$E_{fornecida, m}$ - A energia fornecida no mês m , em kWh;

$OMIE_m$ - O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês m , em €/kWh;

m - O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

Com base na equação apresentada, apresenta-se a tabela 2 com os preços de fecho do OMIE para o ano de 2017 e os respetivos preços de remuneração por kWh.

Tabela 2 - Valores de OMIE de 2017 e preços de venda mensais para clientes em regime de autoconsumo.

<i>Mês</i>	<i>OMIE (€/kWh)</i>	<i>Remuneração (€/kWh)</i>
<i>Janeiro</i>	0.05363	0.04827
<i>Fevereiro</i>	0.05139	0.04625
<i>Março</i>	0.04395	0.03956
<i>Abril</i>	0.04418	0.03976
<i>Mai</i>	0.04712	0.04241
<i>Junho</i>	0.05022	0.04520
<i>Julho</i>	0.04860	0.04374
<i>Agosto</i>	0.04743	0.04269
<i>Setembro</i>	0.04916	0.04424
<i>Outubro</i>	0.05697	0.05127
<i>Novembro</i>	0.05936	0.05342
<i>Dezembro</i>	0.05949	0.05354

Foi ainda definido um valor de 528.57 g/kWh de emissões de CO₂ para a rede, com base nos relatórios anuais apresentados pela REN [36].

4.5 Valores de saída da simulação

Os resultados obtidos pela simulação são apresentados na forma de tabelas e gráficos. Antes da análise desses resultados é necessário identificar as equações que os definem e que têm como variáveis, os valores de entrada definidos pelo utilizador.

COE - *Cost of Energy* – Representa o custo total de 1 kWh [€].

NPC – *Net Present Cost* – Representa o custo líquido anual do sistema [€].

Operating Cost – Representa o custo anual de operação do sistema [€].

$$C_{operating} = C_{ann,tot} - C_{ann,cap}$$

$C_{ann,tot}$ = custo total anual [€/ano]

$C_{ann,cap}$ = custo total de capital anual [€/ano]

Estas equações permitem uma melhor compreensão e análise dos dados obtidos na simulação e facilitam o processo de otimização do sistema.

4.6 Resultados da simulação do caso inicial

Parametrizados os recursos existentes na instalação atual do DEEC fez-se a simulação do sistema.

Tabela 3 - Resultados da simulação inicial do DEEC.

COE (€)	NPC (€)	Custo Oper (€/ano)	Geração Ren (%)	Prod PVsyst (kWh/ano)	Compra (kWh)	Venda (kWh)
0.0846	524357	40561	18.9	90673	388580	1759

Pelo que se pode observar na Tabela 3, a quantidade de energia comprada à rede é muito maior do que a quantidade que se vende, o que indica que a maior parte da carga é satisfeita pela rede e não pela geração local.

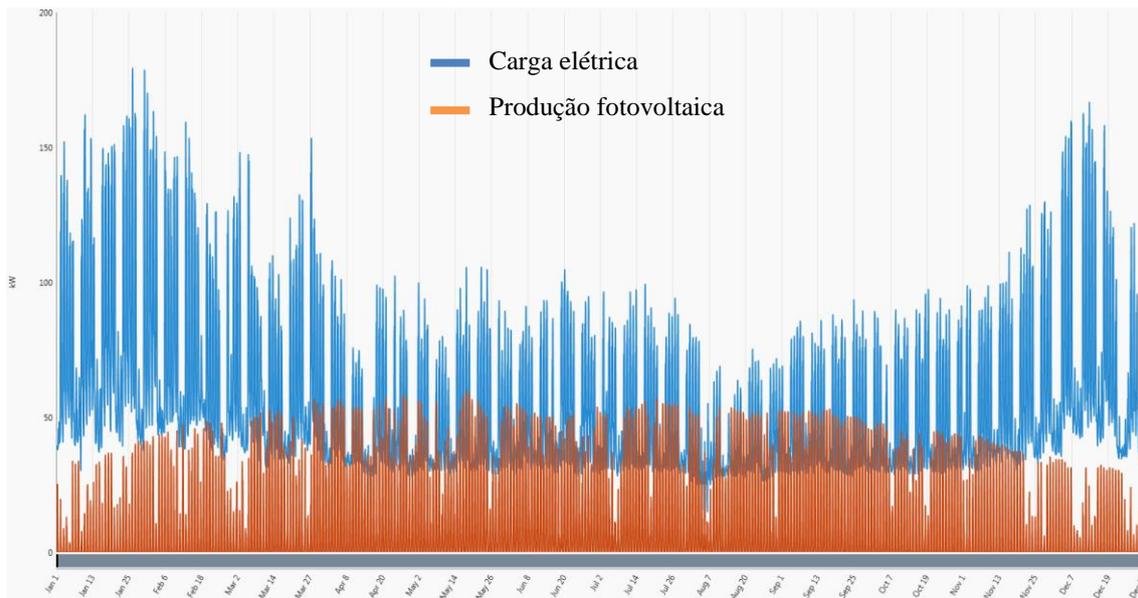


Figura 13 - Representação da carga do sistema (azul) e da geração fotovoltaica (laranja) durante o ano de 2017.

Na Figura 13, estão representados os valores da carga e da produção fotovoltaica do DEEC. Os valores de geração ficam claramente abaixo dos valores da procura, em especial durante o inverno e mesmo no verão, apenas superam a procura nos fins de semana em que a carga é reduzida.

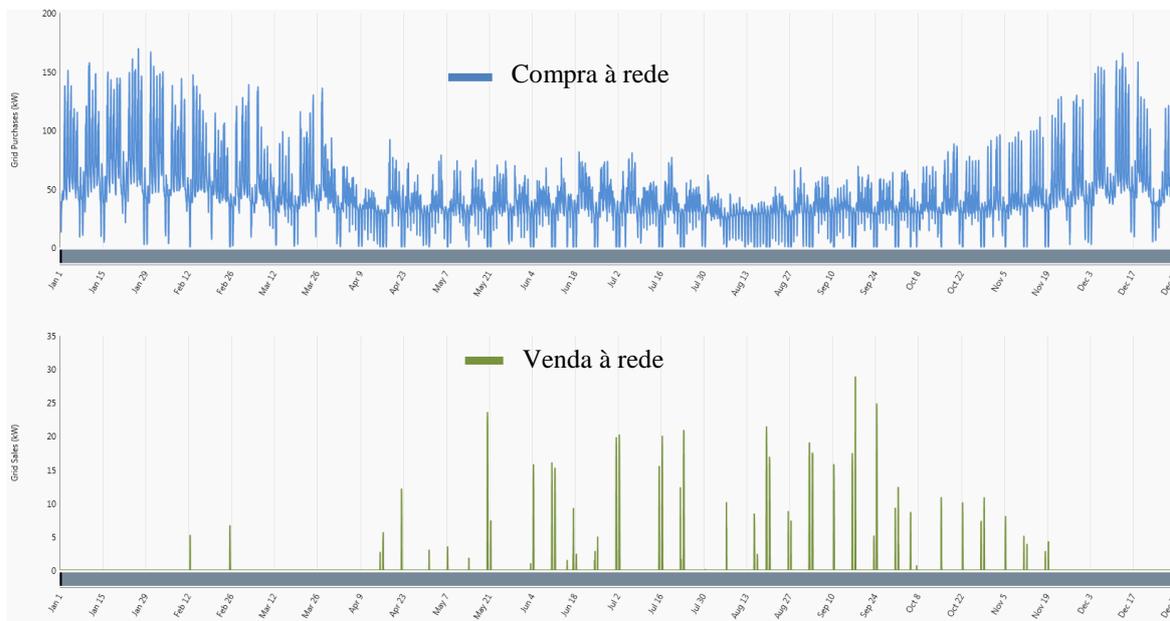


Figura 14 - Comparação do volume de compra de energia (azul), com o volume de venda (verde).

Na Figura 14 estão representados os valores de compra e venda de energia à rede ao longo do ano. Verifica-se que o excesso de energia que se vende à rede acontece maioritariamente nos meses de verão.

Uma vez que os valores desta simulação estão coincidentes com aquilo que se verificou em 2017 no departamento, pode-se afirmar que a simulação se encontra bem parametrizada.

É possível ver que a quantidade de energia produzida para autoconsumo representa uma pequena quantidade da carga total, o que indica que existe ainda muito espaço para a integração de mais RED no DEEC. No entanto, esse aumento deve ser feito sem que se aumente em demasia as vendas à rede, uma vez que a remuneração é sempre inferior ao preço de compra.

Por fim, é importante referir que o consumo do DEEC é responsável pela emissão de 245582 kg de CO₂ por ano, quando servido apenas pela rede. No entanto, a utilização dos painéis em regime de autoconsumo, permite reduzir esse valor para 205392 kg de CO₂ anuais.

Capítulo 5

Estudos de caso

Neste capítulo serão realizados os casos de estudo, que após sucessivos processos de dimensionamento e seleção de recursos, permitirão identificar os RED mais adequados para o DEEC em função da atratividade do seu investimento. Os RED serão escolhidos de forma a satisfazer a carga da maneira mais barata possível e de forma a que os investimentos se possam recuperar dentro do tempo de vida útil dos equipamentos. Os estudos de caso vão ter sempre como ponto de partida, o caso inicial parametrizado no capítulo 4, mas posteriormente também serão feitas simulações em que se estuda o impacto da adição de mais do que um RED em simultâneo. Deste modo, será possível realizar investimentos de forma faseada e será também possível perceber qual a melhor ordem para a introdução de novos RED no edifício.

5.1 Estudo de caso 1 – Aumento da Geração Local

Na instalação atual, cerca de 81% da carga é satisfeita pela rede, o que significa que a geração local é insuficiente durante a maior parte do tempo. Neste estudo de caso pretende-se aumentar a geração no departamento, em especial durante o dia, período onde se verificam os maiores consumos e os preços de compra de energia à rede são mais elevados.

5.1.1 Escolha do tipo de geração

Considerando os diferentes tipos de geração renovável, a fotovoltaica, a mini-hídrica e a eólica são as que se apresentam como soluções mais atrativas, uma vez que não apresentam custos de combustível, nem emissões poluentes. Se possível, seria

benéfico a instalação de mais do que um tipo de geração, para que se pudessem complementar as falhas de intermitência na produção.

Considerando a proximidade do departamento ao rio Mondego, poderia considerar-se a implementação de uma pequena turbina hídrica. No entanto, a inclinação que se verifica no leito do rio é muito pequena, para que qualquer tipologia considerada pudesse apresentar resultados viáveis.

O mesmo problema verifica-se para o aproveitamento do vento. Segundo dados de fabricantes como Montana, Alizé, Enercon e Vestas, a mínima velocidade média anual do vento que se deve registar para que seja possível produzir valores de energia aceitáveis, é de 5 m/s. Tanto a NASA, como o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), indicam que a velocidade média do vento para Coimbra é de 4 m/s. Como agravante, o DEEC encontra-se numa zona de encosta, que causa um efeito de ascendência e descendência nos ventos e o efeito de turbulência causado pela presença de outros edifícios também se faz sentir, uma vez que se situa numa zona suburbana.

Das tecnologias de GD existentes, a que mais se adequa à carga do edifício é claramente a fotovoltaica, devido à boa exposição solar do edifício. Adicionalmente, é uma tecnologia livre de custos de operação e manutenção e a curva de produção pode ser ajustada a partir da escolha adequada da orientação dos painéis. Em contrapartida, exige a instalação de mais unidades de conversão de energia, que têm tempos de vida útil inferiores aos dos painéis.

5.1.2 Dimensionamento da nova geração fotovoltaica

No que diz respeito às características físicas do edifício, a arquitetura do DEEC, possui diversas zonas de cobertura horizontal nas quais é possível instalar painéis fotovoltaicos. No entanto, nem toda a área de cobertura é útil para esse fim, uma vez que é necessário ter em conta o sombreamento causado por torres, palas e muros. Tendo em conta o sombreamento e a área já ocupada com outros equipamentos, sobra ainda uma área aproximada de 664 m². Esta área é constituída pelo topo das torres R, S, T e A, parte do piso 4 e o topo das torres correspondentes aos pisos inferiores do edifício.

Tendo em conta os resultados satisfatórios de geração pelos painéis da instalação inicial, decidiu-se que na nova instalação se iriam manter os mesmos modelos, ou seja, os AXITEC 270AC-270P/156-60S, com potência nominal de 270 W por painel. Considerando a área acima referida e todo o espaçamento entre fileiras de painéis, é possível realizar uma instalação constituída por um número máximo de 342 painéis, o que se traduz numa potência nominal de 92.34 kW. Para se chegar a este valor, considerou-se orientação a Sul, com inclinação dos painéis em relação à estrutura horizontal de apoio, de 26°, que é também o valor que maximiza a quantidade de energia produzida anualmente.

5.1.3 Simulação e análise de resultados

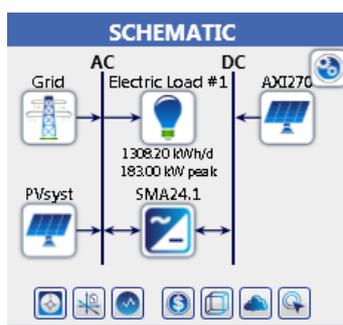


Figura 15 – Esquemático da instalação com o aumento da geração fotovoltaica.

A orientação a Sul é a que permite produzir a maior quantidade de energia ao longo do ano e permite satisfazer o máximo de carga durante o período da tarde, altura em que se verifica a maior ponta diária.

Tabela 4 – Resultados gerais do aumento da geração fotovoltaica.

Aumento Fotov (kW)	COE (€)	NPC (€)	Custo Oper (€/ano)	Prod AXI270 (kWh/ano)	Prod PVsyst (kWh/ano)	Compra (kWh)	Venda (kWh)
0	0.0846	524357	40561	0	90673	388580	1759
22.95	0.0762	476396	36851	34250	90673	359640	6384
46.17	0.0679	432845	33482	68903	90673	335093	15798
69.12	0.0602	394795	30539	103154	90673	315500	29769
92.34	0.0531	360193	27862	137807	90673	299460	47689

Na Tabela 4, a primeira coluna representa a potência nominal da nova instalação de geração fotovoltaica. Os valores variam do zero (caso inicial), até ao valor máximo de 92.34 kW. Os restantes valores representam 25%, 50% e 75% do valor máximo, e foram escolhidos para se poder visualizar o impacto do aumento da penetração fotovoltaica no edifício.

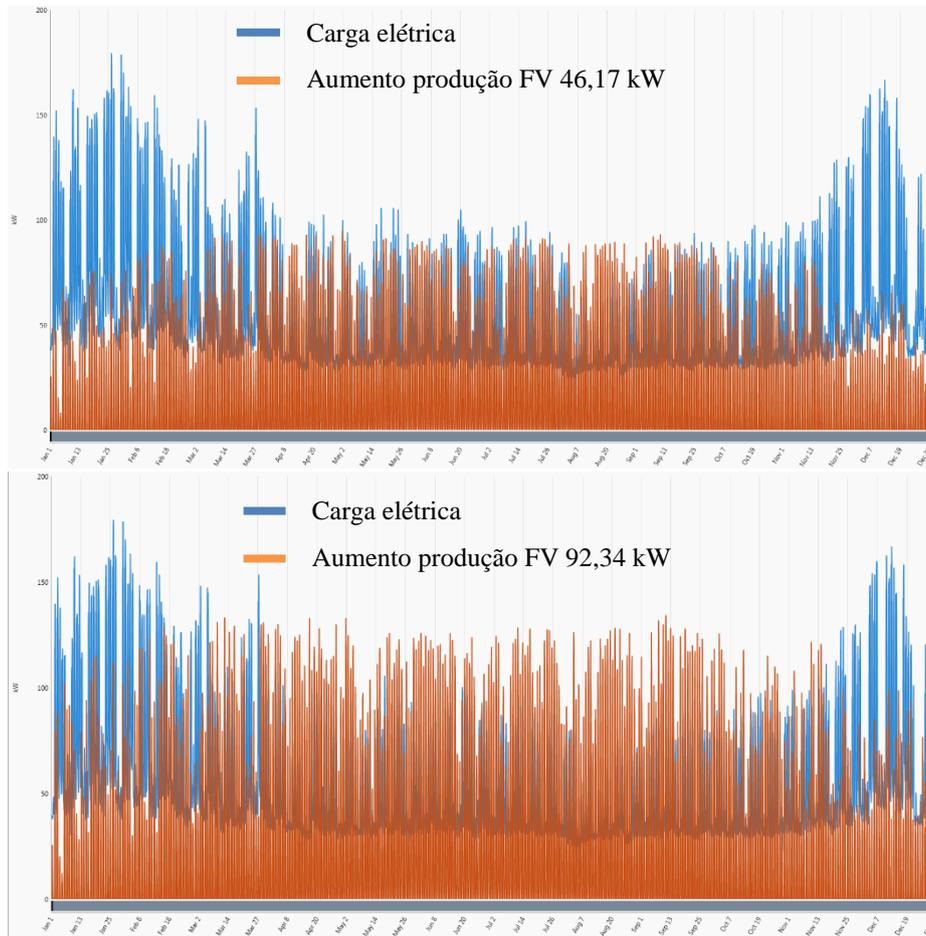


Figura 16 - Carga elétrica do departamento (azul) e aumento da geração fotovoltaica (laranja).

Na Figura 16 é possível ver a diferença de produção para dois resultados simulados, 46.17 kW e 92.34 kW. Observa-se que existe um grande aumento da geração, em especial nos meses de verão, mas é também observável um aumento significativo durante os meses de inverno.

Embora a produção seja usada para autoconsumo, é possível ver, na Figura 17, que o volume de vendas à rede também vai aumentando, com o aumento da penetração da geração, o que é importante, uma vez que no próximo caso de estudo se pretende instalar um banco de baterias que pode fazer uso do excesso de energia produzido.

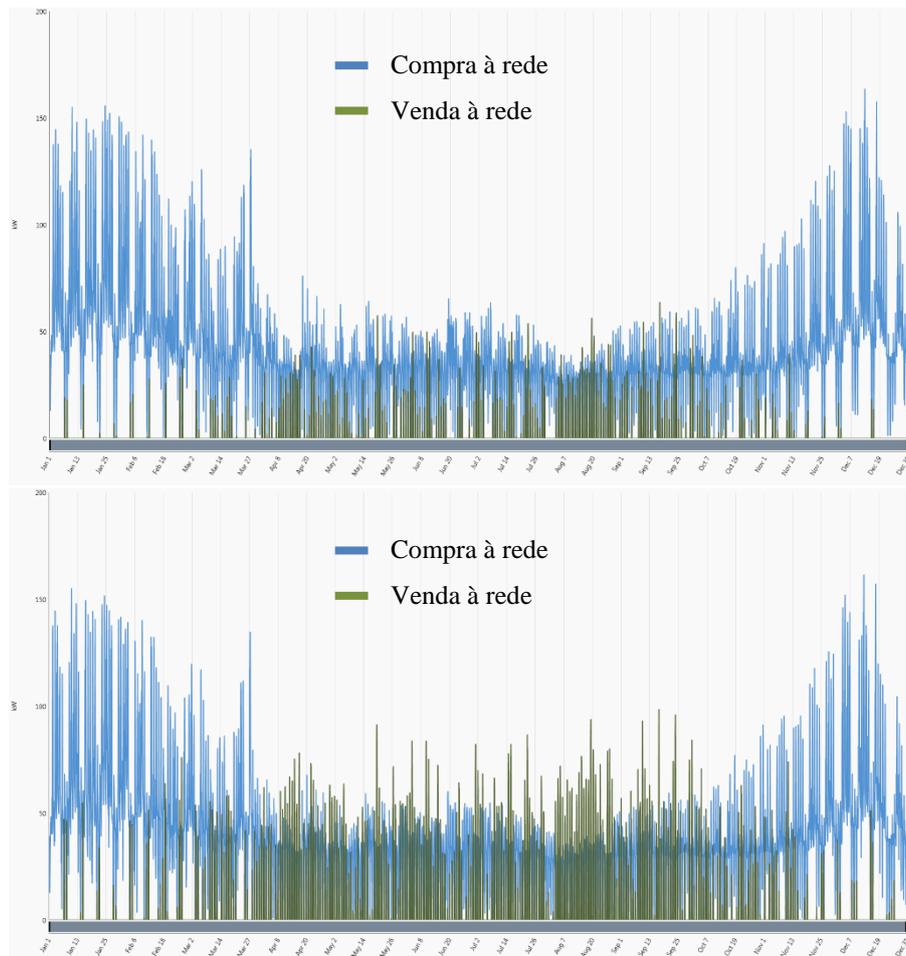


Figura 17 - Comparação do volume de compra de energia à rede (azul) e do volume de venda de energia à rede (verde), para dois aumentos de geração FV.

Usando como referência, o preço da instalação fotovoltaica existente no DEEC, pode considerar-se que o custo de instalação é de 1141€ por kW de potência nominal. Com base nos custos considerados e na poupança anual, o tempo de retorno é apresentado no gráfico da figura seguinte.

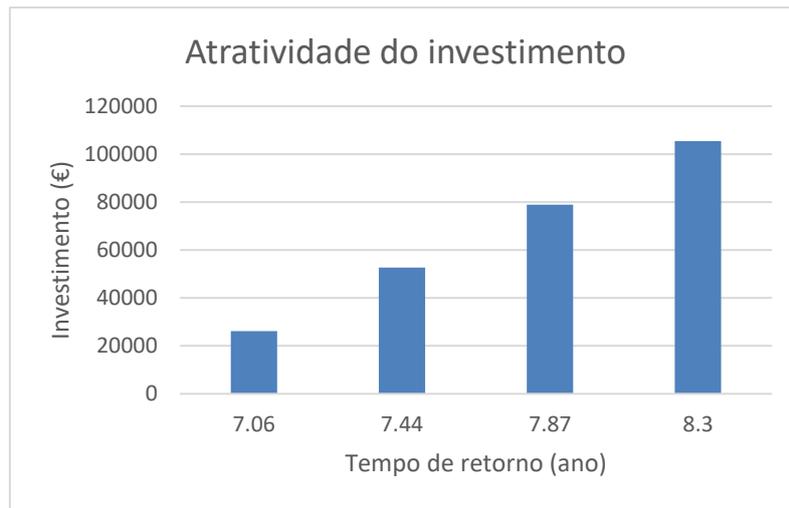


Figura 18 - Tempo de retorno do investimento em geração fotovoltaica.

Todos os tempos de retorno calculados estão dentro do tempo de vida útil dos painéis e até mesmo dos conversores de potência. Tal como esperado, o tempo de retorno aumenta com o aumento da potência instalada, uma vez que a poupança maior acontece quando se satisfaz a carga. O excesso de energia é vendido à rede, mas com preço inferior ao da compra em horas de cheia.

O facto de se aumentar o autoconsumo e as vendas à rede, são o fator que permite reduzir o npc, uma vez que, após se atingir o tempo de retorno do investimento, toda a poupança reverte a favor da diminuição deste custo do sistema.

Contrariamente ao tempo de retorno, as emissões associadas ao consumo do DEEC, são tanto menores quanto maior for a penetração da geração fotovoltaica. Para o caso em que se considera a potência máxima instalada, as emissões associadas ao DEEC seriam de 205397 kg de CO₂ anuais e considerando os 47689 kWh injetados na rede, evitar-se-ia a emissão de 25206 kg de CO₂.

5.2 Estudo de caso 2 – Armazenamento

A introdução de uma unidade de armazenamento de energia em sistemas com geração renovável, apresenta vários benefícios a nível da estabilidade e qualidade de energia. Adicionalmente, este tipo de recurso permite a maximização de lucros, ou no caso do DEEC, a redução da fatura energética ao permitir a redução de picos de consumo nas horas de ponta e cheia.

Quando se usa armazenamento com carregamento a partir da rede, a poupança vem da diferença entre os preços de compra e de venda da energia. Ou seja, a poupança por kWh será sempre inferior ao que se verificou no primeiro estudo de caso. Tendo em consideração esta premissa, torna-se crucial a escolha mais adequada da tecnologia de armazenamento, uma vez que estas tendem a apresentar elevados custos de aquisição e menores tempos de vida útil do que outros tipos de recursos.

5.2.1 Escolha e dimensionamento do armazenamento

Primeiramente é necessário escolher um tipo de armazenamento adequado à redução de picos de consumo e que seja possível de instalar no edifício. Por conseguinte excluem-se os supercondensadores, as *flywheels* mecânicas e o armazenamento a partir de bombagem de água. O armazenamento de ar comprimido não faz sentido, uma vez que o ar não teria utilização e o armazenamento de hidrogénio apenas faria sentido se existisse um grande excesso de energia para alimentar um eletrolisador. Assim, a escolha fica reduzida à utilização de baterias.

Segundo as características apresentadas na Figura 8 (capítulo 3), as baterias de chumbo ácido de baixa capacidade nominal, são as que melhor se adequam ao perfil desejado. Mesmo tendo em conta o seu menor rendimento e tempo de vida útil, são as que apresentam o menor custo por kWh e não necessitam de manutenção.

A instalação destas baterias exige um controlo adequado do seu estado de carga e a instalação de um conversor de potência. Deve sempre ser mantida uma capacidade mínima de 40%, para que o tempo de vida útil não seja deteriorado. Devido ao seu rendimento de 75%, ao facto de não poderem ser descarregadas abaixo da capacidade

mínima de operação e às perdas de energia no conversor, o dimensionamento do banco de baterias deve ser feito por excesso, uma vez que a capacidade que fica disponível para armazenamento é sempre inferior à capacidade nominal instalada.

No software, foi usado um modelo genérico de baterias de chumbo ácido, sem que fosse definido um fabricante ou modelo específico. Este tipo de armazenamento é o mais comum em sistemas de energia com penetração de energia renovável, pelo que as suas características são muito idênticas entre fabricantes.

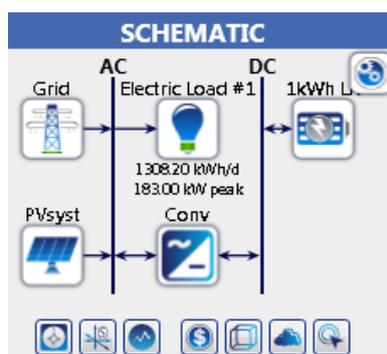


Figura 19 - Esquemático da instalação de um banco de baterias na instalação inicial.

No caso inicial verificou-se que o excesso de energia produzida representa uma quantidade muito baixa, 1759 kWh durante todo o ano, o que não justificaria por si só o investimento em armazenamento. Mas ao considerar a hipótese de compra de energia nas horas de super vazio, para posterior utilização nas horas de ponta e cheia, a poupança por kWh poderia chegar aos 11 centavos.

O algoritmo do HOMER calcula o menor preço possível para cada período da simulação. No caso de se pretender carregar as baterias a partir da rede, isto torna-se um problema, uma vez que existe um custo associado. Com vista a contornar este problema, foram definidos dois períodos de carga e descarga obrigatórios do banco de baterias.

Durante os meses de inverno, o HOMER compra energia à rede, entre as 2h e as 6h (horário de super vazio) para carregamento das baterias e procede à sua descarga, no período entre as 9h e as 11h (período de horas de ponta de inverno).

Nos meses de verão, a produção fotovoltaica atinge níveis de penetração suficientes para reduzir de forma significativa os picos de consumo durante a manhã (horas de ponta de verão), pelo que a utilização da mesma estratégia poderia originar vendas desnecessárias para a rede. De modo a contornar este problema, o período de

descarga obrigatório é definido para depois das 19h, período que ainda abrange as horas de cheia e a partir do qual deixa de haver geração fotovoltaica.

Fora destes períodos de obrigatoriedade, o software continua a fazer o despacho de energia normal e sempre que for compensatório, recorre à capacidade de armazenamento disponível.

5.2.2 Simulação e análise de resultados

Ao realizar a simulação, foi possível perceber que existe um impacto financeiro positivo no sistema, embora este não seja muito acentuado. A estratégia adotada permite reduzir os custos de compra de energia à rede e a poupança anual é tão maior, quanto maior for a capacidade de armazenamento instalada.

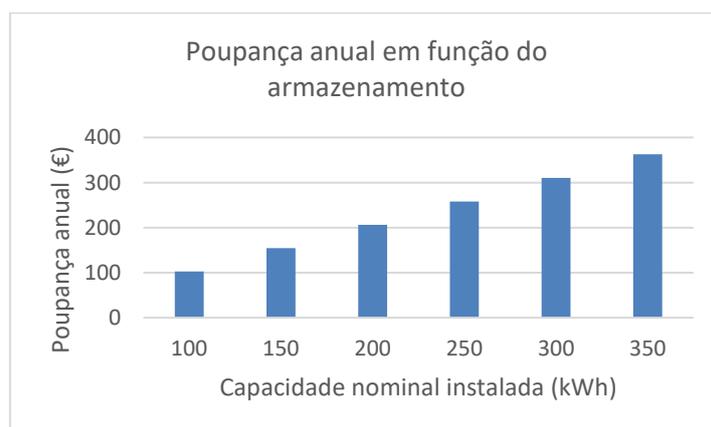


Figura 20 – Poupança anual em euros (€) em função da capacidade de armazenamento instalada, relativa ao caso inicial.

O gráfico da Figura 20 mostra os valores da poupança anual em euros (€), o que significa que se cobre o investimento anual em armazenamento. É possível observar que existe um crescimento da poupança anual em função da capacidade de armazenamento instalada, no entanto, foi definido um limite máximo, uma vez que acima dos 300 kWh o investimento anual começa a tornar-se demasiado elevado e é também necessário ter em conta o espaço que o banco de baterias iria ocupar no edifício. O valor mínimo simulado foi definido como 100 kWh, para que o sistema seja capaz de fornecer energia em horas de pico durante pelo menos uma hora.

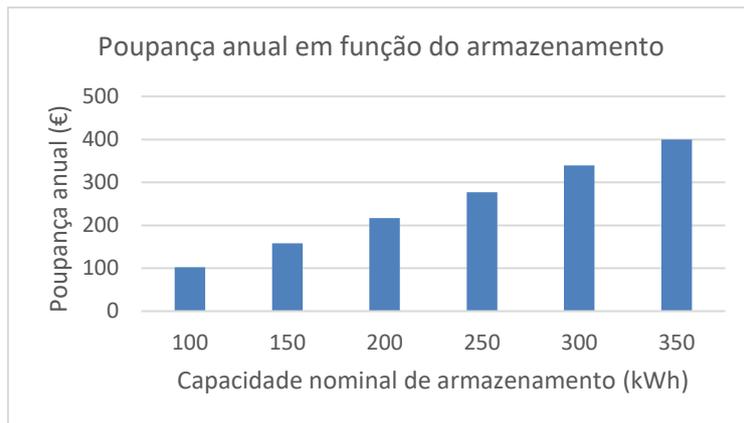


Figura 22 - Poupança anual em euros (€) em função da capacidade de armazenamento instalada, relativa ao 1º estudo de caso.

Estes resultados, confirmam que uma correta associação de RED pode ser vantajosa em detrimento da aposta num único tipo de recursos e que a sua correta gestão e integração são a chave para o bom funcionamento do sistema.

5.3 Estudo de caso 3 – Climatização do DEEC

Embora o DEEC seja um edifício construído com uma boa orientação solar e possua isolamento, nos meses de Inverno, a passividade energética do edifício não é suficiente para manter uma temperatura confortável para os seus utentes. Segundo dados fornecidos pelo departamento, regista-se nesse período, um aumento da carga elétrica, em que se estima que cerca de 80% desse aumento, se deve à utilização de pequenos aparelhos de aquecimento ambiente, tal como aquecedores a óleo e termo ventiladores.

A utilização deste tipo de equipamentos gera desigualdades a nível dos seus utentes e permite a ocorrência de situações de fraco aproveitamento ou uso negligente da energia consumida. De forma a evitar a desigualdade registada e as situações de má gestão da energia, este estudo de caso propõem-se a simular os custos da reativação do sistema de aquecimento central do DEEC, com controlo inserido na gestão dos restantes RED do edifício.

5.3.1 Antigo sistema de aquecimento central

Uma vez que se pretende remodelar uma instalação existente, é necessário ter um conhecimento prévio da instalação atual.

Embora se encontre desativado, o sistema de aquecimento central do DEEC existe e parte deste pode ainda ser reaproveitado. É composto por três circuitos fechados de circulação de água quente, que permitem a transmissão do calor produzido pelas caldeiras para as torres do edifício. Cada caldeira instalada tem potência nominal de 190 kW, funciona a gás natural e apresenta um rendimento na ordem dos 65%, pois não possuem sistema de condensação dos gases provenientes da combustão. A instalação do sistema, foi feita de modo a que cada caldeira seja responsável por um dos três circuitos de circulação. Deste modo, mesmo que a carga total não ultrapasse a potência de uma das caldeiras, seria necessário que mais do que uma entrasse em funcionamento, sempre que houvesse necessidade de aquecimento em mais do que uma torre, introduzindo-se perdas desnecessárias no sistema.

O circuito de circulação da água quente permite levar o calor produzido até aos termoventiladores instalados nas salas e gabinetes e são dois dos componentes que podem ser reaproveitados. No entanto, a utilização de água como fluido circulante, exige tratamento periódico de forma a manter o bom estado da tubagem.

Os altos custos de operação e de manutenção, levaram a administração a desativar o antigo sistema de aquecimento central. Os custos de reparação e reativação do sistema tal como este foi desenhado, seriam demasiado elevados, o que não faria sentido, tendo em conta que este se pode considerar obsoleto.

Após a exclusão da hipótese de reabilitação do antigo sistema de aquecimento central tal como foi desenhado, decidiu-se realizar algumas simulações em que se considerava a utilização de um novo sistema equivalente, mas mais moderno e com menores custos de operação.

5.3.2 Carga térmica

O primeiro passo para o dimensionamento do novo sistema de aquecimento central, é a identificação da carga térmica que este teria de satisfazer. Uma vez que não existe um estudo feito no departamento que permita perceber exatamente, as necessidades de aquecimento ambiente, considerou-se que 80% do aumento do consumo registado nos meses de inverno do ano de 2017, corresponde à energia gasta para aquecimento ambiente. Feita essa consideração, obteve-se o perfil de carga térmica de 2017, representado na Figura 22.

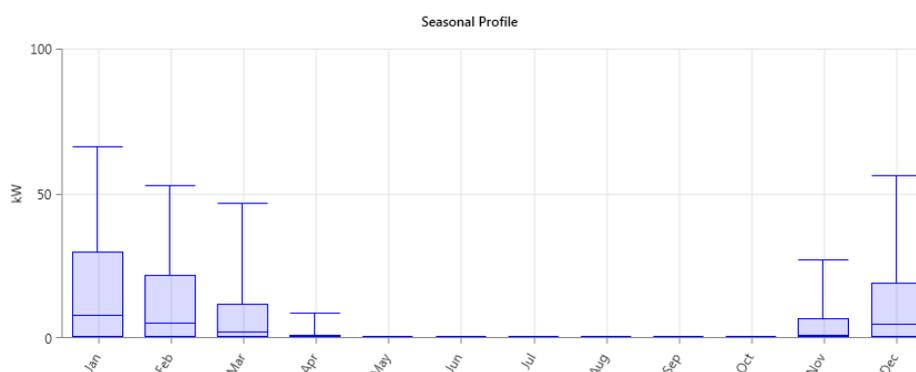


Figura 23 – Perfil de carga térmica no ano de 2017.

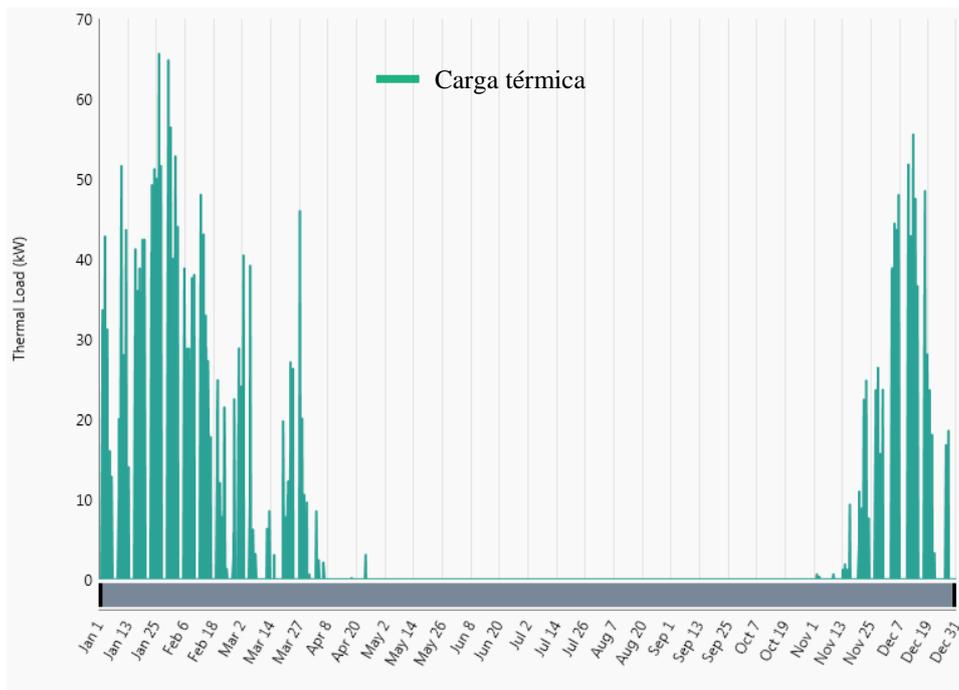


Figura 24 - Diagrama da carga térmica do sistema.

Na Figura 24, os valores representados correspondem à potência elétrica instantânea que foi consumida de forma a satisfazer os pequenos aquecedores elétricos do DEEC. no entanto, como se assumiu que o seu Coeficiente de Performance (CoP) é igual a 1, os valores da potência instantânea da carga térmica coincidem exatamente com os da carga elétrica. O pico máximo de potência registado é de 66.4 kW, no mês de janeiro, e o consumo total anual é de 14476 kWh. O dimensionamento da caldeira será feito, de forma a poder satisfazer a ponta máxima registada.

Este tipo de carga é dependente do clima, tanto em duração, como em intensidade. Em anos mais frios, pode surgir logo a partir do mês de outubro e prolongar-se até maio. Ainda de notar, que durante a noite (entre as 22h e as 8h), esta carga apresenta valores muito baixos ou nulos, uma vez que os utentes abandonam o edifício.

5.3.3 Carga elétrica

Ao fazer-se a desagregação dos tipos de carga, o diagrama elétrico sofre grandes alterações, em especial durante os dias de inverno, durante o horário de funcionamento normal das aulas, atenuando em grande parte as diferenças sazonais registadas inicialmente. A nova variação mensal e o novo diagrama anual de carga elétrica do DEEC

podem ser observados nas Figuras 24 e 25, respetivamente. Os meses de inverno deixam de apresentar picos de consumo superiores a 150 kW, e o valor de pico máximo registado passa a ser de 116 kW no mês de janeiro.

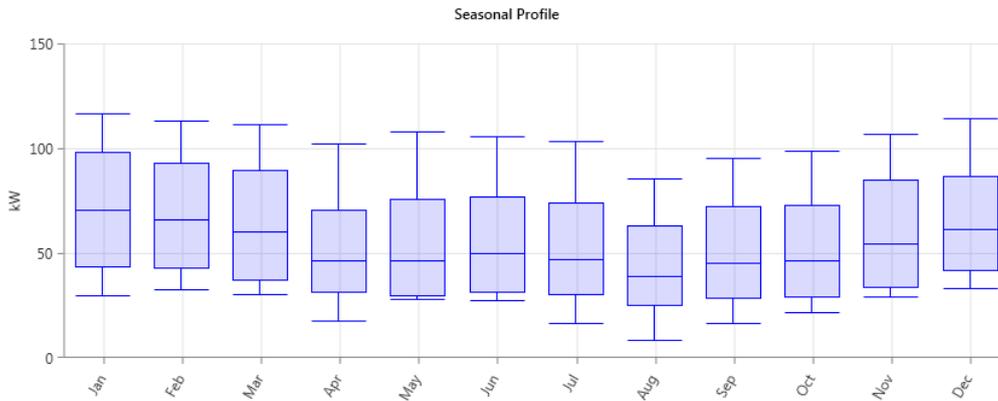


Figura 25 - Novo diagrama de carga elétrica do DEEC, com a desagregação da carga térmica.

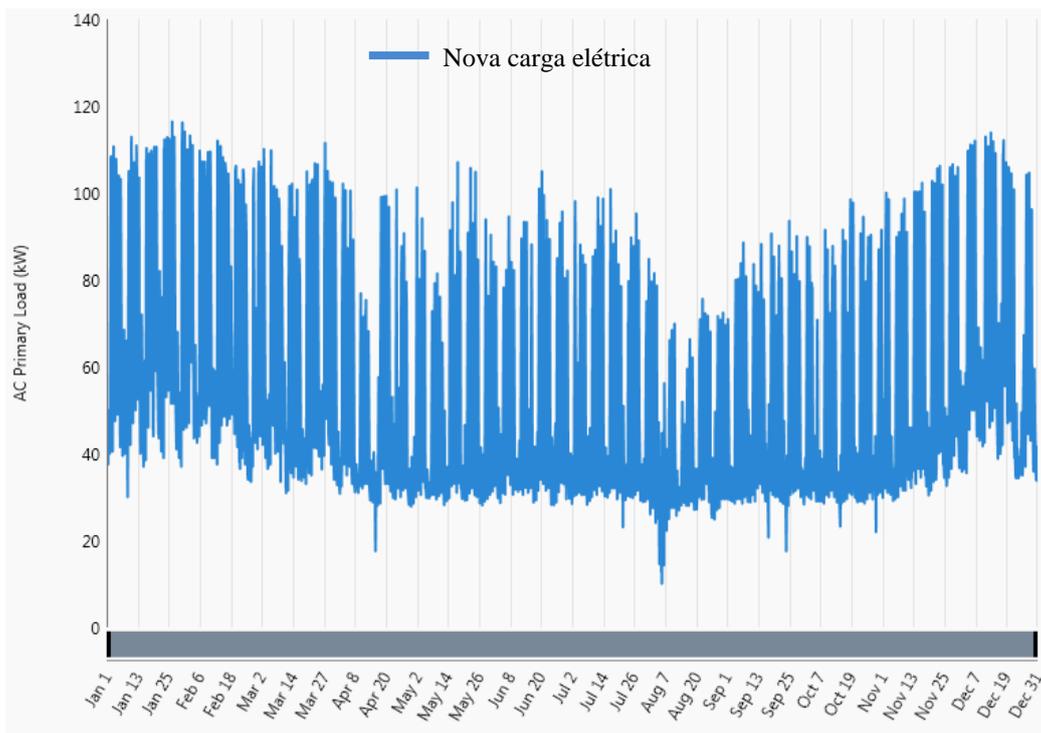


Figura 26 - Diagrama de carga elétrica após a separação da carga térmica.

A desagregação dos consumos, permite saber a quantidade de energia que se teria de consumir para climatização, logo, deve ser retirado aos custos do novo sistema de climatização, a poupança de energia elétrica que deixou de se comprar à rede.

5.3.4 Dimensionamento da caldeira

Para se satisfazer a carga térmica, considerou-se a utilização de novas caldeiras a gás natural com tecnologia de condensação de elevado rendimento, uma vez que as antigas se encontram desativadas há alguns anos e não se encontram prontas a entrar em funcionamento. A reparação poderia permitir a sua reativação, mas o custo seria elevado e o nível de rendimento seria ainda mais baixo do que os 65%, característicos das caldeiras com escape direto.

Embora a nova caldeira possua eficiência elevada, é necessário acrescentar as perdas do circuito de circulação. Para o efeito considerou-se serem de 20% segundo o estudo apresentado por I. Giurca [37]. Tendo em conta a ponta de 66.4 kW, apresentada no diagrama de carga térmica e um rendimento total de 80% para o circuito de circulação, a caldeira deve ser capaz de satisfazer uma ponta máxima de 83 kW.

Utilizando como dados de referência, o catálogo disponibilizado pela Vaillant [38], decidiu-se utilizar a caldeira de condensação ecoCRAFT exclusiv VKK1206/3 HL R1. Esta caldeira utiliza a tecnologia de condensação de gases emitidos pela combustão, o que permite obter um elevado rendimento de 92% para aquecimento central, possui potência nominal que varia de 21 a 113 kW, uma vez que possui um sistema de funcionamento em cascata, que permite manter o máximo rendimento para diferentes escalões de carga.

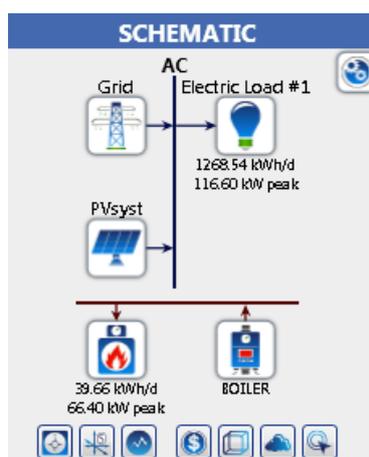


Figura 27 - Esquemático da instalação da caldeira com a carga térmica.

O custo de aquisição da caldeira é de 12179.46€, mas com a inclusão dos custos de instalação e adaptação, o preço poderia subir entre 15% a 20%.

5.3.5 Simulação e análise de resultados

Para a simulação foi utilizado o preço de gás natural da Galp, fornecido pela Lusitaniagás, a empresa concessionária para distribuição de gás natural na região centro [39]. Ao considerar-se o 4º escalão de consumo, o preço final do m³ de gás natural é de 0.62 €.

Tabela 5 - Tabela de resultados da simulação dos custos da carga térmica.

Quantidade energia térmica (kWh)	Custo Rede (€)	Consumo gás natural (m ³)	Custo gás natural (€)
14476	38840	2036	1262.35

Como se pode ver na Tabela 5, o consumo total de gás foi de 2036 m³, o que representou um custo anual de 1262.35 €. A rede apresentou uma despesa anual de 38840 €, o que significou uma poupança na fatura elétrica de 1721€.

Pode concluir-se que o preço a pagar pelo gás natural é compensatório em detrimento da utilização da eletricidade, independentemente da quantidade de carga que se pretende satisfazer. No entanto, a poupança obtida com a utilização do gás natural para aquecimento seria de apenas 1621 € se se considerasse um custo de manutenção de 100 € anuais e apenas para a quantidade carga térmica utilizada. Se a carga térmica aumentasse até cerca de 25000 kWh anuais, deixaria de se registar a poupança económica em relação ao caso inicial.

Tal como já foi referido anteriormente, a carga térmica considerada não representa todas as necessidades do edifício e a conclusão que se pode retirar da simulação deste estudo de caso, é que o sistema de aquecimento central a gás natural apresenta menores custos de operação em relação a um sistema equivalente elétrico.

Tabela 6 - Emissões de CO₂ do sistema com a queima local de gás natural.

Emissões rede (kg)	Emissões rede (kg/kWh)	Emissões caldeira (kg/ano)	Emissões caldeira (kg/kWh)
197787	0.52857	3952	0.273

Da análise da Tabela 6, é possível verificar que a compra de energia à rede representaria a emissão de 197787 kg anuais de CO₂ e a queima de gás natural por parte da caldeira, emitiria 3952 kg anuais. Ao comparar as emissões por kWh de energia, conclui-se que, embora a queima de gás natural não esteja livre de emissões poluentes, seria possível reduzir a quantidade de CO₂ pela qual o DEEC é responsável. Este dado vem comprovar uma das vantagens da geração local de energia.

A caldeira selecionada, para além de ser capaz de suportar a ponta verificada no diagrama, seria capaz de suportar um aumento de ponta máxima até 31%. Este aumento de carga é esperado, uma vez que se espera aumentar o número de salas e gabinetes a aquecer. Mais uma vez, é importante referir que este dimensionamento está a ser feito com base na análise do diagrama de carga elétrica do DEEC para o ano de 2017. Ao aumentar a carga térmica poder-se-ia considerar a instalação de outra caldeira, para funcionar em paralelo com a primeira. O facto de se ter duas ou mais caldeiras a funcionar em paralelo, poderia evitar a instalação de 570 kW como ocorreu no passado.

Capítulo 6

Conclusões e Propostas de Trabalho Futuro

No início da presente dissertação, foram definidos como objetivos, a integração de RED no DEEC para que este passasse a operar como uma microrrede de tipo institucional e adicionalmente se pudesse aproximar o edifício do conceito de NZEB.

Após a análise da instalação atual do departamento, decidiu-se realizar três estudos de caso que se propuseram a simular o aumento da geração fotovoltaica, a introdução de um banco de baterias e a remodelação do sistema de climatização.

Da análise dos estudos de caso, foi possível concluir que de todos os RED, o que apresenta melhores resultados para o DEEC, é a geração fotovoltaica. O único custo que é necessário ter conta é o de aquisição, a curva de geração coincide em grande parte com os períodos de maiores necessidades energéticas do DEEC e todo o excesso de energia produzido, permite ainda a venda à rede, ou a integração de baterias que permitem por sua vez, reduzir ainda mais a fatura energética.

A introdução do banco de baterias, embora apresente resultados interessantes e tempos de retorno do investimento, dentro do tempo de vida útil dos equipamentos, apresenta resultados pouco otimizados. As limitações do software a nível do controlo deste recurso, justificariam a criação de um novo algoritmo, ajustado às necessidades do sistema. A utilização do MATLAB para desenvolver o algoritmo poderia revelar-se interessante, na medida em que a opção do MATLAB Link se encontra disponível no HOMER, o que permitiria uma fácil comparação dos resultados simulados.

Relativamente ao último estudo de caso, o dimensionamento do sistema de aquecimento central apenas poderia ser feito de forma rigorosa, após um levantamento de toda a carga térmica do edifício. A simulação permitiu concluir que a utilização de um sistema com queima de gás natural poderia apresentar uma poupança para o aquecimento do DEEC, em detrimento da utilização de uma tecnologia que utilize energia elétrica. Outro dado interessante foi perceber que a introdução de emissão local de CO₂, poderia

reduzir o impacto das emissões globais do DEEC, uma vez que as emissões da rede representam ainda valores superiores por kWh.

A criação de um algoritmo de despacho adaptado às necessidades do DEEC seria o próximo passo a tomar, de forma a melhorar os resultados e as vantagens que a introdução dos RED trazem ao sistema como um todo. Podia eventualmente fazer-se também um estudo em que se alargaria o controlo local dos recursos a todo o Polo II e por último, a análise do sistema em termos de frequência e tensão, com a introdução dos novos RED.

Referências

- [1] M. Wolsink, “The research agenda on social acceptance of distributed generation in smart grids: Renewable as common pool resources,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 1, pp. 822–835, 2012.
- [2] A. Rojas and T. Rousan, “Microgrid control strategy: Derived from stakeholder requirements analysis,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, no. 4, pp. 72–79, 2017.
- [3] G. Joos, J. Reilly, W. Bower, and R. Neal, “The Need for Standardization: The Benefits to the Core Functions of the Microgrid Control System,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, no. 4, pp. 32–40, 2017.
- [4] M. Panwar, S. Suryanarayanan, and R. Hovsapian, “A multi-criteria decision analysis-based approach for dispatch of electric microgrids,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 88, pp. 99–107, 2017.
- [5] R. Ascenso, “O que vai mudar com os NZEB?,” *Tema Capa*, p. 5, 2012.
- [6] S. Sinha and S. S. Chandel, “Review of software tools for hybrid renewable energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, pp. 192–205, 2014.
- [7] B. U. Kansara and B. R. Parekh, “Modelling and simulation of distributed generation system using HOMER software,” *2011 Int. Conf. Recent Adv. Electr. Electron. Control Eng. IConRAEeCE'11 - Proc.*, pp. 328–332, 2011.
- [8] Y. Fan, V. Rimali, M. Tang, and C. Nayar, “Design and implementation of stand-alone smart grid employing renewable energy resources on Pulau Ubin Island of Singapore,” *cccc2012 Asia-Pacific Symp. Electromagn. Compat. APEMC 2012 - Proc.*, pp. 441–444, 2012.
- [9] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, “A feasibility study of a stand-alone hybrid solar-wind-battery system for a remote island,” *Appl. Energy*, vol. 121, pp. 149–158, 2014.
- [10] O. M. Longe, K. Ouahada, H. C. Ferreira, and S. Chinnappen, “Renewable Energy Sources Microgrid Design for Rural Area in South Africa,” *Innov. Smart Grid Technol. Conf.*, pp. 3–7, 2014.
- [11] W. Al-Saedi, S. W. Lachowicz, D. Habibi, and O. Bass, “Power flow control in grid-connected microgrid operation using Particle Swarm Optimization under variable load conditions,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 49, no. 1, pp. 76–85, 2013.
- [12] S. Liu, Z. Wu, X. Dou, B. Zhao, S. Zhao, and C. Sun, “Optimal configuration of hybrid solar-wind distributed generation capacity in a grid-connected microgrid,” *2013 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. ISGT 2013*, pp. 1–6, 2013.
- [13] O. Hafez and K. Bhattacharya, “Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids,” *Renew. Energy*, vol. 45, pp. 7–15, 2012.
- [14] P. O. Kriett and M. Salani, “Optimal control of a residential microgrid,” *Energy*, vol. 42, no. 1, pp. 321–330, 2012.
- [15] A. Maitra *et al.*, “Microgrid controllers: Expanding Their Role and Evaluating Their Performance,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, no. 4, pp. 41–49, 2017.

- [16] R. Rigo-Mariani, B. Sareni, and X. Roboam, "Integrated optimal design of a smart microgrid with storage," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 1762–1770, 2017.
- [17] A. Soares, Á. Gomes, and C. H. Antunes, "Categorization of residential electricity consumption as a basis for the assessment of the impacts of demand response actions," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 490–503, 2014.
- [18] Y. Agarwal, T. Weng, and R. K. Gupta, "Understanding the role of buildings in a smart microgrid," *2011 Des. Autom. Test Eur.*, pp. 1–6, 2011.
- [19] M. Tasdighi, H. Ghasemi, and A. Rahimi-Kian, "Residential Microgrid Scheduling Based on Smart Meters Data and Temperature Dependent Thermal Load Modeling," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. Early Acce, no. 1, pp. 1–9, 2013.
- [20] C. Marnay, G. Venkataramanan, M. Stadler, A. S. Siddiqui, R. Firestone, and B. Chandran, "Optimal technology selection and operation of commercial-building microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 975–982, 2008.
- [21] R. Lasseter *et al.*, "Consortium for Electric Reliability Technology Solutions White Paper on Integration of Distributed Energy Resources The CERTS MicroGrid Concept," *Program, Transm. Reliab. Syst. Energy Program, Integr. Interes. Public Comm. Calif. Energy*, no. April, pp. 1–29, 2002.
- [22] "electric-power-generation @ www.perkins.com." [Online]. Available: https://www.perkins.com/en_GB/products/new/perkins/electric-power-generation.html.
- [23] Z. dan Zhong, H. bo Huo, X. jian Zhu, G. yi Cao, and Y. Ren, "Adaptive maximum power point tracking control of fuel cell power plants," *J. Power Sources*, vol. 176, no. 1, pp. 259–269, 2008.
- [24] L. Zhang and J. Xiang, "The performance of a grid-tied microgrid with hydrogen storage and a hydrogen fuel cell stack," *Energy Convers. Manag.*, vol. 87, pp. 421–427, 2014.
- [25] S. Gomathy, S. Saravanan, and S. Thangavel, "1351517981_51a (2012) 11110-11114," pp. 11110–11114, 2012.
- [26] S. Adhikari, "Control of Solar Photovoltaic (P_v) Power Generation in Grid-Connected and Islanded Microgrids," 2013.
- [27] E. Koutroulis and K. Kalaitzakis, "Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 2, pp. 486–494, 2006.
- [28] K. C. Divya and J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems- An overview," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, 2009.
- [29] N. S. Wade, P. C. Taylor, P. D. Lang, and P. R. Jones, "Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid," *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 7180–7188, 2010.
- [30] A. H. Fathima and K. Palanisamy, "Optimization in microgrids with hybrid energy systems - A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 45, pp. 431–446, 2015.
- [31] U. L. Ecowatt - Equip. de Energias Renováveis, "Sistema PV de auto-consumo - ISR," 2016.
- [32] AXITEC, "AXIpower - 60 cell polycrystalline High performance solar module."

- [33] O. G. Peak, “Sunny Tripower Inverters,” *Wind Sun Powering Futur.*, no. Type II.
- [34] “HorariosBTE @ www.edpsu.pt.” .
- [35] O. T. E. Ministério Do Ambiente, “Decreto-Lei n.º 153/2014,” *Diário da República - I Série*, vol. N.º 202, pp. 5298–5311, 2014.
- [36] T. Data, “Dados Técnicos Dados.”
- [37] I. Giurca, “Calculation Of Heat Loss Through The Pipes Of The Interior Central Heating System,” *J. Appl. Eng. Sci.*, vol. 5, no. 2, pp. 29–36, 2015.
- [38] Vaillant, “TABELA DE PREÇOS - CALDEIRAS DE CONDENSAÇÃO,” 2017.
- [39] “Tarifario @ www.galpennergia.com.” [Online]. Available: <http://www.galpennergia.com/PT/ProdutosServicos/GasNatural/Mercado-Regulado/Tarifario/Paginas/Tarifario.aspx?tipoUtilizacao=1&empresa=2&>.