



Sharing · Solar · Storage · Sustainable · Smart



Joana Gil Domingos

Comunidade de Energia como gestora de uma Virtual Power Plant: agregação de produção dispersa e de flexibilidade de consumo

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

Setembro de 2017



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

**Comunidade de Energia como gestora de uma
Virtual Power Plant: agregação de produção
dispersa e de flexibilidade de consumo**

Joana Gil Domingos

Dissertação para obter o grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Doutor Humberto Manuel Matos Jorge

Júri

Presidente: Doutor António Manuel de Oliveira Gomes Martins

Orientador: Doutor Humberto Manuel Matos Jorge

Vogal: Doutora Rita Cristina Girão Coelho da Silva

Setembro de 2017

Agradecimentos

A todos os que me incentivaram e ajudaram ao longo da elaboração desta dissertação, familiares, amigos e professores, transmitindo-me força e motivação, demonstrando o seu apoio e oferecendo ajuda sempre que precisei.

O meu mais sincero,
Muito obrigada.

Resumo

Embora haja uma crescente aposta no desenvolvimento de soluções sustentáveis para o mercado de energia elétrica, existem ainda muitos entraves à sua adoção generalizada, nomeadamente, falta de confiança ou interesse por parte dos consumidores, evolução lenta das políticas regulatórias e falta de modelos de negócio adequados.

Esta dissertação tem como objetivo validar e demonstrar o conceito de Comunidade S, uma comunidade de energia gestora de uma *virtual power plant*, como proposto pelo projeto *NetEffiCity*. A comunidade referida apresenta-se como uma solução de gestão energética alternativa, que promove a sustentabilidade dos sistemas de energia através da agregação de ativos energéticos, estratégias de *demand response* e integração de fontes renováveis no mercado de eletricidade. Esta propõe-se a otimizar o aproveitamento de excedentes energéticos de unidades de produção fotovoltaica para autoconsumo, partilhando-os com os restantes consumidores da comunidade. Além disso, prevê minimizar os custos energéticos aos participantes, reduzindo o consumo nos momentos em que a energia é mais cara e deslocando cargas para períodos com excesso de produção da comunidade, mas também tornar os consumidores mais proativos, através de ferramentas de gestão de consumos e custos energéticos adequadas à categoria de cada utilizador.

O trabalho pretende apresentar resultados conclusivos sobre a viabilidade energética e económica da Comunidade S, baseando-se nos dados de monitorização de energia de dois projetos demonstradores implementados nos concelhos de Alfândega da Fé e de Penela. Assim, será possível concluir se este tipo de solução representa realmente uma forma sustentável de integrar na rede energia proveniente de fontes renováveis, aumentar a eficiência no consumo e diminuir as emissões de gases de efeito de estufa, ao mesmo tempo que contribui para a otimização da operação da rede elétrica.

Para o conteúdo do trabalho é importante, também, rever as políticas europeias que dizem respeito ao setor de energia elétrica, avaliando a sua evolução face às novas alternativas de gestão energética que vão surgindo.

Palavras chave:

Comunidade de energia, *virtual power plant*, *demand response*, regulamentação do setor elétrico, sustentabilidade energética, Comunidade S

Abstract

Although there's an increasing focus on the development of sustainable solutions for the electricity market, there are still many obstacles to its widespread adoption, particularly the lack of confidence or interest from consumers, the slow evolution of regulatory policies, and the lack of suitable business models.

This dissertation aims to demonstrate and validate the concept of Community S, an energy community managing a virtual power plant as proposed by the project NetEffiCity. The community presents itself as an alternative energy management solution, which promotes the sustainability of the network through the aggregation of energy assets, strategies of demand response and integration of renewable energy resources in the electricity market. Community S aims to optimize the use of energy surpluses from self-consumption solar photovoltaic power by sharing them with the rest of consumers within the community. In addition, it intends to minimize the participant's energy costs by reducing consumption at times when energy is most expensive and moving loads to periods with excess production within the Community, while at the same time making consumers more proactive by using tools appropriate to each user for consumption and energy cost management.

This work aims to present conclusive results on the energetic and economic feasibility of Community S, based upon data monitoring of two demonstration projects implemented in the municipalities of Alfândega da Fé and Penela. Thus, it will be possible to conclude whether this type of solution really is a sustainable way of obtaining cleaner network power, increased energy efficiency and reduced greenhouse gas emissions, while at the same time contributing to the optimization of the electrical network's operation.

For the development of this work it's also important to review the European policies regarding the electricity sector and evaluate their evolution regarding the new emerging alternatives for energy management.

Key words:

Energy community, virtual power plant, demand response, electrical sector regulations, energetic sustainability, Community S

Índice

1. Introdução	1
2. Estado da Arte.....	3
2.1. O papel das virtual power plants na rede de energia elétrica	3
2.2. O conceito de demand response	6
2.3. Evolução da regulamentação no setor de energia elétrica.....	9
2.4. Regulamentação do consumidor-produtor em Portugal	13
3. Caracterização do projeto NetEffiCity.....	17
3.1. Enquadramento do projeto.....	17
3.2. Caracterização dos edifícios públicos seleccionados	21
3.2.1. Edifícios de Alfândega da Fé.....	24
3.2.2. Edifícios de Penela.....	28
3.3. Caracterização das residências seleccionadas	33
4. Análise e discussão de resultados	39
4.1. Análise e discussão dos dados de monitorização de energia.....	39
4.1.1. Edifícios públicos.....	40
4.1.2. Residências	49
4.1.3. Comunidade S.....	49
4.2. Análise e discussão de benefícios económicos.....	54
4.2.1. Ponto de vista do comercializador	54
4.2.2. Ponto de vista do consumidor	56
5. Conclusão.....	57
Referências bibliográficas	61
Anexo A – Inquérito de caracterização energética das residências	63

Anexo B - Método de introdução de modelos tarifários na plataforma de gestão de consumos e custos energéticos	66
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

Lista de Figuras

Figura 2.1. Estrutura de custos dos contratos de fornecimento de energia elétrica	13
Figura 3.1. Mapas da distribuição dos participantes do piloto de Alfândega da Fé.....	20
Figura 3.2. Mapas da distribuição dos participantes do piloto de Penela	21
Figura 3.3. Consumos anuais de Energia Ativa por período horário	22
Figura 3.4. Custos anuais de Energia Ativa e Potência Contratada por período horário	23
Figura 3.5. Consumos e Custos anuais dos Edifícios BTN e BTE de Alfândega da Fé e de Penela	24
Figura 3.6. Consumos mensais de Energia Ativa por período horário do Paços do Concelho de Alfândega da Fé	26
Figura 3.7. Custos mensais de Potência Contratada e de Energia Ativa por período horário do Paços do Concelho de Alfândega da Fé	26
Figura 3.8. Consumos mensais de Energia Ativa por período horário da Casa da Cultura de Alfândega da Fé	27
Figura 3.9. Custos mensais de Potência Contratada e de Energia Ativa por período horário da Casa da Cultura de Alfândega da Fé	27
Figura 3.10. Consumos mensais de Energia Ativa por período horário do Parque Logístico de Penela	29
Figura 3.11. Custos mensais de Potência Contratada e de Energia Ativa por período horário do Parque Logístico de Penela	30
Figura 3.12. Consumos mensais de Energia Ativa por período horário do Centro Escolar do Espinhal.....	31
Figura 3.13. Custos mensais de Potência Contratada e de Energia Ativa por período horário do Centro Escolar do Espinhal	31
Figura 3.14. Consumos mensais de Energia Ativa por período horário da Biblioteca e Auditório Municipais de Penela	32
Figura 3.15. Custos mensais de Potência Contratada e de Energia Ativa por período horário da Biblioteca e Auditório Municipais de Penela.....	32
Figura 3.16. Respostas à questão 1 “Selecione os equipamentos que tiver na cozinha da residência”	34

Figura 3.17. Respostas à questão 2 "Caso tenha forno elétrico na residência, indique o número médio de utilizações por semana"	34
Figura 3.18. Respostas à questão 3 "Para os equipamentos que selecionou na questão 1, indique quais as ocasiões de uso frequente"	34
Figura 3.19. Respostas à questão 4 "Selecione as máquinas que tiver na residência"	35
Figura 3.20. Respostas à questão 5 "Para as máquinas que selecionou na questão anterior, indique o número médio de utilizações por semana"	35
Figura 3.21. Respostas à questão 6 "Selecione o sistema de aquecimento de águas da residência"	35
Figura 3.22. Respostas à questão 7 "Selecione o/s sistema/s de aquecimento central da residência"	36
Figura 3.23. Respostas à questão 8 "Indique se tem sistema de climatização com bomba de calor (ar condicionado) na residência"	36
Figura 3.24. Respostas à questão 9 "Selecione outros equipamentos de aquecimento elétrico que use regularmente na residência durante o inverno"	36
Figura 3.25. Respostas à questão 10 "Quantos menores de idade habitam a residência?"	37
Figura 3.26. Respostas à questão 11 "Quantos adultos habitam a residência?"	37
Figura 3.27. Respostas à questão 12 "Quais são as habilitações literárias dos membros adultos do agregado familiar?"	37
Figura 4.1. Diagrama de produção média semanal do Mercado Municipal de Alfândega da Fé .	41
Figura 4.2. Diagrama de carga média semanal do Mercado Municipal de Alfândega da Fé	41
Figura 4.3. Média e gama de variação do consumo diário do Mercado Municipal de Alfândega da Fé.....	41
Figura 4.4. Consumos desagregados do Mercado Municipal de Alfândega da Fé.....	42
Figura 4.5. Energia diária média injetada na rede pelo Mercado Municipal de Alfândega da Fé	42
Figura 4.6. Diagrama de produção média semanal da Biblioteca Municipal de Alfândega da Fé	43
Figura 4.7. Diagrama de carga média semanal da Biblioteca Municipal de Alfândega da Fé	43
Figura 4.8. Média e gama de variação do consumo diário da Biblioteca Municipal de Alfândega da Fé.....	43
Figura 4.9. Consumos desagregados da Biblioteca Municipal de Alfândega da Fé.....	44
Figura 4.10. Energia diária média injetada na rede pela Biblioteca Municipal de Alfândega da Fé	44
Figura 4.11. Diagrama de carga média semanal do Paços do Concelho de Alfândega da Fé	45
Figura 4.12. Consumos desagregados do Paços do Concelho de Alfândega da Fé	45

Figura 4.13. Diagrama de produção média semanal da Casa da Cultura de Alfândega da Fé.....	45
Figura 4.14. Diagrama de carga média semanal da Casa da Cultura de Alfândega da Fé.....	46
Figura 4.15. Média e gama de variação do consumo diário da Casa da Cultura de Alfândega da Fé	46
Figura 4.16. Consumos desagregados da Casa da Cultura de Alfândega da Fé	47
Figura 4.17. Energia diária média injetada na rede pela Casa da Cultura de Alfândega da Fé	47
Figura 4.18. Diagrama de produção média semanal do Campo de Futebol de Alfândega da Fé .	47
Figura 4.19. . Diagramas médios semanais do agregado: de produção total e de produção injetada na rede	48
Figura 4.20. Diagramas médios semanais do agregado: de carga total e de carga alimentada pela rede	48
Figura 4.21. Diagrama médio de carga semanal do agregado de 38 residências	49
Figura 4.22. Consumo semanal da comunidade alimentado pela rede	50
Figura 4.23. Produção semanal da comunidade injetada na rede.....	50
Figura 4.24. Comparação do consumo semanal do agregado visto da rede.....	52
Figura 4.25. Comparação da produção semanal do agregado vista da rede.....	52

Lista de Tabelas

Tabela 2.1. Tipos de programas de DR.....	7
Tabela 2.2. Características de comparação entre a UPAC e a UPP.....	14
Tabela 2.3. Percentagem a aplicar sobre a tarifa de referência consoante a fonte da energia produzida.....	16
Tabela 3.1. Potências de pico instaladas nas unidades de produção de Alfândega da Fé.....	22
Tabela 3.2. Consumos anuais de energia ativa por período horário, potência contratada e fator de utilização da potência contratada	22
Tabela 3.3 Custos anuais de Energia Ativa e Potência Contratada por período horário.....	23
Tabela 4.1. Médias semanais da produção, consumo, energia injetada na rede e energia fornecida em kWh	48
Tabela 4.2. Quadro resumo da Comunidade S.....	51
Tabela 4.3. Quadro resumo das poupanças económicas do comercializador	55
Tabela 5.1. Análise SWOT da Comunidade S do ponto de vista do produtor-comercializador...	59
Tabela 1-AnexoB. Tarifários de energia eléctrica dos edifícios de Alfândega da Fé e de Penela .	66
Tabela 2-AnexoB. Tarifário de energia eléctrica escolhido para exemplo.....	66

Lista de Siglas

ADR	<i>Automated demand response</i> - gestão ativa da procura automatizada
CIEG	Custos de interesse económico geral
CUR	Comercializador de último recurso
CVPP	<i>Comercial virtual power plant</i> - entidade comercial da central elétrica virtual
DGEG	Direção geral de energia e geologia
DR	<i>Demand response</i> - gestão ativa da procura
EMS	<i>Energy management system</i> – sistema de gestão energética
ERSE	Entidade reguladora dos serviços energéticos
FER	Fontes de energia renováveis
ISEP	Instituto Superior de Engenharia do Porto
LMS	<i>Local management system</i> - sistema de gestão energética local
OMIE	Operador do mercado ibérico de energia
SEN	Sistema elétrico nacional
SERUP	Sistema eletrónico de registo de unidades de produção
TVPP	<i>Technical virtual power plant</i> - entidade técnica da central elétrica virtual
VPP	<i>Virtual power plant</i> - central elétrica virtual
VPS	<i>Virtual Power Solutions, S.A.</i>

1. Introdução

Num mundo onde a procura pela sustentabilidade é cada vez mais uma prioridade, o setor de energia elétrica enfrenta uma profunda transformação. Anteriormente, a rede elétrica dispunha de uma estrutura simples, com a energia a fluir desde as grandes centrais de produção até aos seus consumidores. O equilíbrio entre produção e procura era relativamente fácil de atingir, uma vez que as fontes de energia exploradas eram maioritariamente baseadas em combustíveis fósseis, facilitando a adaptação da produção às necessidades de consumo. Hoje em dia, verifica-se progressivamente a inversão deste paradigma. Em vez de poucas centrais de produção despachável de grande capacidade, existem agora muitas unidades descentralizadas de geração de fonte renovável com menor dimensão. Os consumidores finais passaram a ter um papel duplo, simultaneamente produtores e consumidores, podendo produzir para autoconsumo ou para venda integral da energia produzida à rede. Esta mudança foi impulsionada pelas diretivas europeias, no sentido de reduzir as emissões dos gases de efeito de estufa e de ter consumidores e produtores mais proativos, mas também pela redução do custo das tecnologias de produção a partir de fontes de energia renováveis (FER). Neste âmbito, o aparecimento de fluxos de energia bidirecionais e imprevisíveis, provocados pelos pequenos produtores, revelou-se um grande entrave à gestão dos operadores da rede, resultando num aumento dos custos de operação. Alguns países proibem até a integração das FER na rede elétrica, por representarem um risco demasiado grande para o seu funcionamento normal. Deste modo, surgiu a necessidade de novas soluções que façam a gestão da procura de modo a ir ao encontro das necessidades da rede. Essas soluções passam pela implementação de redes inteligentes, que garantam maior eficiência, segurança, flexibilidade e capacidade de adaptação do sistema, enquanto minimizam os seus custos. É fundamental, também, que promovam o envolvimento do consumidor, de modo a otimizar a gestão da procura, e que proponham modelos de negócio apelativos, que garantam a sustentabilidade do sistema e a distribuição de valor pelos seus intervenientes.

As recentes políticas ambientais promovem a utilização de tecnologias FER, o aumento da eficiência no consumo e a diminuição das emissões de carbono. Assim, aliando essas políticas à necessidade de uma solução de gestão energética sustentável, proporciona-se o aparecimento de um novo conceito no mercado, as *virtual power plants* (VPP). As VPP agregam conjuntos de produtores e consumidores de energia, gerindo os seus ativos energéticos como uma central

virtual. Quem opera a VPP é designado por agregador, sendo responsável por estabelecer contratos com os restantes elementos da comunidade agregada, onde se define a flexibilidade dos recursos energéticos participantes e qual o modo de compensação monetária adotado. Uma das estratégias adotadas pelo agregador consiste na gestão ativa de cargas, *demand response* (DR), permitindo-lhe adaptar o diagrama de consumo elétrico dos consumidores da comunidade de acordo com a energia produzida, condições da rede ou outras influências externas.

Há um esforço por parte dos países pertencentes à União Europeia, no sentido de definir a regulamentação necessária à integração da DR e de agregadores nos mercados de eletricidade, embora haja ainda um longo caminho a percorrer nesse sentido. Incluindo-se nesse grupo, Portugal é um dos países que se encontra mais longe de atingir o objetivo final, estando ainda a dar os primeiros passos em direção a uma política energética aberta a novos participantes no mercado, que favoreça a energia limpa e o diálogo entre produtores e consumidores.

Esta dissertação tem por objetivo estudar a viabilidade do projeto *NetEffyCity*, como demonstrador de uma nova solução de gestão energética que promove a DR, a agregação e a integração das FER no mercado. Pretendia-se que o estudo desenvolvido apresentasse resultados conclusivos sobre a viabilidade energética e económica da implementação de duas VPP em Portugal, nos Concelhos de Alfândega da Fé e de Penela, tendo por base dados de monitorização anuais dos seus participantes. A premissa a avaliar consiste em: numa comunidade de energia, é possível aproveitar, quase na sua totalidade, os excedentes energéticos resultantes das unidades de produção fotovoltaica para autoconsumo nela instaladas, de modo a satisfazer as necessidades de consumo da comunidade e minimizar custos, contribuindo para o equilíbrio e otimização da operação da rede.

Desta dissertação constam 5 capítulos. Após a introdução, os conceitos de VPP e DR são explorados no Capítulo 2, bem como o estado evolutivo da regulamentação no setor elétrico da União Europeia e, mais pormenorizadamente, de Portugal. No Capítulo 3 é caracterizado, primeiramente, o projeto *NetEffyCity*, de seguida, os edifícios públicos participantes, tendo por base as suas faturas de eletricidade mensais de maio de 2016 a abril de 2017, e, por último, as residências integrantes da VPP de Alfândega da Fé, através de um inquérito que pretende caracterizar tanto os equipamentos elétricos existentes como o seu modo de uso. Segue-se o Capítulo 4, onde os dados de monitorização de energia dos participantes do demonstrador de Alfândega da Fé são analisados, efetuando-se algumas simulações para averiguar as condições de funcionamento ótimo da comunidade e os seus benefícios económicos. Por fim, no Capítulo 5 é feita a análise crítica dos resultados principais e das conclusões procedentes desta dissertação, sendo justificados os obstáculos encontrados e as suas repercussões para o trabalho.

2. Estado da Arte

Neste capítulo pretende-se fazer o enquadramento dos tópicos tratados ao longo da dissertação. São esclarecidos os conceitos de *virtual power plant* e de *demand response*, assim como a sua importância para o aparecimento de comunidades energeticamente sustentáveis. Uma vez que a aplicação destes conceitos ainda não se encontra em fase de disseminação em grande parte da União Europeia, é analisada a evolução das políticas de regulamentação dos Estados Membro, relativamente à habilitação prática destes conceitos. Por último, a regulamentação dos regimes contratuais dos consumidores e pequenos produtores em Portugal é revista de forma mais pormenorizada, dada a sua relevância para a implementação do projeto *NetEffiCity*.

2.1. O papel das *virtual power plants* na rede de energia elétrica

Uma forma de mitigar os problemas inerentes à inclusão da produção renovável dispersa na rede elétrica é a agregação dessas unidades, pressupondo a existência de uma entidade agregadora que as gere como uma central virtual de produção. Um agregador é um prestador de serviços que controla, direta ou indiretamente, um conjunto de ativos de energia (geradores, cargas ou sistemas de armazenamento), com o intuito de vender os seus serviços como uma só unidade nos mercados de energia elétrica. Tal permite aos pequenos consumidores participar ativamente nos mercados, pois garante-lhes visibilidade e vantagens nas negociações. Diminui também o risco de investimento, dado que os vários ativos individuais atuam como recurso de segurança uns dos outros, conferindo uma maior fiabilidade à unidade agregada. A entidade agregadora pode ser independente ou representada por um comercializador de eletricidade, mas o serviço deve ser prestado à parte de qualquer contrato de fornecimento de energia [1].

Tendo à disposição um número considerável de recursos de energia com as mais variadas características, o agregador pode desempenhar um papel crucial na manutenção do equilíbrio e fiabilidade da rede. A entidade agregadora gere os recursos do lado da procura em resposta às necessidades do sistema, atribuindo-lhe uma maior flexibilidade. Esta gestão de recursos permite-lhe também prestar serviços auxiliares, que incluem reserva girante e reserva de curto e médio prazo da rede. A introdução destes serviços na rede elétrica, tal como a conhecemos, traz alguns desafios, como a necessidade de um sistema de fluxo de energia bidirecional, capaz de

simultaneamente absorver e fornecer energia para efeitos de regulação. Até hoje, para desempenhar estas funções, têm sido utilizados geradores (principalmente turbinas a gás de resposta rápida), tornando-se numa medida dispendiosa e não sustentável para a introdução de flexibilidade na rede elétrica.

O exemplo de um agregador é uma *virtual power plant*. Esta pode ser definida como uma entidade que agrega vários tipos de recursos de energia e é responsável pela sua gestão, usando sofisticadas ferramentas de software, com o objetivo de gerar valor e competitividade nos mercados de energia elétrica. Uma VPP pode surgir com base na localização geográfica, necessidade funcional, tecnologias de geração, entre outros. Contudo, para o seu ótimo funcionamento, esta requiere sempre a implementação de sistemas de otimização complexos, controlo eficiente e comunicações seguras [2,3].

O conceito de VPP foi inicialmente proposto em [4], com o objetivo principal de fazer frente às consequências negativas da penetração crescente e descoordenada da geração descentralizada. A VPP representa um novo método de integração dos recursos de energia renováveis na rede, melhorando a sua flexibilidade, estabilidade e previsibilidade, ao mesmo tempo que colmata os problemas de ineficiência e insustentabilidade do consumo de energia. Este equilíbrio dentro da VPP pode ser alcançado de várias maneiras, por exemplo, ligando ou desligando um determinado número de cargas, ativando geradores ou utilizando sistemas de armazenamento de energia, sempre conforme as necessidades da rede e o preço da eletricidade. Estas ações conferem flexibilidade à rede, que, por sua vez, corre um risco muito menor ao incorporar produção dispersa de fontes renováveis.

A viabilidade da VPP está a ser testada, não dispondo ainda de uma única definição. No entanto, uma definição bastante completa pode ser dada por: um conjunto de unidades dispersas de produção despachável e não despachável, elementos de armazenamento de energia e cargas controláveis acompanhadas por tecnologias de informação e comunicação, de modo a formar uma única central elétrica virtual que planeia e monitoriza a operação e coordena os fluxos de energia entre os seus componentes, com o objetivo de maximizar a eficiência energética, ambiental e económica.

Para uma melhor especialização, uma VPP é subdividida em 2 entidades que trabalham em conjunto: *technical virtual power plant* (TVPP) e *comercial virtual power plant* (CVPP). A TVPP é responsável pela execução dos serviços auxiliares e pela correta operação dos recursos dispersos e dos sistemas de armazenamento, de modo a gerir o fluxo de energia dentro da unidade VPP. A TVPP é informada pela CVPP acerca das condições contratuais das unidades dispersas de produção e das cargas controláveis. Conjuntamente com informação detalhada sobre a topologia

da rede de distribuição, a TVPP garante a operação ótima e segura do sistema, tendo em conta as restrições físicas e os potenciais serviços oferecidos pela VPP. Por sua vez, a CVPP considera os recursos dispersos como entidades comerciais, propondo o preço e a quantidade de energia que podem oferecer. Esta entidade otimiza a eficiência económica da VPP e confere visibilidade aos pequenos consumidores/produtores nos mercados de eletricidade. A CVPP realiza contratos bilaterais, quer com as unidades dispersas de produção quer com os clientes, informando a TVPP acerca das suas condições contratuais, para que esta as possa ter em consideração, aquando da realização dos estudos técnicos.

O centro das operações numa VPP é controlado pelo sistema de gestão de energia (EMS), que pode ainda ser subdividido em sistemas de gestão mais pequenos e locais (LMS). Estes gerem as suas respetivas secções da VPP, assumindo algumas das funções do EMS, mas permanecendo sempre seus subordinados. O EMS coordena os fluxos de energia entre geradores, cargas controláveis e dispositivos de armazenamento de forma a atingir um ou vários dos objetivos seguintes: minimizar os custos de geração; minimizar as perdas de energia; minimizar a emissão de gases de efeito de estufa; melhorar o perfil de tensão e a qualidade da energia elétrica; maximizar os lucros e privilegiar as trocas comerciais nos mercados de eletricidade. A comunicação é obrigatoriamente bidirecional, de modo a receber informação relativa ao estado atual dos vários componentes e, em retorno, enviar sinais de controlo para os mesmos. Para tal, o EMS necessita de software especializado e adequado para lidar com a vasta gama de recursos de energia disponíveis. O seu papel é crucial para o ótimo funcionamento da VPP, atuando como uma ferramenta indispensável de apoio à decisão [5].

Os benefícios subjacentes à implementação de uma VPP são variados e abrangem todos os seus intervenientes, como exposto em [2]. Os proprietários das unidades dispersas de produção captam o valor da flexibilidade que introduzem na rede, valorizando os seus ativos nos mercados de energia. Além disso, veem o seu risco de investimento diminuir significativamente com a agregação de várias unidades e ganham visibilidade no mercado, associada a um maior poder de negociação comercial. Os operadores dos sistemas de transmissão e distribuição beneficiam de uma melhor relação de cooperação entre si e de um melhor uso para os investimentos na rede. Contudo, a vantagem principal deve-se a um maior número de opções viáveis e flexíveis para uma ótima operação da rede, mitigando a complexidade de gestão provocada pela crescente penetração de geração dispersa e inflexível. Por sua vez, as entidades reguladoras podem prever a integração de recursos renováveis na rede, sem comprometer a segurança do sistema, e abrir os mercados a participantes de pequena dimensão. Adicionalmente, a VPP aumenta a eficiência global do sistema de energia devido à flexibilidade introduzida, facilita o cumprimento dos objetivos nacionais e

européus para utilização de energia renovável e redução de emissões de CO₂, melhora a escolha do consumidor e ainda cria novas oportunidades de emprego. Por último, para os comercializadores de energia e agregadores surgem novas oportunidades de negócio, novas ofertas para proporem aos seus consumidores e pequenos produtores, contribuindo para reduzir o risco comercial.

As VPP podem proporcionar as estratégias necessárias para maximizar a eficiência, qualidade e segurança da rede, munindo o agregador com um maior leque de opções do que existiria numa central eléctrica convencional. Ao mesmo tempo que diminui os custos e perdas dos sistemas de transmissão, tira partido do valor das infraestruturas e ativos existentes e reduz as emissões de gases poluentes. As primeiras VPP estão ainda em fase experimental, mas revelam um grande potencial para a gestão ativa de cargas, bem como das unidades dispersas de produção, podendo o seu conceito vir a dar uma contribuição substancial na implementação de um sistema de fornecimento de energia económico, fiável e não poluente. No entanto, para se tornarem uma realidade, é necessário um conjunto de esforços no sentido de educar e transformar comunidades e famílias, para que se consciencializem e tomem as atitudes necessárias à prosperidade da sua qualidade de vida e do meio ambiente, poupando ainda alguns custos [6, 7].

2.2. O conceito de *demand response*

Uma peça chave para o ótimo funcionamento das VPP é a adequação dos recursos do lado da procura às necessidades do sistema, contrariando o paradigma atual da rede eléctrica. Desde a implementação do sistema de energia eléctrica que a rede tem lidado com as variações de consumo através do controlo da geração. No entanto, à luz dos novos desenvolvimentos no setor eléctrico, verifica-se ser mais proveitoso adequar os padrões de consumo à geração existente.

Designa-se por *demand response* o conjunto de ações que levam o consumidor (residencial, comercial ou industrial) a adaptar o seu diagrama de consumo eléctrico de acordo com a energia produzida, condições da rede ou outras influências externas. De forma a mitigar anomalias da rede, como capacidade de geração excessiva ou insuficiente, interrupções, flutuações de preço dos produtores, etc., os comercializadores de energia e os operadores de sistema incentivam os consumidores a modificar os seus perfis de carga [8].

A DR pode ser dividida em duas categorias, como estipulado em [1]:

- ***demand response direta*** - os consumidores recebem recompensas monetárias por mudar o seu consumo sob pedido (eventos).

- **demand response indireta** - os consumidores são incentivados a alterar o seu padrão de consumo de acordo com a variação das tarifas de eletricidade ao longo do tempo.

Os dois programas de DR não se excluem, podendo o consumidor adotar ambos. Tipicamente, os programas de DR indireta permitem ao consumidor obter uma fatura de eletricidade mais baixa, recebendo este, por outro lado, pagamentos diretos por participar em programas de DR direta.

A discrepância entre os custos dinâmicos de mercado grossista que os comercializadores pagam e as tarifas de mercado retalhista, tipicamente fixas para os consumidores, leva a que, muitas vezes, seja economicamente vantajoso, para o comercializador, incentivar os seus clientes a variar o consumo em determinadas alturas. Geralmente o objetivo é que o cliente diminua o seu consumo quando o preço da eletricidade no mercado está elevado ou quando a fiabilidade da rede está em risco, mas em algumas situações o objetivo pode ser o oposto, nomeadamente quando há geração a mais e dificuldade em escoá-la.

Os vários tipos de programas de incentivos estão enunciados na tabela 2.1 [9].

Tabela 2.1. Tipos de programas de DR

<i>Incentive-Based Programs</i>	<i>Time-Based Programs</i>
<i>Demand Bidding and Buyback</i>	<i>Critical Peak Pricing with Control</i>
<i>Direct Load Control</i>	<i>Critical Peak Pricing</i>
<i>Emergency Demand Response</i>	<i>Peak Time Rebate</i>
<i>Interruptible Load</i>	<i>Real-Time Pricing</i>
<i>Load as Capacity Resource</i>	<i>Time-of-Use Pricing</i>
<i>Non-Spinning Reserves</i>	<i>System Peak Response Transmission Tariff</i>
<i>Regulation Service</i>	
<i>Spinning Reserves</i>	

Para que a DR direta seja implementada corretamente, os seus operadores necessitam de recorrer a serviços de agregação de cargas. Tais serviços podem ser prestados por um comercializador ou por uma entidade agregadora independente. Para os comercializadores que detêm ativos de geração flexível, a promoção de DR torna-se menos apelativa. Uma parte significativa das suas receitas pode advir da venda de eletricidade quando o preço está elevado, reduzindo, assim, os seus rendimentos nesta vertente do negócio se proporcionarem a DR. Além disso, a geração flexível permite evitar custos no mercado de *balancing*, ou seja, no mercado que cobre os desvios de previsão do consumo e da produção de eletricidade de fonte renovável, tornando menos útil a flexibilidade de cargas introduzida pela DR. Perante estes fatores, este tipo de comercializador apenas teria efetivo interesse pela DR caso se encontrasse perante um de três cenários: colapso do mercado grossista, desvalorizando totalmente a sua capacidade de geração; detenção de um portfólio de geração inflexível que aumenta os seus custos de *balancing* e que não lhe permite faturar quando os preços estão excecionalmente altos; ameaças provenientes de agregadores independentes que criem uma necessidade de competitividade. Por outro lado, os

comercializadores que não possuem geradores, nem pertencem a municípios, atuam como entidades independentes e têm todas as vantagens em tornar a DR uma componente central do seu modelo de negócios. Estes comercializadores independentes têm ainda uma dimensão pequena, servindo menos de 2% das cargas europeias, pelo que a agregação representa uma grande oportunidade de obterem um forte impulso no mercado e de criarem um ciclo positivo de investimentos. Deste modo, a DR pode contribuir para o crescimento saudável de um mercado competitivo do qual os maiores beneficiários seriam, no final, os consumidores.

Para a implementação do conceito de DR, é fundamental conceber uma infraestrutura de comunicação que seja rápida, segura, expansível e economicamente viável. Através da instalação de dispositivos inteligentes de monitorização e controlo de energia, é possível adquirir os dados de consumo dos principais equipamentos elétricos da instalação e traçar os seus perfis de consumo. Esses dados são então comunicados ao centro de controlo de cargas da entidade agregadora, que retorna os sinais de controlo para cada dispositivo do sistema. Esta monitorização é essencial, tanto para os consumidores quanto para o agregador, dado que os primeiros ficam conscientes dos consumos dos seus aparelhos e do impacto do seu funcionamento ao longo dos diferentes períodos do dia, enquanto que a segunda pode prever, com maior exatidão e precisão, a procura dos seus clientes. Deste modo, pode-se estabelecer uma relação de cooperação entre o agregador e os consumidores que, conseqüentemente, se traduz num aumento da fiabilidade e qualidade da energia [10].

A maioria dos programas de DR direta implementados hoje em dia não podem ser considerados automatizados, sendo comum que os eventos sejam propostos aos consumidores via telefónica. Como explícito em [9], a *automated demand response* (ADR) é uma forma de DR que processa automaticamente os sinais recebidos pelo equipamento de controlo da instalação do cliente. Assim, as estratégias de DR, previamente programadas, são executadas de uma forma automatizada sem necessitar da intervenção humana.

O interesse na ADR cresceu muito com a evolução das redes de comunicação e controlo via Internet, pois promoveu a introdução de sistemas de automação em instalações com sistemas de gestão de energia elétrica. Por este motivo, a ADR é vastamente reconhecida como a estratégia chave para equilibrar a relação entre a produção e a procura de energia elétrica, havendo, no entanto, um longo caminho ainda a percorrer no seu desenvolvimento.

Até hoje, a maioria das ações totalmente automáticas de DR inserem-se numa das três categorias:

- Cargas de aquecimento, ventilação e ar condicionado (AVAC)
- Cargas de iluminação
- Cargas de processos não críticos

Tais intervenções constituem a ADR tradicional, as quais já se provaram eficazes na redução das cargas em horas de ponta, na mitigação das limitações dos sistemas de transmissão e na melhoria económica, tanto do consumidor final como do agregador. No entanto, estas ações representam um grau muito baixo de automação, não incluindo seleção automática de instalações, operação em malha fechada ou integração *plug and play* de novas cargas, dispositivos de geração ou sistemas de armazenamento. Um conceito mais evoluído de ADR englobará todas estas funções e terá como recurso tecnologias de previsão, modelação, controlo e otimização, sendo imperativo que os protocolos de comunicação estabelecidos sejam o mais standard possível, para facilitar a interligação de todos os tipos de componentes.

Para que se alcance um patamar ótimo de sustentabilidade energética, as fontes de energia renováveis devem ser melhor exploradas e cada instalação deve ter uma solução específica que faça a gestão das suas necessidades de consumo. De forma a cumprir estas premissas, o investimento em tecnologias ADR é crucial. Neste momento, versões de primeira geração são testadas ao nível de edifícios e microrredes em vários projetos piloto, a nível mundial. A aposta na ADR, como tecnologia mais evoluída e aberta a todos os tipos de protocolos de comunicação, tem sido fundamental para standardizar as aplicações e diminuir o custo e a dificuldade de agregação de todas as tecnologias existentes e emergentes. Os primeiros projetos de VPP que abrangem, tanto estratégias de gestão de produção dispersa, de cargas e de armazenamento, como funções de serviços auxiliares, estão a ser alvo de bastante interesse. A inovação ao nível dos algoritmos de previsão, modelação, controlo e otimização vai ajudar a superar os desafios da implementação de modelos reais. Alguns destes desafios são a grande diversidade e complexidade dos recursos energéticos disponíveis, a gama de escalas de tempo de resposta envolvidas, a incerteza associada aos fenómenos atmosféricos e a imprevisibilidade do comportamento humano.

As oportunidades de contribuição da comunidade de investigação para o desenvolvimento da ADR são estimulantes e inúmeras, sendo os benefícios resultantes extremamente pertinentes para a evolução do setor energético.

2.3. Evolução da regulamentação no setor de energia elétrica

Apesar dos esforços globais em encontrar soluções sustentáveis para a operação da rede elétrica, as normas regulamentares dos países ainda se encontram muito fechadas à implementação das novas alternativas que vão surgindo.

Em 2012, a União Europeia promulgou uma Diretiva de Eficiência Energética (2012/27/EU) [11], no sentido de abrir os mercados elétricos a novas possibilidades de funcionamento. Com o objetivo de verificar o estado de evolução dos Estados Membro, face a esta diretiva, foi publicado em 2016, pelo *Joint Research Center* da Comissão Europeia, o *JRC Science for Policy Report: Demand Response status in EU Member States* [1]. Este relatório avalia, em cada país, a regulamentação relativa à integração da DR e de agregadores nos mercados grossista, de *balancing* e serviços auxiliares, como estipulado pelo Artigo 15 da Diretiva. Assim, pretende providenciar suporte, devidamente fundamentado e baseado em dados reais, ao processo de definição das novas políticas europeias.

As exigências feitas aos Estados Membro pelo Artigo 15 da Diretiva de Eficiência Energética podem ser divididas em quatro áreas:

- A DR deve ser incentivada a participar a par com os produtores de energia nos mercados seguintes: grossista, *balancing* e serviços auxiliares;
- Os operadores das redes de transporte e distribuição devem tratar todas as entidades provedoras de DR, incluindo os agregadores, de forma não discriminatória e com base nas suas capacidades técnicas;
- As autoridades de regulamentação nacional devem definir as modalidades técnicas de participação nestes mercados com base nas capacidades dos participantes;
- Estas especificações devem habilitar a atividade de entidades agregadoras.

Por sua vez, os critérios de avaliação determinados para analisar o ponto de situação atual dos Estados Membro assentam nas três categorias seguintes:

- Autorização da DR, permitindo ao consumidor competir, a par com os ativos de geração, em todos os mercados;
- Legalização e habilitação da agregação em todos os mercados;
- Adaptação das modalidades técnicas em todos os mercados, em concordância com as capacidades do consumidor e as exigências do mercado.

Do estudo da regulamentação existente nos vários países, resultou a seguinte divisão dos Estados Membro:

Primeiro Grupo – países que ainda não se comprometeram verdadeiramente com as mudanças exigidas pela Diretiva de Eficiência Energética, não tendo ainda viabilizado a DR ou as entidades agregadoras (Portugal, Espanha, Itália, Croácia, República Checa, Bulgária, Chipre e Malta);

Segundo Grupo – países que se encontram em processo de habilitação da DR, permitindo apenas aos comercializadores a prestação de serviços aos consumidores, o que impede os agregadores de exercer essas funções (Países Nórdicos, Holanda, Áustria e Alemanha);

Terceiro Grupo – permitem e promovem tanto a DR como as entidades agregadoras independentes (Bélgica, França, Irlanda e Reino Unido).

Por fim, após a avaliação, foram feitas certas recomendações no que diz respeito às lacunas encontradas, abrangendo três áreas principais:

- Integração de mais estratégias de DR nos mercados nacionais de energia elétrica a todos os níveis;
- Elaboração e implementação de um modelo de negócios de sucesso para os intervenientes na cadeia de valor da DR;
- Garantia de uma transição gradual em direção a um novo paradigma de mercado que integre todo o potencial da DR.

Foi também proposto, segundo as exigências do Artigo 15, um modelo padrão que facilita o processo de adaptação dos países à inclusão DR e das entidades agregadoras nos seus mercados, de acordo com o seguinte:

- Elementos da Estrutura do Mercado de Agregação:
 - Abertura dos mercados grossista, *balancing*, serviços auxiliares e de disponibilidade.
 - Pagamento de energia e de disponibilidade feitos através de, pelo menos, um serviço auxiliar (o cliente é pago para fornecer disponibilidade ao sistema), o que permite investimentos com segurança e incentiva a participação.
 - Leilões frequentes da disponibilidade fornecida pelos clientes: semanais, permitindo ao cliente calcular qual a sua disponibilidade, numa base semanal e não anual, e diários, onde o consumidor estabelece o preço pela disponibilidade daquele dia.
 - Taxas apropriadas de acesso às redes, não penalizando os consumidores por participarem nos programas de DR e mudarem o seu perfil de consumo.
 - Incentivo aos operadores da rede de distribuição para promover a sustentabilidade energética e a DR.
 - Adaptação dos mercados à valorização da flexibilidade dos consumidores.
 - Standardização dos procedimentos entre os operadores de sistema e agregadores, criando a estrutura necessária para o acesso dos agregadores ao mercado.
- Modalidades Técnicas que levam em conta as capacidades dos participantes:
 - Viabilização da agregação de cargas dos consumidores na qualificação para a participação no mercado. A pré-qualificação e dimensionamento são feitos ao nível do conjunto agregado e não dos consumidores individuais, maximizando o potencial do coletivo, ao ser tratado como um único recurso, e permitindo ao agregador agir como mediador, protegendo os interesses dos consumidores.
 - A metodologia de estabelecimento de perfis de consumo é apropriada e realista, baseando-se nas capacidades do consumidor e nos dados de leitura.
 - O critério de pagamento é claro e transparente, pagando o preço completo pelos serviços prestados.
 - Pagamento segundo o preço de mercado.
 - Requisito de disponibilidade apenas durante determinados períodos do dia.
 - Solicitação de curta duração.
 - Consumidor sem requisito mínimo de dimensão para participar.
 - Acesso dos consumidores aos preços do mercado de *balancing* em tempo real, permitindo-lhes beneficiar da sua disponibilidade para ajudar a equilibrar o sistema.
 - Os pagamentos por disponibilidade suportam o risco do investimento e a participação do consumidor.

A DR em Portugal ainda não se encontra operacional, exceto num evento de segurança do sistema elétrico nacional (SEN) em que os grandes consumidores que aderiram à interruptibilidade de carga têm a obrigação de cortar carga. A agregação de cargas dos consumidores ainda não está especificada, embora a agregação de ativos de geração dispersa seja permitida. Esta pode ser agregada e comercializada, mas não existe regulamentação específica para os procedimentos de agregação da procura. Além disso, mesmo que não seja expressamente proibido, não existe regulamentação que defina os critérios de referência, os requisitos de medição ou os métodos de pré-qualificação e de pagamento. A entidade reguladora portuguesa está ciente das falhas na implementação das normas impostas pela diretiva, alegando que ainda não obteve pedidos a este respeito por parte do mercado. Enquanto não houver pressão dos intervenientes nesse sentido, a regulamentação vai cingir-se a incorporar disponibilidade no mercado de *balancing* através de bombagem nas barragens, pois alega ter um impacto similar à variação da produção no equilíbrio entre oferta e procura. O pouco interesse revelado por parte dos comercializadores pode dever-se parcialmente à grande capacidade de produção existente e à limitação imposta aos preços do mercado elétrico, contribuindo para uma evolução lenta do mesmo. Relativamente aos consumidores em baixa tensão, a maioria mantém-se num esquema de tarifa simples, apesar de terem acesso a tarifas variáveis de acordo com a hora do dia, desde 1997. No entanto, alguns grandes consumidores com capacidade para atuarem como os seus próprios comercializadores, já participam no mercado grossista.

Em Portugal a entidade reguladora mantém-se positiva em relação à evolução do mercado, não havendo regras específicas contra a DR ou entidades agregadoras. Apesar de se encontrar aberto à ideia da DR, na prática, Portugal continua a ser um mercado fechado. Isto deve-se, principalmente, à falta de regulamentação que defina os papéis e as responsabilidades dos intervenientes, e ainda os direitos de acesso, requisitos de medição, métodos de pré-qualificação e de pagamento e todas as outras modalidades técnicas, necessárias à criação de um caminho claro para a participação ativa dos consumidores.

Em jeito de conclusão, pode-se afirmar que nenhum Estado Membro conseguiu ainda integrar nos seus mercados todos os elementos mencionados pela Diretiva de Eficiência Energética. De forma a facilitar este período de transição, foi formulado um modelo com estratégias realistas e positivas para a viabilização de agregadores e da DR na Europa. Contudo, apesar de alguns reguladores e operadores da rede entenderem, claramente, o caminho a seguir, outros necessitam de mais informação e esclarecimentos. Países como Bélgica, França, Áustria, Reino Unido e outros, têm vindo a desenvolver esforços no sentido de promover a entrada da DR nos mercados de uma forma competitiva. Algumas das soluções criadas são inovadoras e captam o potencial dos recursos da

DR na Europa, sendo agora necessário uniformizar essas soluções para que possam ser replicadas nos vários Estados Membro, tendo por base o apoio fundamental da Comissão Europeia.

2.4. Regulamentação do consumidor-produtor em Portugal

Neste momento, em Portugal, a interação devidamente regulamentada do consumidor com o mercado de energia elétrica resume-se a contratos de três tipos: fornecimento de energia, produção para autoconsumo e pequena produção.

Os contratos de fornecimento de energia contêm a estrutura de custos que está ilustrada na figura 2.1. Os custos de acesso às redes são regulados pela entidade reguladora dos serviços energéticos (ERSE) [12], enquanto os custos de produção e de comercialização não estão regulados, sendo sujeitos ao mercado livre.

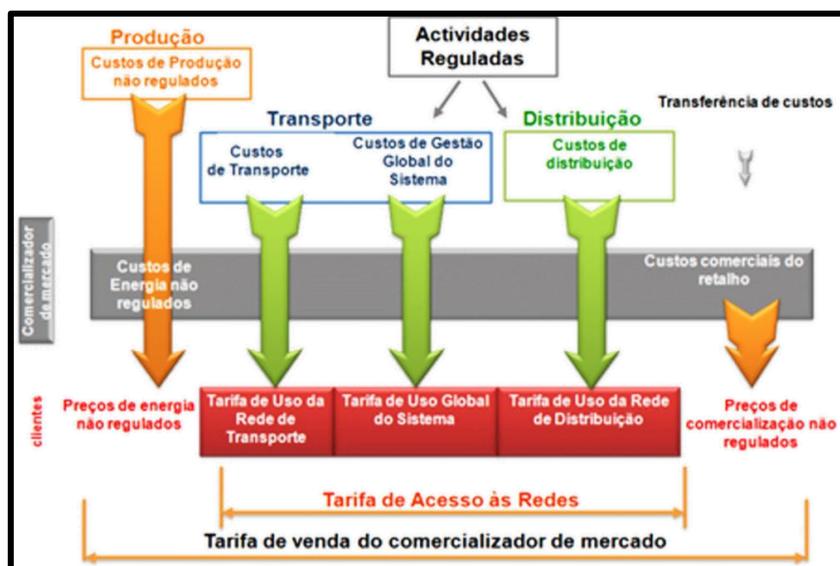


Figura 2.1. Estrutura de custos dos contratos de fornecimento de energia elétrica [13]

Por análise da figura 2.1., é possível observar que o consumidor é implicado a pagar uma vasta gama de tarifas na sua fatura. O comercializador compra energia ao produtor que, posteriormente chega ao consumidor através das redes de transporte e distribuição. As tarifas de acesso às redes, que incluem também os custos de interesse económico geral (CIEG), são imputados inteiramente ao consumidor final. Assim, na fatura de eletricidade, o consumidor paga a energia consumida a um preço que inclui o seu custo de produção acrescido das margens de lucro do produtor e do comercializador e as tarifas de acesso às redes estipuladas pela ERSE.

Relativamente aos contratos de produção para autoconsumo e de pequena produção, em Portugal, o Regime Jurídico das Unidades de Produção Distribuída [14] encontra-se estabelecido pelo

Decreto Lei n.º 153/2014 [15], contemplando as unidades de produção de energia elétrica para autoconsumo (UPAC) e as unidades de pequena produção para venda à rede elétrica (UPP).

Como complemento ao enquadramento legislativo e regulamentar existem também as Portarias n.º 14/2015 [16], n.º15/2015 [17] e n.º 60-E/2015 [18], as quais especificam certos procedimentos, nomeadamente a fixação da tarifa de referência aplicável às UPP e as percentagens a aplicar à tarifa de referência consoante a energia primária.

A partir destes documentos, é possível distinguir as UPAC das UPP. As primeiras destinam-se à produção de energia elétrica para alimentar a instalação em que se inserem, pressupondo a adequação da sua capacidade de produção à necessidade de consumo anual do local. Por sua vez, as segundas injetam a totalidade da energia que produzem na rede, sendo a sua produção limitada a duas vezes o consumo anual da instalação associada. Na tabela 2.2. encontram-se reunidas as características principais dos dois tipos de unidades de produção distribuída.

Tabela 2.2. Características de comparação entre a UPAC e a UPP

Item	UPAC	UPP
Fonte	<ul style="list-style-type: none"> Renovável e não renovável 	<ul style="list-style-type: none"> Renovável
Limite Potência	<ul style="list-style-type: none"> Potência de ligação <100% da potência contratada na instalação de consumo 	<ul style="list-style-type: none"> Potência de ligação <100% da potência contratada na instalação de consumo Potência de ligação até 250 kW
Requisitos Produção	<ul style="list-style-type: none"> Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo Venda do excedente instantâneo ao comercializador de último recurso 	<ul style="list-style-type: none"> Produção anual deve ser inferior a 2x as necessidades de consumo Venda da totalidade da energia ao comercializador de último recurso
Remuneração	<ul style="list-style-type: none"> Valor do mercado para excedente instantâneo de produção, deduzido de custos Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado 	<ul style="list-style-type: none"> Tarifa obtida em leilão para a totalidade da produção Numa base anual, o excedente produzido face a 2x as necessidades de consumo não é remunerado
Compensação	<ul style="list-style-type: none"> 0%, 30% ou 50% dos CIEG consoante a percentagem da potência acumulada de UPAC face à potência instalada do SEN 	<ul style="list-style-type: none"> Não aplicável
Licenciamento	<ul style="list-style-type: none"> 200W - 1,5kW: comunicação prévia 1,5kW - 1MW: registo + certificado de exploração > 1MW: licença de produção + exploração 	<ul style="list-style-type: none"> Registo + certificado de exploração

Na UPAC, a sua produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo anual da instalação de consumo a que está associada. No caso da UPAC produzir excedentes, estes podem ser injetados na rede, estando, no entanto, a potência de ligação limitada à potência contratada na instalação de consumo. O excedente é remunerado a 90% do preço de mercado, de modo a compensar os custos envolvidos com a injeção, como mostra a equação 1.

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

As UPAC com potência superior a 1,5 kW, associadas a uma instalação de consumo ligada à rede, usufruem da fiabilidade da mesma, estando sujeitas ao pagamento de uma compensação que permita recuperar uma parcela dos CIEG. Esta compensação varia consoante a representatividade da potência total das UPAC face ao total da potência instalada no SEN:

- $\leq 1\%$ - nesta situação ainda não se aplica a referida compensação;
- $\leq 3\%$ - a compensação é calculada a 30% dos CIEG;
- $> 3\%$ - a compensação é calculada a 50% dos CIEG.

A compensação mensal a pagar é fixada no início da entrada em exploração da UPAC e vigora por um período de 10 anos. Esta é faturada pelo comercializador de último recurso (CUR) através da equação 2.

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

Onde P_{UPAC} é a potência da unidade UPAC em kW, $V_{CIEG,t}$ é a taxa de compensação do ano vigente e K_t é a percentagem a aplicar sobre os CIEG, assumindo os valores 0, 30% ou 50%.

A contagem da eletricidade produzida pelas UPAC é obrigatória a partir dos 1,5 kW de potência instalada, contribuindo para a contabilização da eletricidade produzida de acordo com as metas estabelecidas pelo Portugal 2020. A contagem permite também o acompanhamento da produção ao abrigo do atual regime jurídico, providenciando dados para futuras melhorias na legislação.

O processo de licenciamento destas unidades de produção varia consoante a potência da própria unidade, como explicado na tabela 2.2., sendo realizado através do sistema eletrónico de registo de unidades de produção (SERUP). Se necessário, o pedido de registo é feito no site do SERUP, gerido pela direção geral de energia e geologia (DGEG), ao qual se seguem o pagamento da taxa de inscrição à DGEG e, após ser aceite o pedido, a instalação da UPAC, a respetiva inspeção, certificado de exploração definitivo e o contrato com a CUR para a venda dos excedentes, sendo este último opcional.

Por outro lado, a UPP segue um modelo idêntico ao regime da miniprodução. Dado que a totalidade da energia produzida é injetada na rede, toda a eletricidade necessária para suprimir as necessidades de consumo da instalação associada à UPP é fornecida pelo seu comercializador. No entanto, a sua produção anual não pode exceder duas vezes o consumo anual da instalação a que está associada, sob pena de qualquer excedente não ser remunerado.

Assim como na UPAC, também a potência de ligação da UPP é limitada à potência contratada da instalação de consumo, não podendo exceder, contudo, os 250 kW nem a quota anual de 20 MW. Existem três categorias, não acumuláveis, para a atribuição da potência de ligação de uma UPP:

- I. UPP: pretende-se a instalação apenas de uma UPP;

- II. UPP + Tomada de Veículo Elétrico: pretende-se a instalação de uma UPP e de uma tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos no local de consumo associado à UPP;
- III. UPP + Solar Térmico: pretende-se a instalação de uma UPP e de coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa no local de consumo associado à UPP.

Desde que verifique os requisitos acima referidos, a energia elétrica produzida pela UPP e entregue à rede é remunerada com base na tarifa de referência, para cada categoria, a qual é estabelecida, anualmente, mediante modelo de licitação e posterior despacho do SEN. A tarifa de remuneração atribuída em leilão vigora por 15 anos, período durante o qual os produtores permanecem vinculados ao regime e após o qual entram no regime geral de produção em regime especial. No entanto, consoante a fonte da energia produzida, à tarifa de referência é aplicada uma determinada percentagem, como mostra a tabela 2.3.

Tabela 2.3. Percentagem a aplicar sobre a tarifa de referência consoante a fonte da energia produzida

Percentagem sobre tarifa de referência	
Solar	100 %
Eólica	80 %
Hídrica	50 %
Biogás	60 %
Biomassa	60 %

Nas UPP, a contagem da energia elétrica produzida é obrigatória para todas as potências, sendo um elemento fundamental para a faturação.

O processo de licenciamento das UPP é feito pelo site do SERUP, como o das UPAC. A diferença consiste em que o registo e o certificado de exploração são obrigatórios para todas as unidades, independentemente da potência das mesmas. Primeiro o produtor faz o pré-registo no SERUP e procede ao pagamento da taxa de inscrição à DGEG. De seguida, tem oportunidade de participar no leilão de energia e apresentar a sua proposta de desconto à tarifa de referência. Após a atribuição da tarifa é verificada a viabilidade técnica e, em caso positivo, avança a instalação da UPP. Segue-se a inspeção da respetiva unidade, o certificado de exploração definitivo e a celebração do contrato com a CUR para a venda da energia total produzida.

3. Caracterização do projeto *NetEffiCity*

Neste capítulo é apresentado o projeto *NetEffiCity*, sendo expostos os seus objetivos e o conceito de Comunidade S [19]. O seu caráter inovador é explorado, assim como as suas vantagens competitivas que traz ao mercado. Os vários elementos participantes no projeto são enunciados e caracterizados de acordo com as suas especificidades energéticas, em termos de consumo e de produção de eletricidade. São também apresentados os resultados do inquérito realizado nas residências participantes no demonstrador de Alfândega da Fé, com o intuito de estabelecer padrões de consumo e de utilização de equipamentos elétricos.

3.1. Enquadramento do projeto

O projeto GID-MicroRede surge face à importância crescente do desenvolvimento de sistemas de gestão de recursos energéticos dispersos. Este veio permitir o desenvolvimento de metodologias adequadas para a gestão de microrredes de distribuição com recursos de produção baseados em fontes de energia renováveis. Esta gestão de recursos tem em conta as características particulares das FER, nomeadamente a sua dispersão geográfica, disponibilidade variável ao longo do tempo e imprevisibilidade, sendo realizada de forma descentralizada.

Ao GID-MicroRede sucedeu-se o projeto *NetEffiCity - Virtual Power Networks Efficient Management*, com o objetivo de demonstrar os resultados obtidos no projeto predecessor através da implementação, em ambiente real, da Comunidade S. Assim, este projeto pretende verificar o seu elevado potencial para o aumento da sustentabilidade energética em edifícios, com a utilização de FER e de flexibilidade de consumos.

Os objetivos do projeto demonstrador *NetEffiCity* podem ser resumidos como enunciados na candidatura ao programa de financiamento Portugal 2020, a saber:

- “Demonstração de uma plataforma de gestão de recursos energéticos distribuídos, que permita um aumento significativo da eficiência na gestão dos recursos disponíveis, considerando diversos parâmetros de avaliação, através da utilização de uma abordagem baseada em técnicas inteligentes e considerando novos modelos de negócio viabilizados pelo paradigma das redes inteligentes (*smart grids*). Os recursos energéticos a considerar têm em conta a importância crescente da utilização de painéis fotovoltaicos e a potencial flexibilidade das cargas, através da implementação de programas de DR de diversos tipos;

- Demonstração de metodologias para gestão dos recursos a curto prazo (dia seguinte, hora seguinte e tempo real), ultrapassando as limitações das soluções atualmente disponíveis e permitindo, deste modo, uma gestão eficiente dos recursos energéticos disponíveis e a otimização do funcionamento do sistema;
- Demonstração de uma plataforma de agentes que modele de forma realista as entidades intervenientes e os recursos energéticos de que as mesmas dispõem, considerando todas as restrições técnicas relevantes e todas as restrições que advêm dos contratos comerciais e modelos de negócio adotados;
- Demonstração de uma ferramenta de extração de conhecimento sobre os dados resultantes do funcionamento dos recursos considerados, incluindo os recursos de produção de energia elétrica, e de consumo que sirva de apoio às restantes metodologias utilizadas na plataforma de gestão de microrredes;
- Afiinação e demonstração dos programas e sistemas de DR e respetiva consideração como parte integrante da gestão dos recursos disponíveis.”

O projeto *NetEffiCity* é resultante da parceria de três entidades complementares que partilham preocupações relacionadas com a eficiência energética, a sustentabilidade ambiental e a ética empresarial. As entidades promotoras são a *Virtual Power Solutions*, S.A. (VPS), a PH Energia, Lda. e o Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP). A primeira, VPS, é uma empresa tecnológica especializada em soluções de gestão ativa do consumo de energia em tempo real, desenvolvendo tanto hardware como software, propondo-se a encontrar a melhor solução para as necessidades específicas de cada cliente. A segunda, PH Energia, é uma empresa de serviços de energia, com sede no Porto, que detém a marca Energia Simples para a comercialização de energia elétrica no mercado liberalizado, dedicando-se à comercialização de energia verde, investigação e promoção direta de novas tecnologias de energia renovável e eficiência energética. Por último, o ISEP dispõe de relevantes recursos humanos e materiais na área da investigação e desenvolvimento, tendo já participado em vários projetos e publicado vários artigos científicos de grande qualidade na área das redes inteligentes. Para este projeto em específico, a equipa do ISEP é proveniente de dois grupos de investigação do Instituto, agregando fortes competências na área dos sistemas elétricos de energia e na área dos modelos, metodologias e aplicação computacionais por recurso a técnicas oriundas da inteligência artificial.

Em suma, a Comunidade S pode ser definida por “uma plataforma de gestão dos recursos energéticos, sendo o escalonamento dos mesmos feito por um sistema inteligente, baseada em sistemas de apoio a decisão e reescalonamento dos recursos de forma dinâmica ao longo do tempo. Desta forma, o escalonamento final, obtido e implementado em tempo real, corresponde à situação ótima, considerando todas as restrições técnicas e contratuais existentes, e as previsões mais atuais disponíveis (nomeadamente em termos da produção distribuída e da procura).”

Para um ótimo funcionamento, tanto os sistemas de monitorização energética e ambiental, como os de controlo remoto de equipamentos elétricos, são geridos através de uma plataforma de

software centralizada. Esta é responsável pela aquisição, validação e armazenamento de dados, os quais são posteriormente processados e aplicados em técnicas de apoio à decisão baseadas em redes neurais e com capacidade de aprendizagem. Contudo, nenhum dos automatismos mencionados anteriormente seria exequível sem a instrumentação adequada instalada no terreno. Assim, cada consumidor participante deve ser equipado com contadores de energia ativa e sensores ambientais (temperatura e humidade relativa). Para além disto, em determinados edifícios será instalada alguma capacidade de produção local, nomeadamente produção fotovoltaica.

No âmbito do projeto, um dos objetivos é que os consumidores participantes tenham acesso a um leque abrangente de dados sobre o seu consumo. São de destacar o acesso ao consumo agregado e desagregado da residência/edifício, em tempo real ou em histórico (dia, semana, mês, ano, década), assim como à produção dos painéis fotovoltaicos, também em tempo real ou histórico. Na mesma plataforma é possível programar e acionar remotamente o ligar ou desligar de termostatos e de *plugs* onde está ligado determinado equipamento ou equipamentos e, desta forma, gerir o seu funcionamento à distância ou deslocar a sua carga para períodos de energia mais barata ou em excedente. Consta também na plataforma informação da monitorização de outros sensores que se pretendam incluir na instalação, assim como do sistema de armazenamento de energia em tempo real (se existir), e a opção de escolher de onde vem a energia que o cliente vai consumir em determinado momento, se vem dos painéis fotovoltaicos, da rede ou do sistema de armazenamento. De um ponto de vista mais global, é possível obter também informações sobre a comunidade como um todo, onde está concentrada informação sobre a sua produção, consumo, fontes de energia, etc., que permite retirar conclusões sobre o seu comportamento e sustentabilidade energética.

É de notar, que a inovação presente no projeto *NetEffiCity* é considerada de nível internacional no que diz respeito ao Produto e ao Processo. Relativamente ao primeiro, assinalam-se melhoramentos significativos em especificações técnicas, componentes e materiais, software incorporado, facilidade de uso, etc. Quanto ao segundo, a redução de custos de produção e de distribuição e o aumento da sustentabilidade energética são também bastante relevantes. A implementação do projeto traz também grande inovação ao nível do funcionamento do mercado de energia elétrica. A monitorização dos consumos vai permitir fechar uma grande lacuna do mercado atual, onde o consumo de cada cliente é definido com base em estimativas ou leituras periódicas. O conhecimento em tempo real dos consumos de energia dos seus clientes, aliado a uma previsão mais fiável das FER e à otimização dos sistemas de produção descentralizada, vai permitir aos comercializadores adquirir energia nos mercados de acordo com as necessidades de consumo reais. Assim, os comercializadores de energia vão poder abordar os seus clientes com modelos de negócio inovadores e mais apelativos para ambos.

Deste modo, a implementação deste projeto pode levar a significativas contribuições no que diz respeito ao desenvolvimento económico, ambiental, energético e tecnológico do país, ao mesmo tempo que promove a transferência de conhecimento e a cooperação entre academia e indústria.

Uma das principais metas do projeto é a criação de uma cadeia de valor, ambicionando expandir-se no mercado nacional e internacional. Os consumidores usufruem de poupanças na fatura de eletricidade, aliadas aos incentivos para deslocamento de cargas. Os agregadores e comercializadores beneficiam do acesso aos recursos energéticos dispersos, havendo uma diminuição do fluxo de energia na rede, o que reduz as perdas de energia e os custos de utilização da rede. Este projeto traz vantagens competitivas no desenvolvimento de software de gestão energética, na utilização ótima das infraestruturas de energia e na evolução tecnológica das redes inteligentes de energia. Na dimensão ambiental, a implementação de sistemas de produção fotovoltaica, gera energia elétrica não poluente, reduzindo as emissões de gases de efeito de estufa, o que contribui para os objetivos da Europa com que Portugal se comprometeu.

Com o intuito de testar o valor do programa em condições reais, foram escolhidos os municípios de Alfândega da Fé e de Penela para a implementação dos primeiros dois projetos demonstradores. Cada localidade terá uma Comunidade S (figuras 3.1. e 3.2.), que irá abranger alguns edifícios públicos e cerca de 50 residências.

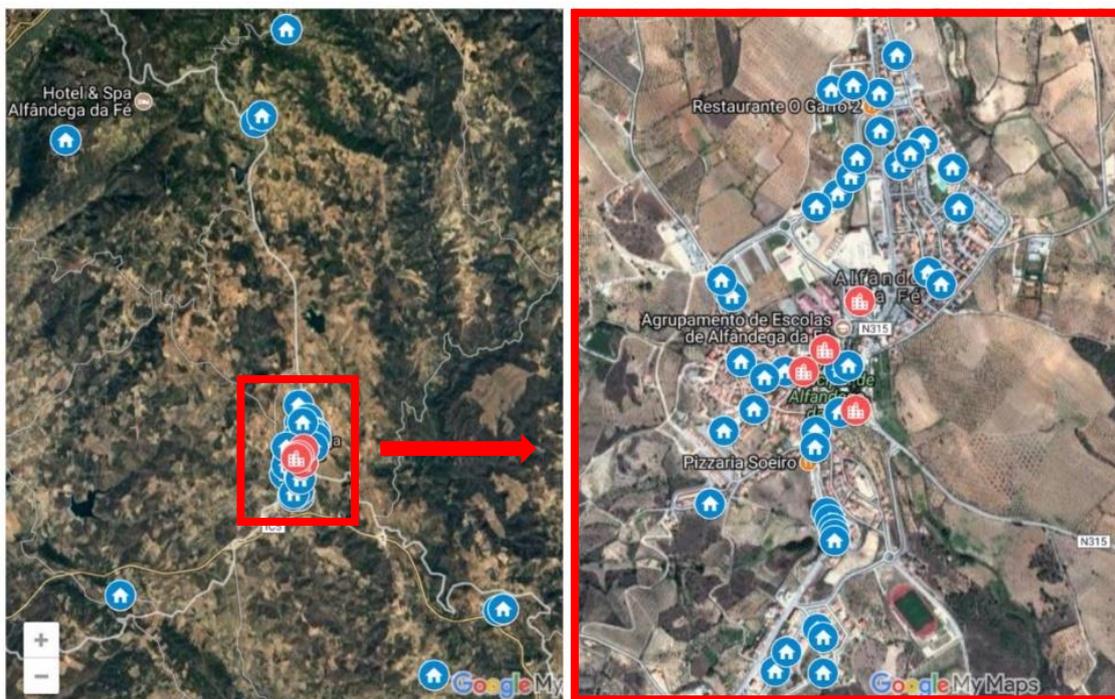


Figura 3.1. Mapas da distribuição dos participantes do piloto de Alfândega da Fé

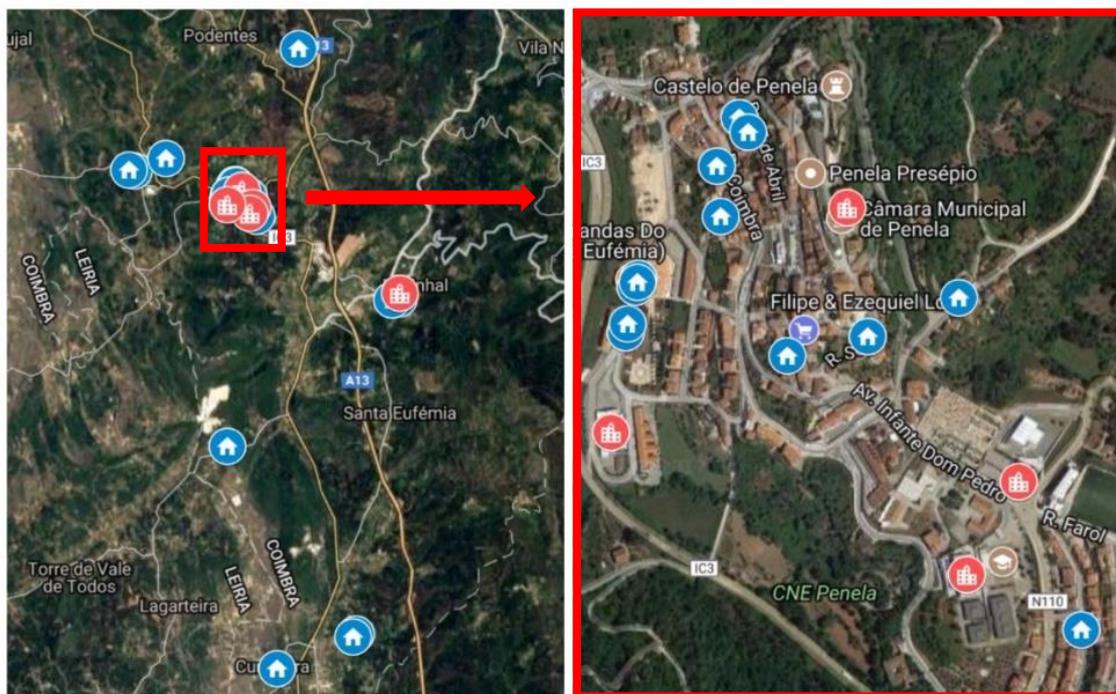


Figura 3.2. Mapas da distribuição dos participantes do piloto de Penela

Nos edifícios serão instalados sistemas de produção fotovoltaica, de monitorização de consumos e de controlo de cargas. Nas residências, que receberão os excedentes energéticos produzidos nos edifícios, serão também instalados sistemas de monitorização e controlo remoto de cargas. Tais sistemas serão geridos por uma plataforma que informará os respetivos consumidores acerca dos seus perfis de consumo, com o intuito de fomentar a sua consciencialização e consequente adaptação de comportamentos. A comunidade terá ainda acesso a iniciativas que promovam a otimização dos consumos, tendo em conta o preço da energia, a capacidade de produção e de armazenamento e a melhoria de eficiência na utilização da energia.

No entanto, para que a implementação do projeto seja possível, é necessário efetuar previamente o levantamento do perfil energético e a caracterização dos locais. Deste modo, a informação relativa às características da região, edifícios, residências e respetivas instalações elétricas permitirá identificar os desafios e oportunidades existentes e, a partir destes, desenhar a solução mais adequada ao local.

3.2. Caracterização dos edifícios públicos selecionados

Para o demonstrador no Município de Alfândega da Fé foram selecionados cinco edifícios municipais: Mercado Municipal, Biblioteca Municipal, Paços do Concelho, Casa da Cultura e Complexo Desportivo Municipal. Quatro dos edifícios têm unidades de produção, sendo que três

são UPAC e uma é UPP (Complexo Desportivo), cujas potências de pico instaladas estão apresentadas na tabela 3.1.

Tabela 3.1. Potências de pico instaladas nas unidades de produção de Alfândega da Fé

Instalações fotovoltaicas:	Mercado Municipal	Biblioteca Municipal	Casa da Cultura	Complexo Desportivo	TOTAL
Potência de pico (kWp):	17,28	9,00	8,00	23,04	57,32

No Município de Penela, para o demonstrador foram seleccionados cinco edifício municipais: Paços do Concelho, Edifício da Biblioteca Municipal e do Auditório, Centro Escolar do Espinhal, Centro Escolar de Penela e Pavilhão Multiusos. Os edifícios situam-se todos no Centro de Penela exceto o Centro Escolar de Espinhal que se encontra na freguesia de Espinhal.

Para a caracterização energética dos edifícios, foi feito o levantamento e tratamento das faturas desde maio de 2016 até abril de 2017 de cada um dos edifícios. Os consumos anuais de energia ativa, a potência contratada e o fator de utilização da potência contratada dos edifícios de cada um dos demonstradores encontram-se na tabela 3.2., ilustrada pela figura 3.3.

Tabela 3.2. Consumos anuais de energia ativa por período horário, potência contratada e fator de utilização da potência contratada

EDIFÍCIOS	CONSUMO (kWh)					Potência Cont. (kVA/kW)	Fator de utilização Potência Cont.		
	Cheia	Ponta	Vazio Normal	Super Vazio	TOTAL				
Alf. Fé	Mercado Municipal	BTN	10 151,00	4 368,00	8 801,00	-	23 320,00	34,50	7,72%
	Biblioteca Municipal	BTN	29 858,00	11 235,00	18 718,00	-	59 811,00	41,40	16,49%
	Paços do Concelho	BTE	47 904,50	17 217,00	13 031,50	8 748,00	86 901,00	62,00	16,00%
	Casa da Cultura	BTE	65 719,00	25 572,00	31 816,50	20 847,50	143 955,00	108,00	15,22%
Penela	Pavilhão Multiusos	BTN	5 362,00	3 256,00	3 349,00	-	11 967,00	41,40	3,30%
	CE Penela	BTN	68 727,00	28 309,00	71 116,00	-	168 152,00	34,50	55,64%
	Parque Logístico	BTE	7 866,00	2 605,00	2 613,00	1 874,00	14 958,00	41,41	4,12%
	CE Espinhal	BTE	14 330,00	4 772,00	3 546,00	1 810,00	24 458,00	41,41	6,74%
	Biblioteca e Auditório	BTE	24 790,00	7 315,00	6 134,00	2 619,00	40 858,00	66,00	7,07%

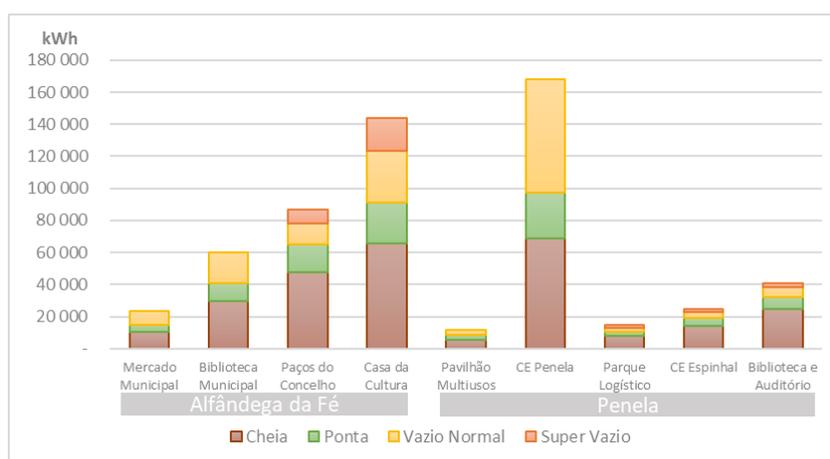


Figura 3.3. Consumos anuais de Energia Ativa por período horário

É de notar que o fator de utilização da potência contratada do Centro Escolar de Penela é 55,64%, o que representa um valor anormalmente alto. Para o tipo de atividade que serve, ter um fator de utilização superior a 20% ou 25% já seria considerado bastante elevado, o que mostra uma de duas coisas: ou a potência contratada não é devidamente controlada ou, sendo efetivamente o valor

indicado, haverá consumo supérfluo nos períodos em que o edifício está sem atividade, como o demonstram os consumos anormalmente elevados no período de horas de vazio. Pela análise da figura 3.3., observa-se também que a repartição de consumo pelos edifícios é muito mais irregular no piloto de Penela do que no de Alfândega, devido principalmente ao consumo anormal do Centro Escolar de Penela. Assim, os consumidores mais relevantes em cada localidade são a Casa da Cultura em Alfândega da Fé e o Centro Escolar de Penela.

Os custos anuais com compra de energia elétrica, desagregados por potência contratada, energia e período horário, dos edifícios de cada um dos demonstradores, encontram-se na tabela 3.3., ilustrada pela figura 3.4.

Tabela 3.3 Custos anuais de Energia Ativa e Potência Contratada por período horário

EDIFÍCIOS			CUSTOS (€)					Custo médio (€/kWh)	
			Cheia	Ponta	Vazio Normal	Super Vazio	Potência Contratada		TOTAL
Alf. Fé	Mercado Municipal	BTN	1 442,55	1 286,37	650,92	-	501,07	3 880,91	0,17
	Biblioteca Municipal	BTN	4 252,55	3 315,53	1 387,92	-	601,28	9 557,28	0,16
	Paços do Concelho	BTE	6 016,32	4 892,24	1 147,08	706,53	860,02	13 622,18	0,16
	Casa da Cultura	BTE	8 244,33	7 254,78	2 799,18	1 682,62	1 717,81	21 698,71	0,15
Penela	Pavilhão Multiusos	BTN	828,96	1 007,73	290,03	-	795,69	2 922,41	0,24
	CE Penela	BTN	10 645,93	8 792,93	6 149,17	-	654,28	26 242,31	0,16
	Parque Logístico	BTE	1 039,11	902,31	238,21	163,51	605,23	2 948,37	0,20
	CE Espinhal	BTE	1 861,71	1 378,08	332,18	157,20	608,21	4 337,38	0,18
	Biblioteca e Auditório	BTE	3 272,72	2 142,65	558,84	228,32	802,82	7 005,35	0,17

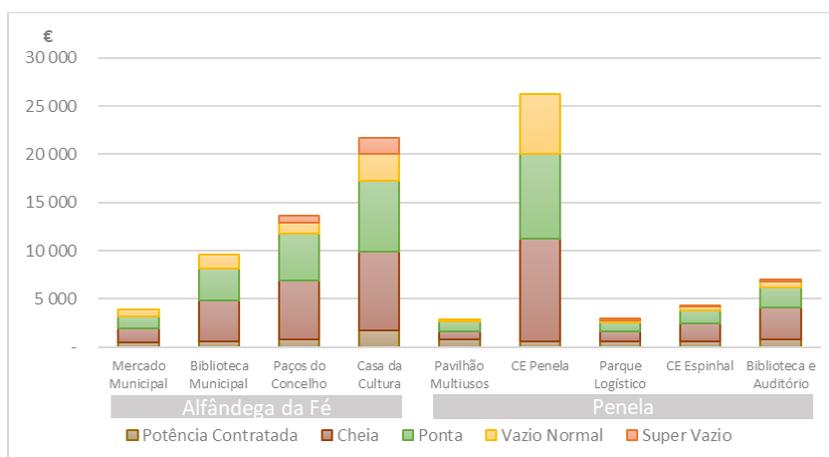


Figura 3.4. Custos anuais de Energia Ativa e Potência Contratada por período horário

A figura 3.4. mostra que os custos desagregados de cada edifício são praticamente proporcionais aos respetivos consumos, excetuando a tarifa fixa associada à potência contratada. No entanto, a fração de custos em hora de ponta não segue este padrão, pois inclui os custos de potência em hora de ponta, o que faz aumentar substancialmente os custos associados a este período horário.

Os edifícios públicos selecionados, nos dois concelhos, estão divididos em Baixa Tensão Normal (BTN) e Baixa Tensão Especial (BTE), estando esta designação relacionada com o valor da potência contratada pelo edifício ser inferior ou igual a 41,4 ou superior a 41,4, respetivamente. A desagregação em BTN e BTE do total de consumos e custos dos edifícios de cada piloto é ilustrada pela figura 3.5.



Figura 3.5. Consumos e Custos anuais dos Edifícios BTN e BTE de Alfândega da Fé e de Penela

Pela figura 3.5., verifica-se que os consumos totais dos edifícios de cada localidade não diferem muito um do outro. Contudo, o consumo em BTN é consideravelmente maior em Penela devido ao Centro Escolar de Penela, que representa a maioria do consumo conjunto. Os custos totais associados a cada demonstrador apresentam uma diferença mais reduzida entre si do que os respetivos consumos, pelo simples fato de os custos em BTN serem maiores do que em BTE. Para todos os edifícios em BTE foi possível fazer a análise mensal dos consumos e custos a partir das respetivas faturas. Para os BTN não foi feita essa análise, visto que a faturação de energia elétrica não é processada com base no consumo real, mas sim por estimativa, o que não garante uma relação real entre consumo e período faturado.

3.2.1. Edifícios de Alfândega da Fé

Mercado Municipal de Alfândega da Fé

O Mercado Municipal de Alfândega da Fé situa-se na Avenida Dr. Sá Carneiro, funcionando como espaço comercial em regime de arrendamento por loja. Cada um destes espaços tem um código de ponto de entrega e, conseqüentemente, um contrato de energia próprio. No entanto, o consumo de energia elétrica dos espaços comuns do edifício é da responsabilidade da Câmara Municipal.

Segue-se um conjunto de características do edifício, relacionadas com a unidade de produção fotovoltaica, nele instalada, e com o regime contratual de potência e consumo de energia do mesmo:

- Potência de pico instalada: 17,28 kWp
- Potência contratada: 34,5 kVA (BTN)
- Consumo anual: 23 320 kWh
- Custo anual com a fatura de eletricidade: 3 880,91 €

Biblioteca Municipal de Alfândega da Fé

A Biblioteca de Alfândega da Fé é um serviço da Câmara Municipal e foi fundada em 1993, funcionando das 9:00 às 17:30 de segunda a sexta-feira. O Edifício possui cerca de 900 m² de área útil, estando dividido em diferentes áreas de atividade para uma utilização heterogénea do espaço. O interior é constituído por dois pisos, estando localizado no piso 1 um espaço de leitura para adultos com lotação de 20 lugares, uma Mediateca e um auditório com 59 lugares. No piso 0 existe um espaço infantil e juvenil onde decorrem diversas atividades e está disponível um fundo documental adequado a essas idades.

De seguida são apresentadas algumas características do edifício, referentes à unidade de produção fotovoltaica, neste instalada, e ao regime contratual de potência e consumo de energia:

- Potência de pico instalada: 9 kWp
- Potência contratada: 41,4 kVA (BTN)
- Consumo anual: 59 811 kWh
- Custo anual com a fatura de eletricidade: 9 557,28 €

Paços do Concelho de Alfândega da Fé

Os Paços do Concelho do Município de Alfândega da Fé é um edifício constituído por 3 pisos totalmente reabilitados, servindo de casa à Câmara Municipal. O Edifício foi mandado erguer por Júlio Pereira no ano 1910/1911, sendo inicialmente residência particular da família, posteriormente colégio, hospital, escola do 1º ciclo do ensino básico e, hoje em dia, os Paços do Concelho. Na Receção dos Paços do Concelho existe um quadro parcial que alimenta o módulo de AVAC a funcionar no piso 0. O aquecimento deste edifício é feito no piso térreo através desta unidade de ar condicionado, nos corredores através de sistema de aquecimento por caldeira a gasóleo e nos gabinetes através de unidades individuais alimentadas a eletricidade. Dadas estas características heterogéneas de climatização, adicionalmente ao sistema de monitorização, serão incluídas tomadas inteligentes de monitorização e controlo das unidades individuais.

Seguem-se dados característicos do edifício relacionados com o seu regime contratual de potência e consumo de energia:

- Potência contratada: 62 kW (BTE)
- Consumo anual: 86 901 kWh (figura 3.6.)
- Custo anual com a fatura de eletricidade: 3 532,63 € (figura 3.7.)

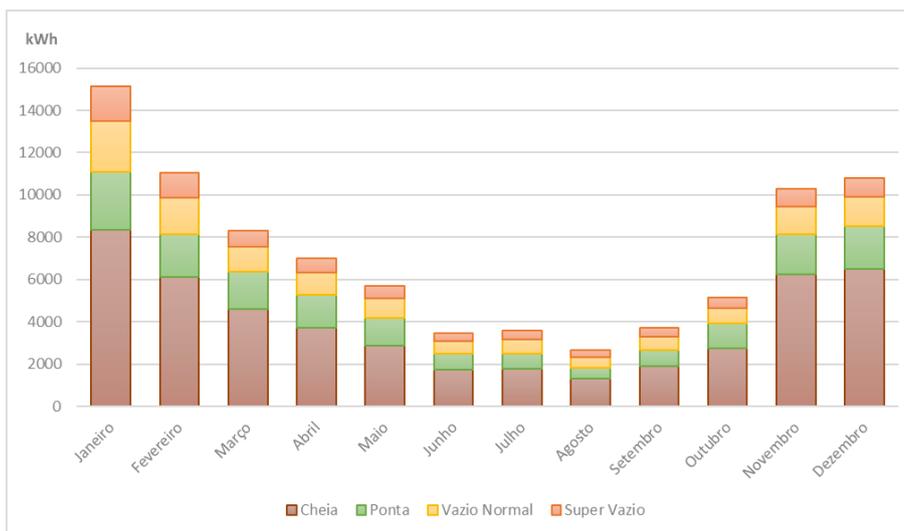


Figura 3.6. Consumos mensais de Energia Ativa por período horário do Paços do Concelho de Alfândega da Fé

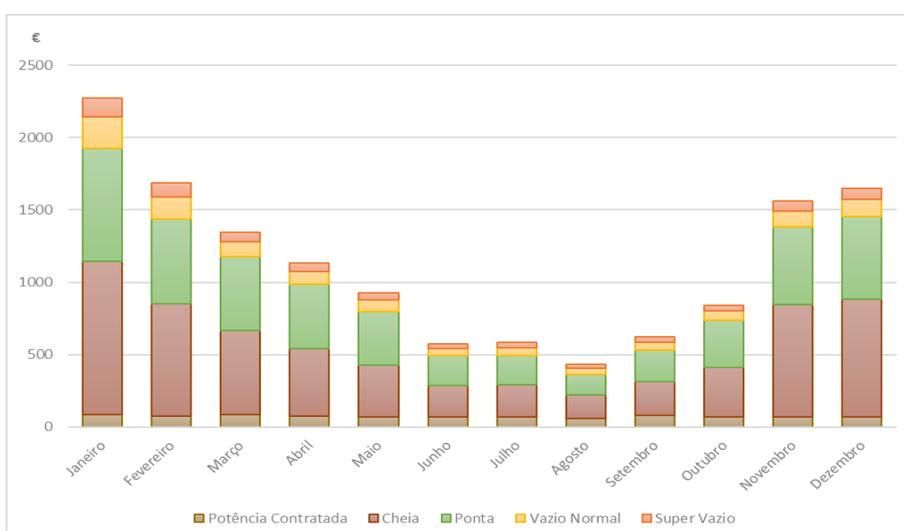


Figura 3.7. Custos mensais de Potência Contratada e de Energia Ativa por período horário do Paços do Concelho de Alfândega da Fé

Analisando a figura 3.6., é evidente o efeito da sazonalidade. Os meses mais frios correspondem aos de maior consumo e os de verão ao menor. O pequeno crescimento do consumo no mês de julho deve estar associado ao maior consumo do AVAC num dos meses mais quentes do ano. Em agosto há uma quebra no consumo, que é facilmente justificável pela grande concentração de períodos de férias dos funcionários do Paços do Concelho. Na figura 3.7. continua a ser evidente a desproporção dos custos em horas de ponta relativamente ao gráfico de consumos, devendo-se ao contributo dos custos de potência em hora de ponta.

Casa da Cultura de Alfândega da Fé

A Casa da Cultura Mestre José Rodrigues está localizada no centro urbano da vila de Alfândega da Fé e foi inaugurada em setembro de 2004. O projeto é da autoria do Arquiteto Alcino Soutinho, sendo composto por um único edifício, que possui uma passagem coberta para o Largo de S.

Sebastião e o Jardim Municipal. A sua eclética construção permite uma multiplicidade de valências que passam por Galeria de Exposições, Auditório e Bar/Cafetaria.

Abaixo apresenta-se uma lista de características do edifício, as quais dizem respeito à unidade de produção fotovoltaica nele instalada e ao regime contratual de potência e consumo de energia do mesmo:

- Potência de pico instalada: 8 kWp
- Potência contratada: 108 kW (BTE)
- Consumo anual: 143 955 kWh (figura 3.8.)
- Custo anual com a fatura de eletricidade: 21 698,71 € (figura 3.9.)

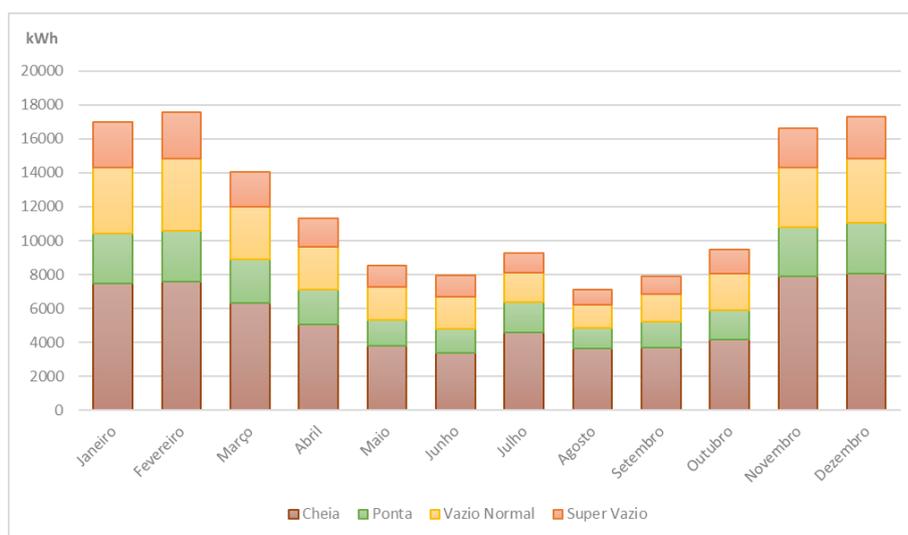


Figura 3.8. Consumos mensais de Energia Ativa por período horário da Casa da Cultura de Alfândega da Fé

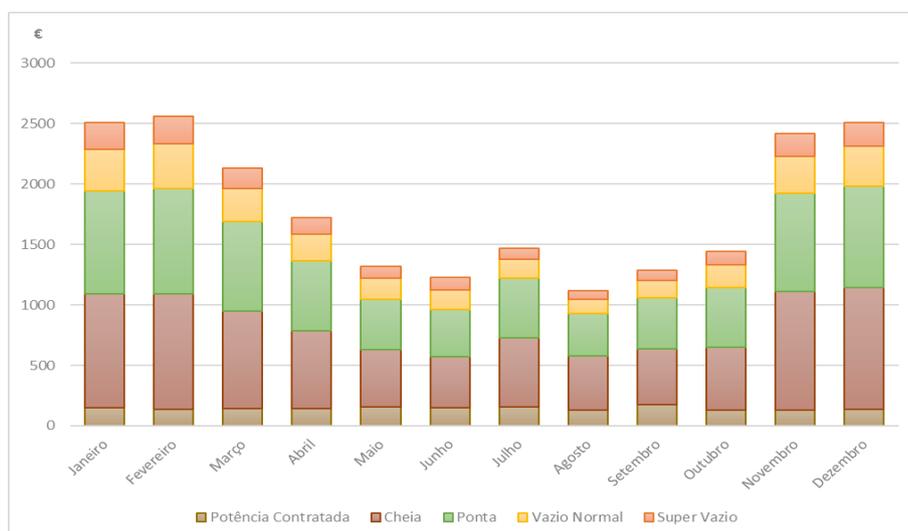


Figura 3.9. Custos mensais de Potência Contratada e de Energia Ativa por período horário da Casa da Cultura de Alfândega da Fé

O efeito sazonal é pouco gradual no consumo da Casa da Cultura, como mostra a figura 3.8., mas continua bastante evidente. Verificam-se consumos maiores nos meses de inverno do que nos de verão, um pico no mês de julho, devido a um maior uso do ar condicionado, e uma quebra no mês de agosto, relacionada com a menor utilização da Casa da Cultura em época de férias. No gráfico

de custos, figura 3.9., é mais uma vez notável a dimensão da parcela dos custos em horas de ponta, resultante da inclusão dos custos de potência neste período horário.

Complexo Desportivo Municipal de Alfândega da Fé

O Complexo Desportivo Municipal de Alfândega da Fé veio substituir o antigo estádio municipal, de modo a proporcionar melhores condições à prática desportiva no concelho. Possibilita a prática de futebol e de hóquei em campo e inclui uma pista de Tartan para as modalidades de atletismo. A iluminação deste complexo permite tanto o funcionamento diurno como noturno.

Nesta instalação desportiva existe uma Unidade de Produção Fotovoltaica com potência de pico instalada de 23,04 kWp.

3.2.2. Edifícios de Penela

Pavilhão Multiusos de Penela

O Pavilhão Multiusos de Penela, infraestrutura criada pela autarquia, possui uma área coberta de 1500m², sendo composta por dois pisos (pisos 0 e 1). No piso 0, encontram-se o recinto para a prática desportiva, quatro balneários e sanitários de apoio, dois balneários e sanitários para pessoas com necessidades especiais, arrumos para guardar equipamento desportivo, balneários para árbitros, palco, além de uma divisão onde está instalada uma caldeira a gás propano para AQS. No piso 1 existem dois sanitários, um bar que está desativado, gabinete médico, dois gabinetes administrativos e um guichet de bilheteira. Este pavilhão foi criado com o objetivo de proporcionar aos munícipes e aos visitantes da vila um variado leque de atividades, nomeadamente encontros desportivos, exposições, e outras atividades extras.

Segue-se um conjunto de características do edifício representativas do seu regime contratual de potência e do seu consumo de energia:

- Potência Contratada: 41,4 kVA (BTN)
- Consumo anual: 11 967 kWh
- Custo anual com a fatura de eletricidade: 2 922,41 €

Centro Escolar de Penela

O Centro Escolar de Penela é uma infraestrutura que vem dar continuidade ao projeto de reorganização escolar, albergando alunos de quatro freguesias (S. Miguel, Santa Eufémia, Podentes e Rabaçal). Este dispõe de seis salas de aula destinadas ao primeiro ciclo do ensino básico, três para atividades do jardim de infância, uma sala polivalente e uma sala de informática,

bem como uma biblioteca e espaços de recreio, tendo assim capacidade para 200 crianças. Este Centro escolar tem uma forte integração de tecnologia, participando em projetos como o EnerEscolas, desenvolvido pela empresa ISA – Intelligent Sensing Anywhere, com o objetivo de sensibilizar as crianças e os seus pais para uma mais consciente e eficiente utilização da energia elétrica, permitindo-lhes ter acesso a dados reais de monitorização energética e aprender como se pode e deve poupar energia.

De seguida são apresentadas as características específicas do edifício, relativamente ao seu regime contratual de potência e ao seu consumo de energia:

- Potência contratada: 34,5 kVA (BTN)
- Consumo anual: 168 152 kWh
- Custo anual com a fatura de eletricidade: 26 242,31 €

Parque Logístico Municipal de Penela

O novo Parque Logístico Municipal de Penela foi inaugurado no dia 25 de Abril de 2007. Esta nova infraestrutura resulta da modernização de uma antiga fábrica, situada na zona industrial do Município. O edifício é composto por diversas áreas de oficina, zonas de armazenamento e de equipamentos, armazéns, diversas salas de apoio e, ainda, um centro de recolha animal. A implementação deste investimento veio, assim, melhorar a logística dos serviços externos da autarquia e as condições de operacionalidade dos recursos humanos.

Abaixo estão presentes as características do edifício relacionadas com o seu regime de potência contratada e com o seu consumo de energia:

- Potência contratada: 41,41 kW (BTE)
- Consumo anual: 14 958 kWh (figura 3.10.)
- Custo anual com a fatura de eletricidade: 2 948,37 € (figura 3.11.)

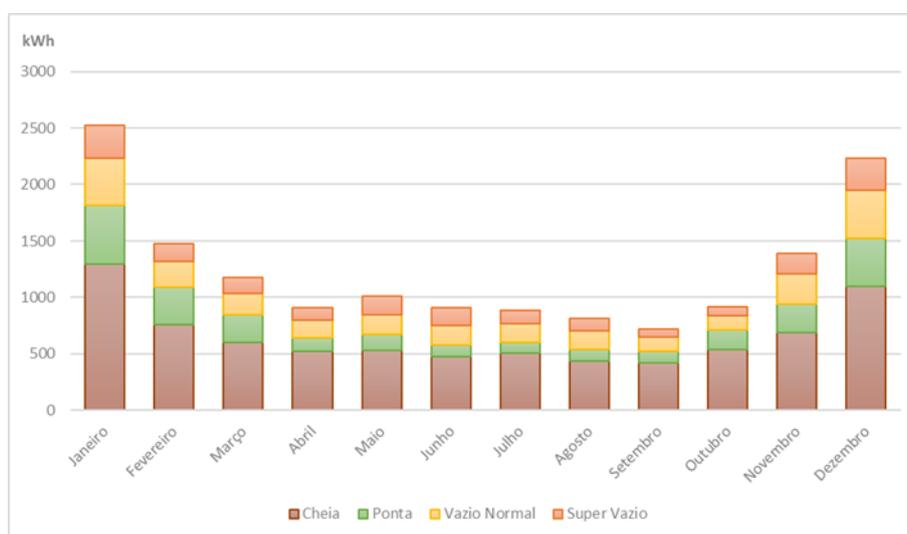


Figura 3.10. Consumos mensais de Energia Ativa por período horário do Parque Logístico de Penela

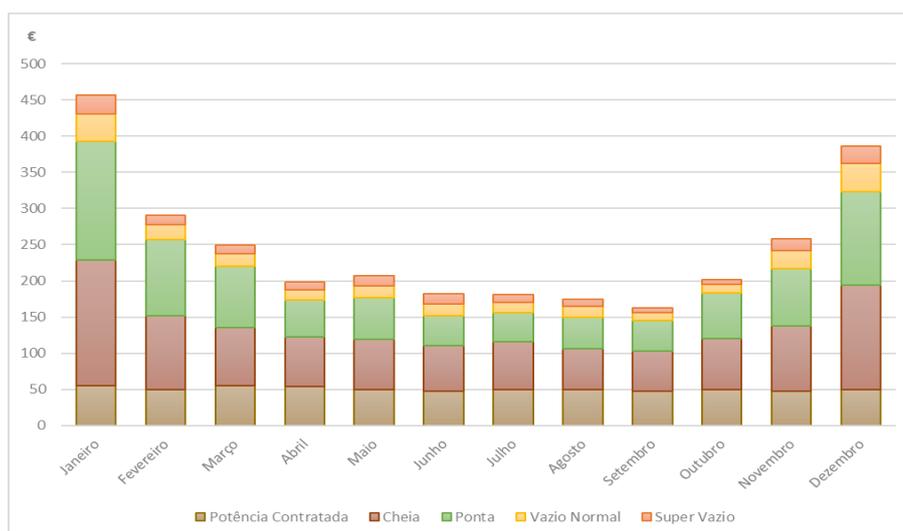


Figura 3.11. Custos mensais de Potência Contratada e de Energia Ativa por período horário do Parque Logístico de Penela

A figura 3.10. mostra que os consumos do Parque Logístico de Penela são muito regulares ao longo do ano, à exceção de dezembro e janeiro, que representam os meses mais frios e, conseqüentemente, um maior consumo em sistemas de aquecimento. É importante mencionar que os custos em hora de ponta continuam proporcionalmente maiores aos restantes (figura 3.11.), devido aos custos de potência a que esse período horário está sujeito.

Centro Escolar do Espinhal (Penela)

Com uma capacidade para cerca de 80 alunos, dividindo-se em pré-escolar e primeiro ciclo, o Centro Escolar de Espinhal pertence ao Agrupamento de Escolas Infante D. Pedro. Este centro educativo está basicamente organizado num só piso, dispondo de quatro salas do 1º ciclo, todas elas equipadas com quadros interativos, duas salas do pré-escolar e, ainda, duas salas polivalentes, uma biblioteca, uma sala de informática, uma sala para professores, um refeitório, uma cozinha, um espaço coberto e um recreio. Todos estes espaços perfazem uma área de 2,470m², dos quais 1,560m² são de área coberta, sendo a área exterior aproveitada para que os alunos possam desenvolver várias atividades enriquecedoras, nomeadamente no âmbito agrícola, uma pequena horta pedagógica criada para o efeito.

Seguem-se alguns dados específicos do edifício que o caracterizam quanto ao seu regime contratual de potência e ao seu consumo de energia:

- Potência contratada: 41,41 kW (BTE)
- Consumo anual: 24 458 kWh (figura 3.12.)
- Custo total com a fatura de eletricidade: 4 334,38 € (figura 3.13.)

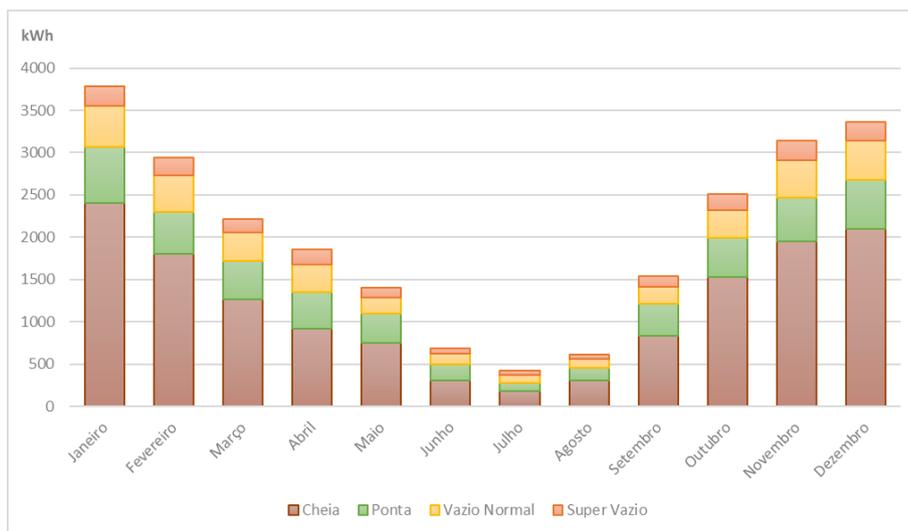


Figura 3.12. Consumos mensais de Energia Ativa por período horário do Centro Escolar do Espinhal

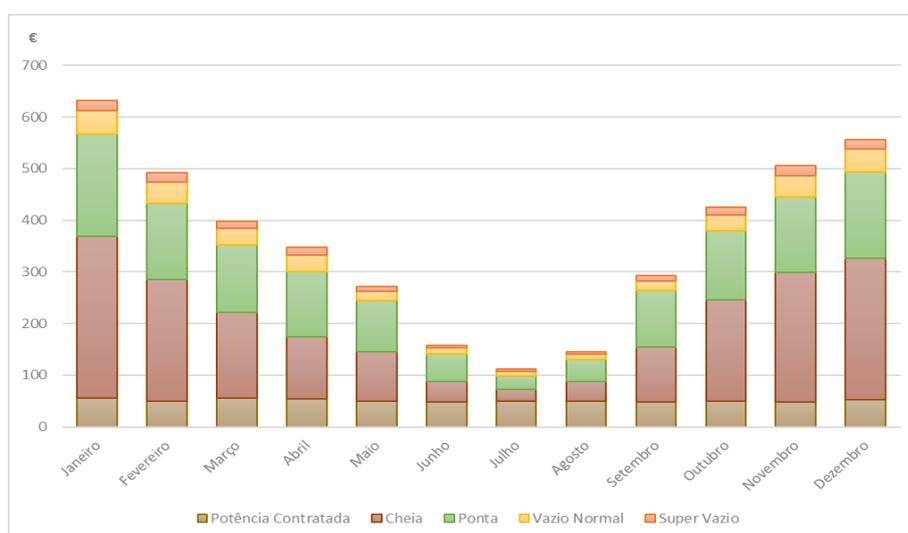


Figura 3.13. Custos mensais de Potência Contratada e de Energia Ativa por período horário do Centro Escolar do Espinhal

No Centro Escola do Espinhal, o consumo do edifício, ilustrado pelo gráfico 3.12., é perfeitamente coerente com o período de atividade escolar. Em junho, julho e agosto, a escola está fechada para férias ou em funcionamento reduzido, correspondendo aos meses de menor consumo. Nos meses restantes, a diminuição da temperatura é proporcional ao aumento do consumo, de forma a manter o nível de conforto no edifício. No gráfico 3.13., continua a ser visível que as horas de ponta têm o maior peso no cálculo dos respetivos custos, por terem em conta os custos de potência em horas de ponta.

Biblioteca e Auditório Municipais de Penela

A Biblioteca Municipal de Penela foi inaugurada dia 29 de setembro de 2006, funcionando durante 260 dias do ano, das 10:00 às 19:00 de segunda a sexta-feira e das 14h às 19h ao sábado. A biblioteca municipal é composta por três pisos: o piso -1 possui um auditório, sanitários, sala das máquinas (sistema de climatização) e área de exposições; o piso 0 incorpora zonas administrativas,

arquivo, sanitários e sala de servidores; e, por fim, o Piso 1 é composto pela sala de leitura, pequeno auditório, sala de apoio informático e sala de leitura juvenil. Estes espaços oferecem serviços de carácter informativo, educativo, cultural e de lazer, os quais abrangem apoio a pesquisas, acesso gratuito à Internet e suportes audiovisuais, ambiente acolhedor e lúdico para os mais novos, promoção da criatividade e da leitura, espaços para espetáculos, exposições e cinema.

De seguida apresentam-se algumas características do edifício relativas ao seu regime contratual de potência e ao seu consumo de energia:

- Potência contratada: 66 kW (BTE)
- Consumo anual: 40 858 kWh (figura 3.14.)
- Custo total com a fatura de eletricidade: 7 005,35 € (figura 3.15.)

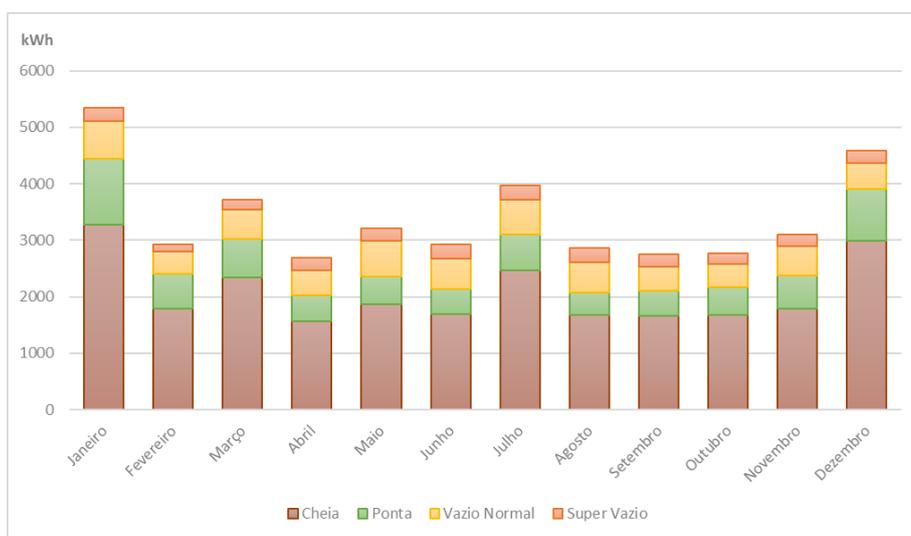


Figura 3.14. Consumos mensais de Energia Ativa por período horário da Biblioteca e Auditório Municipais de Penela

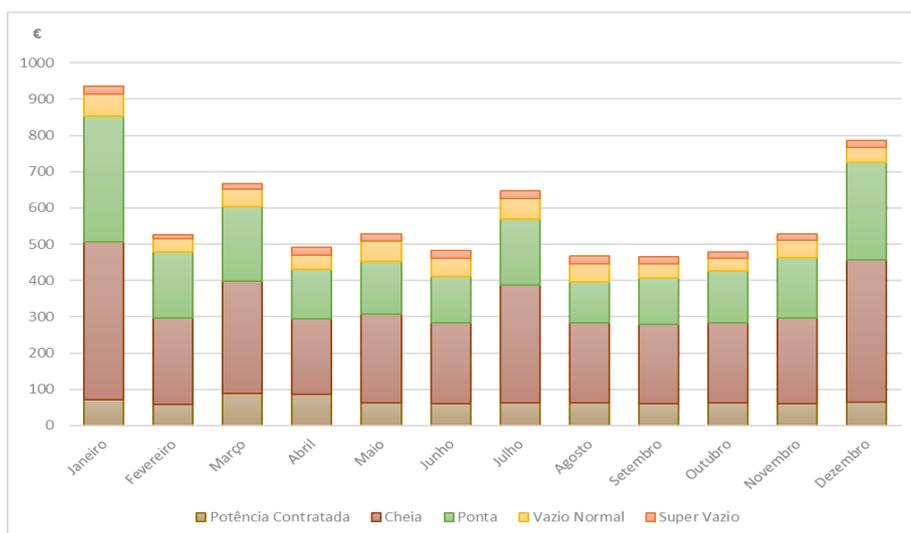


Figura 3.15. Custos mensais de Potência Contratada e de Energia Ativa por período horário da Biblioteca e Auditório Municipais de Penela

Analisando a figura 3.14., observa-se a pouca regularidade dos consumos mensais da Biblioteca e Auditório Municipais. Estas variações podem estar relacionadas com atividades ou eventos desenvolvidos esporadicamente nas suas instalações. No entanto, o consumo maior continua a

corresponder aos meses mais frios, dezembro e janeiro, e verifica-se um pico em julho resultante do aumento do consumo do ar condicionado. Na figura 3.15., à semelhança do que acontece nos edifícios anteriores, o custo por kWh em horas de ponta é maior do que nos restantes períodos horários, uma vez que inclui os custos de potência em horas de ponta.

3.3. Caracterização das residências selecionadas

Afim de obter uma caracterização mais pormenorizada dos equipamentos elétricos existentes nas residências participantes no projeto *Netefficity*, foi elaborado um inquérito com doze perguntas de escolha múltipla (Anexo A). Este pretendia recolher informações chave sobre o tipo de equipamentos elétricos existentes, a sua frequência de utilização e sobre o agregado familiar de cada residência, nomeadamente, número de pessoas, faixa etária e nível de escolaridade.

As residências submetidas a este questionário pertencem apenas ao demonstrador de Alfândega da Fé, uma vez que no demonstrador de Penela, as residências participantes ainda não se encontravam definidas. Apesar de todos os participantes de Alfândega da Fé terem recebido o inquérito, apenas 30 dos 50 participantes responderam, ou seja, 60% das residências foram caracterizadas, o que já representa uma percentagem significativa.

As cinco primeiras questões relacionam-se com os equipamentos elétricos mais comuns nas habitações e com a sua utilização no dia a dia. A pergunta 6 é referente ao sistema de aquecimento de águas existente na residência. Nas três questões seguintes é abordado o tipo de sistema de aquecimento e arrefecimento da habitação, central ou individual. Por último, as três perguntas finais são direcionadas à caracterização do agregado familiar, pretendendo apurar quantos menores e adultos habitam a residência e quais as habilitações literárias dos membros adultos do agregado familiar.

Através das respostas às questões 1 (figura 3.16.), 2 (figura 3.17.) e 3 (figura 3.18.), retiram-se algumas conclusões. Concretamente 43,3% da amostra possui placa elétrica, já o forno elétrico está presente em praticamente todas as residências da amostra (90%). No que respeita ao número de utilizações do forno elétrico por semana, apesar de terem sido dadas mais opções de resposta, 63,3% dos participantes responderam que o usavam apenas 1 a 2 vezes e 26,7% responderam 3 a 4 vezes por semana, sendo que os restantes 10% não possuíam esse equipamento. Contudo, a placa e o forno elétricos não são cargas que possam ser deslocadas no tempo, pois a sua utilização requer uma resposta imediata e limitada ao período de confeção das refeições. Avaliando a sua utilização, consoante coincide com o período de produção de energia dos painéis fotovoltaicos, conclui-se

que o forno elétrico, durante os dias úteis da semana, é o único a ser usado preferencialmente à noite, ou seja, fora das horas de produção. Assim, o uso destes equipamentos concentra-se maioritariamente durante as horas de produção e, conseqüentemente, de possível excedente energético dos edifícios com produção de eletricidade, contribuindo para o seu aproveitamento.

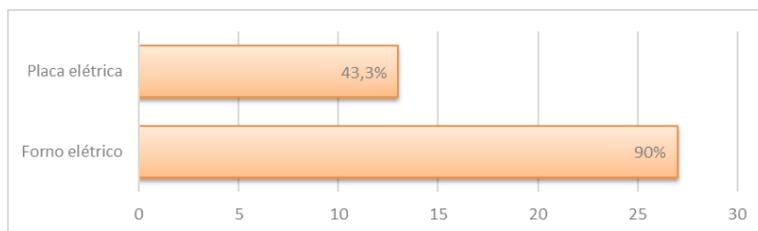


Figura 3.16. Respostas à questão 1 "Selecione os equipamentos que tiver na cozinha da residência"

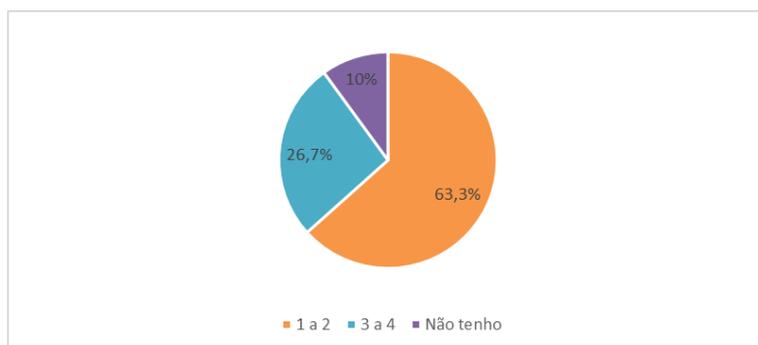


Figura 3.17. Respostas à questão 2 "Caso tenha forno elétrico na residência, indique o número médio de utilizações por semana"

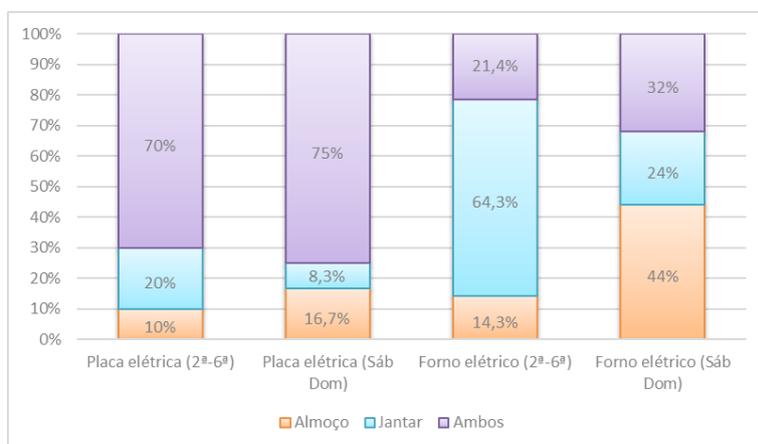


Figura 3.18. Respostas à questão 3 "Para os equipamentos que selecionou na questão 1, indique quais as ocasiões de uso frequente"

A mesma análise anterior pode estender-se às respostas dadas às questões 4 (figura 3.19.) e 5 (figura 3.20.). Em termos de relevância, a máquina de lavar roupa vem em primeiro lugar, havendo pelo menos uma em cada residência da amostra, seguida da máquina de lavar loiça, presente em mais de 80% dessas residências, e, por último, a máquina de secar roupa é a menos representativa, presente em pouco mais de 25% das residências. Relativamente à frequência de utilização, todas as máquinas têm um uso muito regular nas respetivas residências, cada uma com uma média de 4 utilizações por semana. A máquina de secar roupa encontra-se caracterizada apenas no período de inverno, uma vez que durante o período de verão é usada apenas por um dos utilizadores. Nos

restantes casos, a média de utilizações por semana é muito significativa, tendo em conta que estes equipamentos representam cargas facilmente deslocáveis para períodos com excesso de energia.

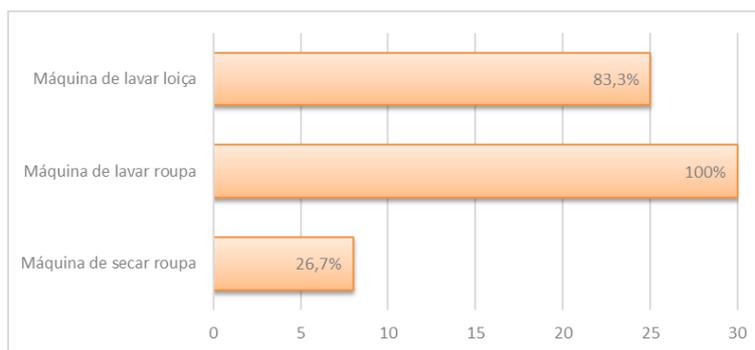


Figura 3.19. Respostas à questão 4 "Selecione as máquinas que tiver na residência"

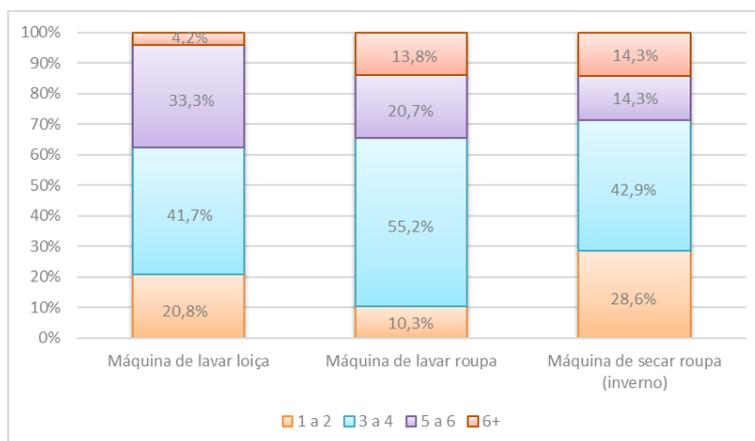


Figura 3.20. Respostas à questão 5 "Para as máquinas que selecionou na questão anterior, indique o número médio de utilizações por semana"

Dos sistemas de aquecimento de águas propostos na pergunta 6 (figura 3.21.), apenas 17% das residências foram identificadas como tendo sistemas elétricos (termoacumulador elétrico e solar térmico com apoio elétrico). Deste modo, somente 5 participantes da amostra podem usar os seus sistemas de aquecimento de águas como sistemas de armazenamento de energia, entrando em programas de deslocação de cargas para o aumento da flexibilidade do consumo energético dentro da comunidade.

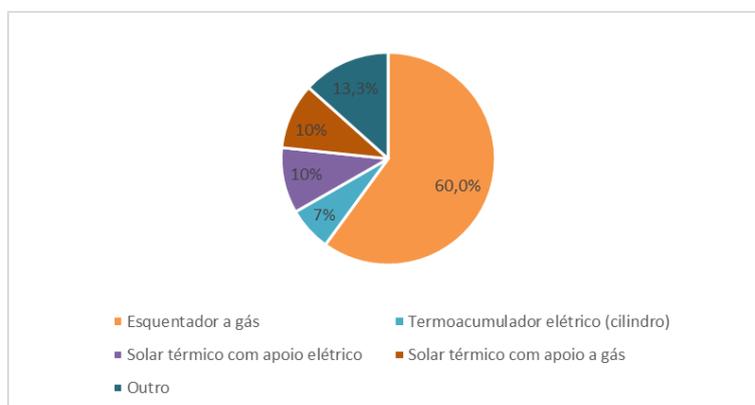


Figura 3.21. Respostas à questão 6 "Selecione o sistema de aquecimento de águas da residência"

A partir das respostas às perguntas 7 (figura 3.22.), 8 (figura 3.23.) e 9 (figura 3.24.) do inquérito é possível fazer a caracterização dos sistemas de aquecimento e arrefecimento das residências. Tendo em conta os sistemas de aquecimento das habitações, apenas 13,3% são elétricos e centralizados, o que corresponde a 4 consumidores da amostra. Por sua vez, os sistemas de arrefecimento existentes em 13,3% das residências correspondem também a 4 consumidores da amostra, apesar de terem controlo de temperatura individual ao invés de central. Deste modo, estes são os únicos sistemas de aquecimento e arrefecimento que podem participar em programas de deslocação de cargas, pois permitem aquecer ou arrefecer a massa de ar interior da casa e conservar a temperatura pretendida, atuando como um sistema de armazenamento de energia pouco isolado.

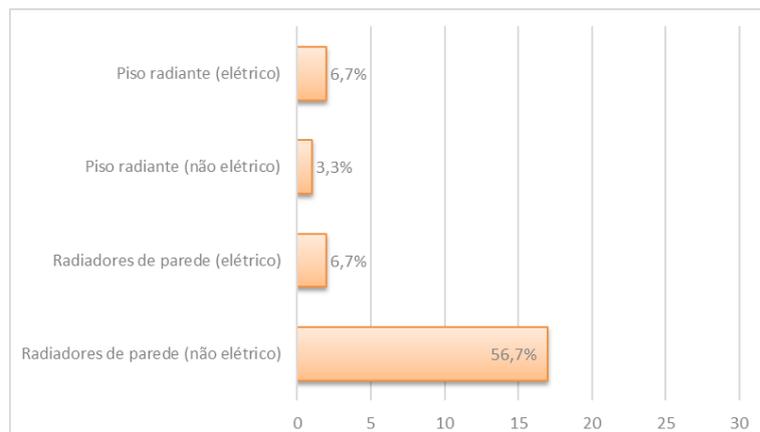


Figura 3.22. Respostas à questão 7 "Selecione o/s sistema/s de aquecimento central da residência"

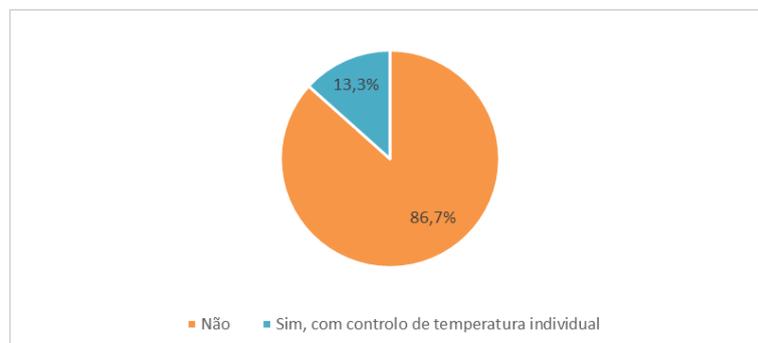


Figura 3.23. Respostas à questão 8 "Indique se tem sistema de climatização com bomba de calor (ar condicionado) na residência"

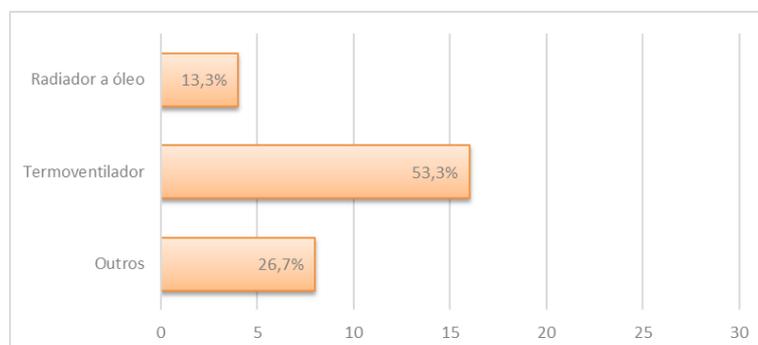


Figura 3.24. Respostas à questão 9 "Selecione outros equipamentos de aquecimento elétrico que use regularmente na residência durante o inverno"

As questões 10 (figura 3.25.) e 11 (figura 3.26.) pretendem obter uma relação entre o número de elementos que constituem o agregado familiar, as suas idades e o consumo da residência. A composição do agregado tem influência direta no consumo. Como exemplo, as 15 casas com crianças terão um uso mais frequente de equipamentos como a máquina de lavar roupa, assim como se admite que, quanto maior for o agregado familiar, maior será o número de utilizações dos equipamentos elétricos e, conseqüentemente, o consumo da residência.

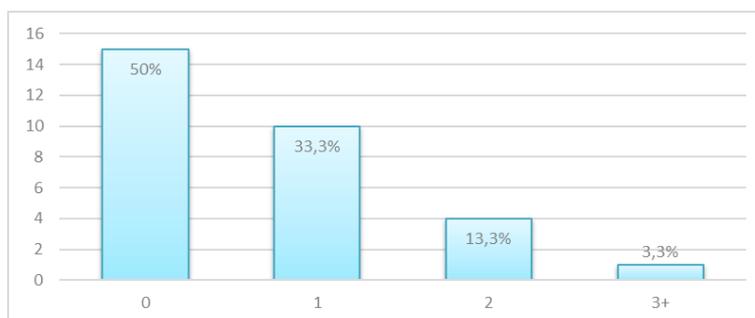


Figura 3.25. Respostas à questão 10 "Quantos menores de idade habitam a residência?"

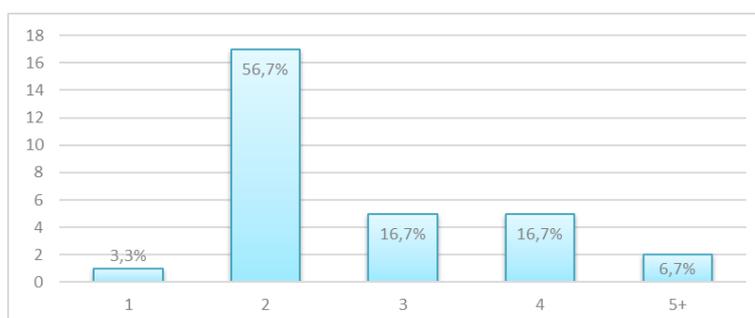


Figura 3.26. Respostas à questão 11 "Quantos adultos habitam a residência?"

Por último, a pergunta 12 (3.27.) refere-se ao nível de escolaridade dos membros adultos do agregado familiar de cada residência. Pessoas com habilitações superiores devem ter maior facilidade em integrar-se no projeto, admitindo que dispõem de mais faculdades para a compreensão e valorização do seu papel neste projeto piloto e também do ponto de vista da participação ativa no mesmo.

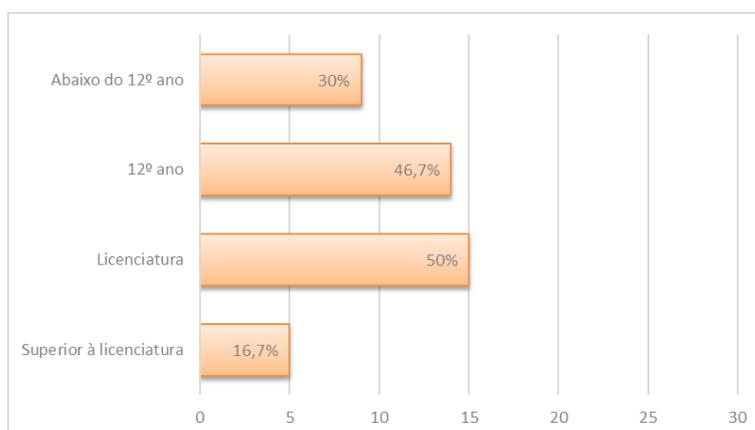


Figura 3.27. Respostas à questão 12 "Quais são as habilitações literárias dos membros adultos do agregado familiar?"

Com estes dados seria possível identificar potenciais equipamentos cujo consumo pudesse ser deslocado conforme a disponibilidade de energia da comunidade em determinado momento. Além disto, pretendia-se também estabelecer relações entre o tipo de agregado familiar de cada residência, o seu perfil de consumo e uso mais ou menos consciente da energia elétrica. No entanto, os dados disponíveis foram apenas referentes ao consumo do mês de agosto do agregado. Para se tirar partido da caracterização feita pelo inquérito, seria necessário ter-se tido, atempadamente, dados individuais dos diagramas de consumo das residências, de modo a fazer alguns estudos de flexibilidade de cargas e do impacto que essa flexibilidade teria no aproveitamento global da produção excedentária injetada na rede.

4. Análise e discussão de resultados

Neste capítulo são apresentados e analisados os dados monitorizados do demonstrador de Alfândega da Fé. Os dados relativos ao demonstrador de Penela não se encontram disponíveis, devido a atrasos na seleção dos participantes e instalação dos equipamentos de monitorização. Após a análise dos dados de monitorização de energia, referentes à produção e consumo dos elementos individuais da comunidade, é apresentado o estudo agregado desses mesmos elementos. São comparados determinados contextos de funcionamento da comunidade de energia até chegar ao cenário ótimo da Comunidade S, sobre a qual é realizado o estudo parcial dos respetivos benefícios económicos.

4.1. Análise e discussão dos dados de monitorização de energia

Os dados de monitorização de energia recolhidos são referentes aos edifícios e residências selecionados para a implementação do projeto *NetEffiCity* em Alfândega da Fé. Os edifícios públicos foram equipados com tecnologia *kisense*, que consiste numa ferramenta que monitoriza, fornece e analisa dados de consumo energético em tempo real, desenhada especificamente pela VPS para clientes empresariais. Esta plataforma disponibiliza ao cliente informações de apoio à gestão energética da empresa, contribuindo para redução do consumo e custos de energia e da pegada ecológica. As residências do projeto foram equipadas por outra solução de otimização de consumos desenhada pela VPS, desta vez para clientes residenciais, designada por *cloogy*. O *cloogy* recolhe e disponibiliza informações sobre o consumo em tempo real dos aparelhos domésticos elétricos, permitindo gerir remotamente os seus consumos energéticos.

Os dados disponibilizados pelos dois sistemas de monitorização são valores de energia medidos de 15 em 15 minutos, contudo a resolução das medições difere. Enquanto o *cloogy* disponibiliza dados com quatro casas decimais, o *kisense* apresenta valores unitários de energia elétrica. Por este motivo, aos diagramas médios semanais, cujos pontos correspondem à energia média, produzida ou consumida, em cada período de 15 minutos de uma semana, é aplicada uma média deslizante. Os diagramas apresentados neste capítulo são então a representação gráfica dessa média deslizante, por forma a suavizar os gráficos e torna-los mais legíveis.

A pouca resolução da maioria dos dados e o uso de médias deslizantes introduziram algum erro nos cálculos efetuados e, conseqüentemente nos resultados apresentados. Além disso, a falta de uma desagregação mais minuciosa do consumo de cada participante impediu o estudo das cargas flexíveis existentes na comunidade, bem como do impacto que a sua flexibilidade teria no aproveitamento dos excedentes energéticos da comunidade.

Para os edifícios públicos Mercado Municipal e Biblioteca Municipal, os dados relativos à produção e consumo de eletricidade correspondem ao intervalo temporal de 22/05/2017 a 27/08/2017. O edifício da Casa da Cultura tem dados de consumo e de produção referentes a intervalos diferentes, respetivamente de 24/04/2017 a 27/08/2017 e de 30/05/2017 a 27/08/2017. O Paços do Concelho apresenta o seu consumo de energia de 22/05/2017 a 27/08/2017, correspondendo ao mesmo período de tempo em que o Complexo Desportivo Municipal disponibiliza os dados da sua unidade de produção. Relativamente às residências, o intervalo de recolha de dados de consumo é o mais reduzido, referindo-se apenas ao período de 17/07/2017 a 27/08/2017.

Devido ao período reduzido disponível para recolha de dados, o intervalo de valores de produção e consumo de cada elemento da comunidade nem sempre é coincidente. Optou-se por não descartar dados de modo a ficar com um intervalo comum a todos os participantes, pois esse intervalo ficaria reduzido praticamente a um mês. Assim, a análise dos dados de monitorização é feita a partir de valores médios semanais em vez de valores absolutos, com o objetivo de reduzir o erro de expressão temporal dos mesmos aquando da sua comparação.

4.1.1. Edifícios públicos

Os dados de monitorização dos edifícios participantes no projeto demonstrador de Alfândega da Fé foram processados e representados em diagramas de produção e de carga semanais. É de notar que os diagramas médios de produção obtidos são relativos a meses do período de verão, tipicamente com bastante sol, pelo que podem não traduzir a realidade do ano inteiro. A partir dos mesmos dados, foram construídos numa base de tempo diária os gráficos de consumo médio e de energia média injetada na rede. Foram também calculados os consumos dos respetivos diagramas, bem como a desagregação por função de consumos monitorizados.

De seguida apresentam-se os resultados obtidos e a respetiva interpretação para cada um dos edifícios, primeiro de uma perspetiva individual e depois de um ponto de vista agregado.

Mercado Municipal de Alfândega da Fé

Neste edifício existe uma Unidade de Produção Fotovoltaica em regime de exploração com a PHSolar com uma potência de pico instalada de 17,28 kWp a que corresponde o diagrama médio de produção semanal da figura 4.1., representando uma produção semanal de 669 kWh.



Figura 4.1. Diagrama de produção média semanal do Mercado Municipal de Alfândega da Fé

O diagrama médio de carga semanal do Mercado Municipal é ilustrado pela figura 4.2., ao qual corresponde um consumo de energia de 304 kWh por semana. No entanto, devido à falta de um padrão de consumo bem definido neste diagrama, a figura 4.3. mostra os valores de consumo mínimo, médio e máximo do edifício para cada dia da semana.



Figura 4.2. Diagrama de carga média semanal do Mercado Municipal de Alfândega da Fé

Assim, analisando a figura 4.3. observa-se que o consumo médio diário varia pouco ao longo da semana, no entanto, apresenta valores mais baixos ao fim de semana, o que denota uma maior atividade do Mercado Municipal nos dias úteis. Além disso, o dia da semana que apresenta maior variabilidade de consumo, no período de monitorização, foi a segunda feira.

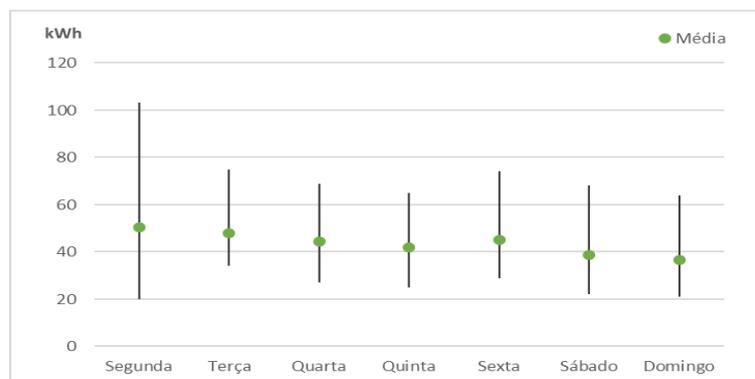


Figura 4.3. Média e gama de variação do consumo diário do Mercado Municipal de Alfândega da Fé

A monitorização de consumos foi feita no quadro elétrico do edifício e desagregada de acordo com a representatividade do consumo de cada um dos seguintes circuitos: Iluminação Exterior, Iluminação Interior (insignificante) e outros (figura 4.4.). Neste caso a desagregação dos circuitos monitorizados não permite perceber qual ou quais têm um impacto maior no consumo do edifício, uma vez que a parcela “outros” representa 98% do consumo geral. Esta percentagem é justificada tendo em conta que para ela contribuem os consumos do AVAC, dos escritórios do edifício, dos pontos comuns de eletricidade das bancas, etc.

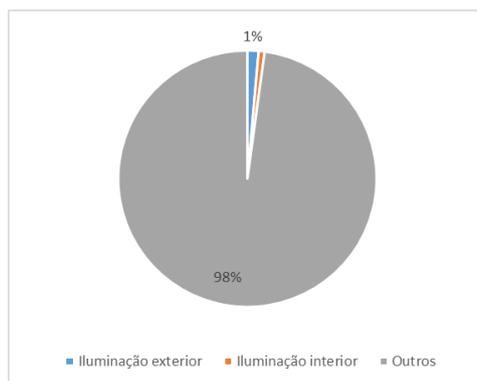


Figura 4.4. Consumos desagregados do Mercado Municipal de Alfândega da Fé

O consumo do Mercado Municipal não é suficiente para absorver toda a energia produzida na unidade de produção em regime de autoconsumo lá instalada, resultando excedentes energéticos instantâneos que são injetados na rede. Esta energia média diária encontra-se representada na figura 4.5. desagregada por períodos horários em ciclo diário tri-horário, correspondendo a um valor médio diário de 78 kWh injetados na rede elétrica.

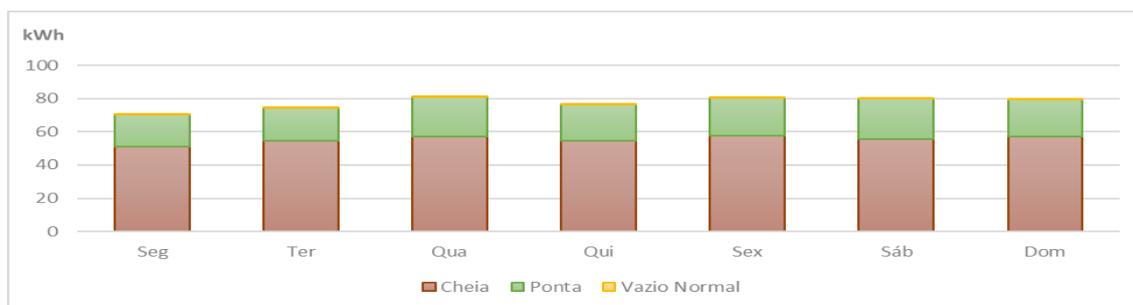


Figura 4.5. Energia diária média injetada na rede pelo Mercado Municipal de Alfândega da Fé

Biblioteca Municipal de Alfândega da Fé

Este edifício possui Sistema de Produção Fotovoltaica em regime de exploração com contrato com a PHSolar. O sistema de produção tem uma potência de pico instalada de 9 kWp e o seu regime de produção semanal é representado pelo diagrama médio semanal da figura 4.6., o qual traduz uma produção média semanal de 282 kWh.



Figura 4.6. Diagrama de produção média semanal da Biblioteca Municipal de Alfândega da Fé

O consumo médio de uma semana da Biblioteca Municipal em atividade normal é descrito pelo diagrama de carga da figura 4.7., resultando num consumo de energia de 499 kWh por semana. Por uma questão de concordância com a análise do edifício anterior e com o intuito de conseguir captar melhor o padrão de funcionamento diário da Biblioteca Municipal, na figura 4.8. estão presentes os valores de consumo mínimo, médio e máximo para cada dia da semana média do consumo do edifício.

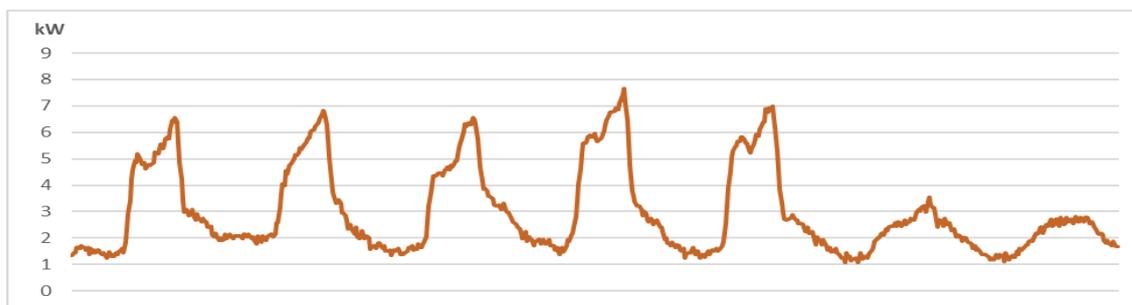


Figura 4.7. Diagrama de carga média semanal da Biblioteca Municipal de Alfândega da Fé

Como resultado da análise de ambas as figuras 4.7. e 4.8., nota-se que a Biblioteca Municipal tem um perfil de consumo bastante semelhante de segunda a sexta, típico do seu horário de funcionamento das 9:00 às 17:30, e um consumo de energia significativamente mais baixo ao sábado e ao domingo, período em que se encontra encerrada.

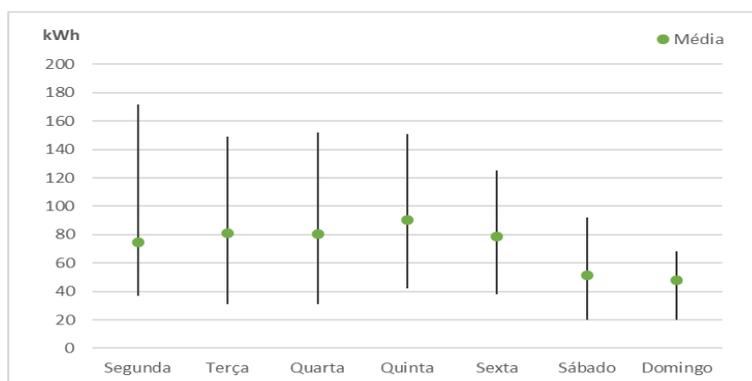


Figura 4.8. Média e gama de variação do consumo diário da Biblioteca Municipal de Alfândega da Fé

A monitorização de consumos da Biblioteca Municipal foi desagregada pelos circuitos AVAC, Iluminação e outros, como mostra a figura 4.9., de acordo com a sua contribuição para o consumo

geral do edifício. A maior parcela do consumo geral do edifício é claramente ocupada pelo circuito que alimenta o AVAC, sendo a maior carga presente no edifício, como seria expectável.

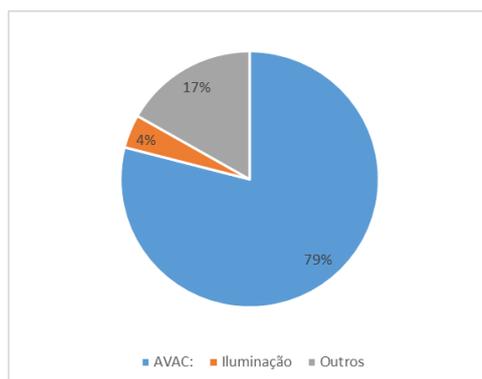


Figura 4.9. Consumos desagregados da Biblioteca Municipal de Alfândega da Fé

Neste edifício funciona uma UPAC cuja produção excede, em determinados momentos, as necessidades de consumo das cargas. Esse excedente energético foi desagregado por períodos horários em ciclo diário tri-horário, como mostra a figura 4.10., representando, em média, 11 kWh de energia injetada na rede diariamente.

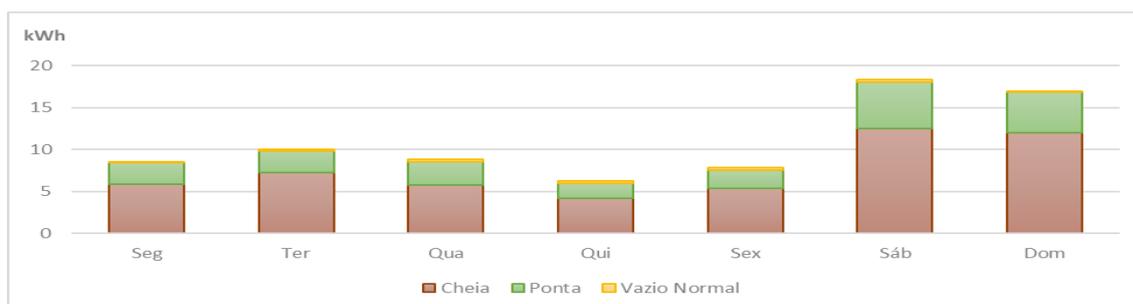


Figura 4.10. Energia diária média injetada na rede pela Biblioteca Municipal de Alfândega da Fé

Paços do Concelho de Alfândega da Fé

No edifício dos Paços do Concelho não foi instalada nenhuma unidade de produção fotovoltaica, logo o papel deste no projeto é apenas de grande consumidor. Na figura 4.11. está representado o seu diagrama médio de carga semanal, correspondendo a 806 kWh consumidos numa semana. Este gráfico já apresenta um perfil de consumo diário bem definido e consistente, não sendo necessário gerar um gráfico que representasse a gama de variação do consumo diário para este edifício, pois não traria nenhuma informação adicional relevante.

Em análise da figura 4.11., observa-se um consumo considerável e muito semelhante durante os dias úteis da semana, ao paço que nos períodos em que o edifício se encontra encerrado, durante a noite e fins de semana, o consumo é residual. Evidencia-se bem a quebra do consumo a meio do dia de trabalho, correspondendo à hora de almoço, e é de notar também que o consumo da parte da tarde é ligeiramente superior ao período da manhã.

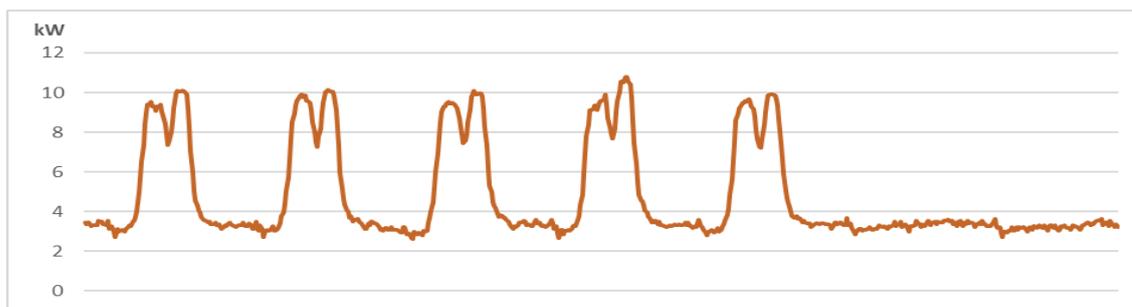


Figura 4.11. Diagrama de carga média semanal do Paços do Concelho de Alfândega da Fé

A monitorização de consumos do edifício Paços do Concelho foi feita de acordo com a desagregação ilustrada pela figura 4.12., estando dividida nos circuitos: Piso 0, Piso 2, Tomadas, Iluminação e outros. Mais uma vez, a maior fatia do consumo recai sobre o circuito que alimenta o AVAC, localizado no Piso 0, consistindo na maior carga do edifício.

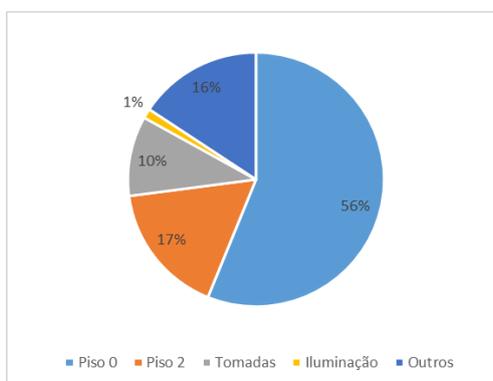


Figura 4.12. Consumos desagregados do Paços do Concelho de Alfândega da Fé

Casa da Cultura de Alfândega da Fé

Neste edifício existe uma Unidade de Produção Fotovoltaica em regime de exploração com a PHSolar. Esta unidade tem uma potência de pico instalada de 8 kWp e o seu regime de funcionamento é traduzido pelo diagrama médio semanal na figura 4.13., que corresponde a uma produção média de 348 kWh por semana.



Figura 4.13. Diagrama de produção média semanal da Casa da Cultura de Alfândega da Fé

A figura 4.14. ilustra o diagrama médio de carga semanal da Casa da Cultural, o qual traduz um consumo de 1689 kWh por semana. À semelhança dos dois primeiros edifícios apresentados, o diagrama de carga da Casa da Cultura não mostra um perfil de consumo semanal muito perceptível.

Deste modo, para chegar à melhor caracterização possível do consumo energético do edifício, a figura 4.15. representa os valores de consumo mínimo, médio e máximo para cada dia da semana média do consumo do mesmo.



Figura 4.14. Diagrama de carga média semanal da Casa da Cultura de Alfândega da Fé

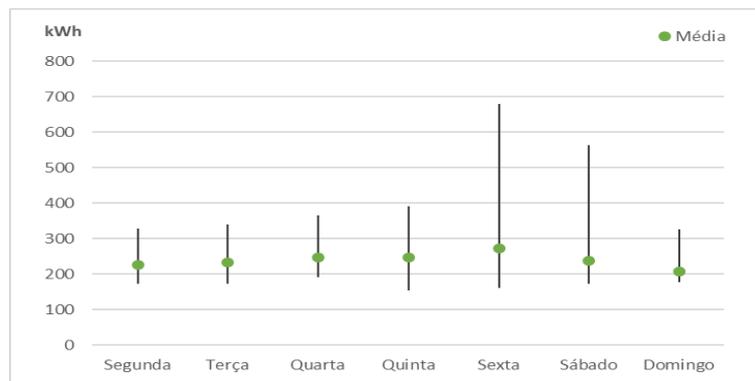


Figura 4.15. Média e gama de variação do consumo diário da Casa da Cultura de Alfândega da Fé

Através da análise da figura 4.15., é possível verificar que, em média, o consumo da Casa da Cultura varia pouco entre os dias da semana, mas é de notar que os seus picos de consumo ocorrem fundamentalmente à sexta e ao sábado. Tal resultado indica que durante toda a semana este edifício apresenta um funcionamento estável, contudo, este promove eventos pontualmente à sexta-feira e ao sábado, coincidindo com os períodos de disponibilidade da população para eventos culturais. A monitorização de consumos foi feita no quadro elétrico do edifício e desagregada como mostra a figura 4.16., tendo em conta a representatividade do consumo de cada um dos circuitos seguintes: AVAC, Exposição, Auditório 0, Cabine, Palco, Casa das Máquinas (insignificante), Auditório -1 (insignificante) e outros. Merece apenas referência o circuito AVAC, que continua a ser a carga com maior consumo energético neste edifício, assim como nos casos anteriores.

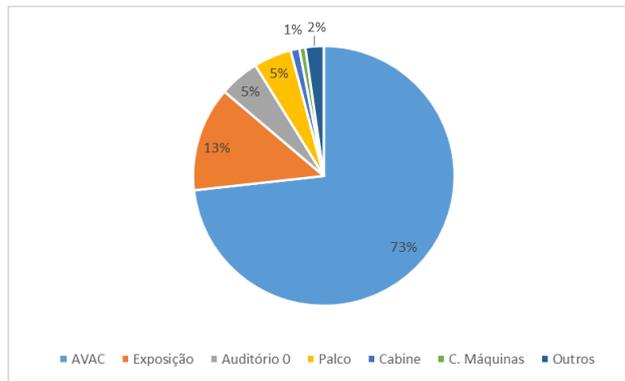


Figura 4.16. Consumos desagregados da Casa da Cultura de Alfândega da Fé

Da energia produzida pela UPAC, resulta um excedente energético instantâneo que o edifício não tem capacidade para absorver, sendo injetado na rede. Neste edifício, esta energia média diária é igual a 1 kWh e está desagregada por períodos horários em ciclo diário tetra-horário na figura 4.17.

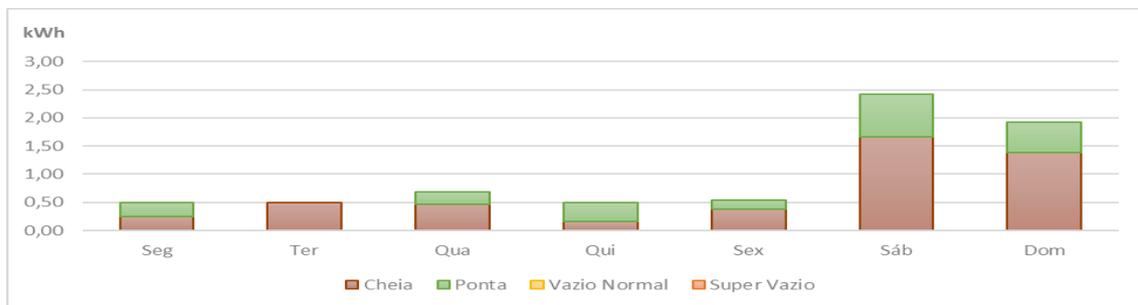


Figura 4.17. Energia diária média injetada na rede pela Casa da Cultura de Alfândega da Fé

Complexo Desportivo Municipal de Alfândega da Fé

Nesta instalação desportiva existe uma Unidade de Produção Fotovoltaica com potência de pico instalada de 23,04 kWp em regime de exploração com a PHSolar. O diagrama médio de produção desta unidade está presente na figura 4.18., correspondendo a 825 kWh produzidos por semana.



Figura 4.18. Diagrama de produção média semanal do Campo de Futebol de Alfândega da Fé

A carga de consumo do Complexo Desportivo não participa no projeto, o papel deste é exclusivamente produzir energia para a comunidade em regime de UPP.

Agregado dos edifícios públicos

Depois de apresentados, de forma individual, todos os dados monitorizados dos edifícios públicos participantes no demonstrador de Alfândega da Fé, é importante perceber o impacto que estes valores têm quando os edifícios são vistos como um agregado. Na tabela 4.1. estão resumidas as contribuições energéticas semanais de cada edifício para o agregado.

Tabela 4.1. Médias semanais da produção, consumo, energia injetada na rede e energia fornecida em kWh

Valores médios semanais	Produção	Consumo	Energia injetada na rede	Energia fornecida pela rede
Mercado Municipal	699	304	543	148
Biblioteca Municipal	282	499	77	294
Paços do Concelho	-	806	-	806
Casa da Cultura	348	1 689	7	1 348
Complexo Desportivo	825	-	825	-
TOTAL	2 154	3 298	1 452	2 596

A figura 4.19. compara os diagramas médios semanais da produção do agregado e da sua parcela que não é absorvida em autoconsumo, sendo injetada na rede. Corresponde a 2154 kWh de energia produzida e a 1452 kWh de energia injetada na rede, de onde resulta que apenas 702 kWh da energia produzida são consumidos nos edifícios onde estão instaladas as UPAC.

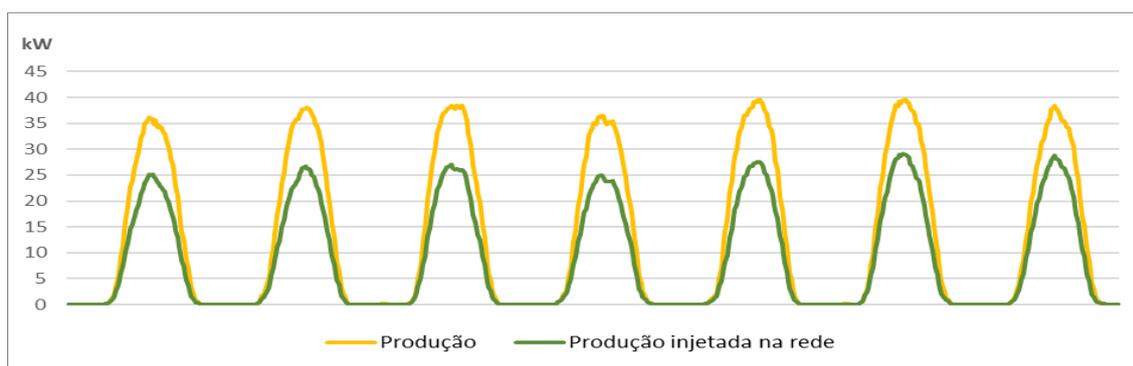


Figura 4.19. Diagramas médios semanais do agregado: de produção total e de produção injetada na rede

Observando agora a figura 4.20., que mostra o diagrama médio de carga semanal do agregado e o diagrama da sua carga que é alimentada pela rede, comprova-se que apenas 702 kWh dos 3298 kWh consumidos provêm da produção, sendo que 2596 kWh são fornecidos pela rede.

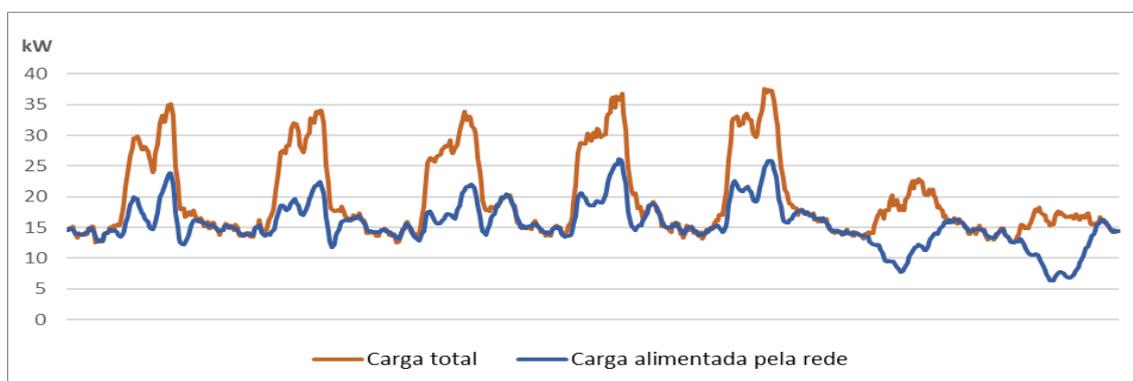


Figura 4.20. Diagramas médios semanais do agregado: de carga total e de carga alimentada pela rede

4.1.2. Residências

O conceito do projeto piloto de Alfândega da Fé passa pela criação de uma comunidade sustentável do ponto de vista energético, onde 50 residências ajudariam a absorver os excedentes energéticos dos edifícios, para um melhor aproveitamento local da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos. No entanto, devido a atrasos no processo de seleção das residências participantes e na instalação dos kits de monitorização nas mesmas, apenas foi possível recolher os dados de consumo de 38 habitações, relativos a um período de aproximadamente seis semanas (18/07/2017 a 27/08/2017). O diagrama médio de carga semanal do agregado das 38 residências está representado na figura 4.21. e corresponde a um consumo médio semanal de 1177 kWh.

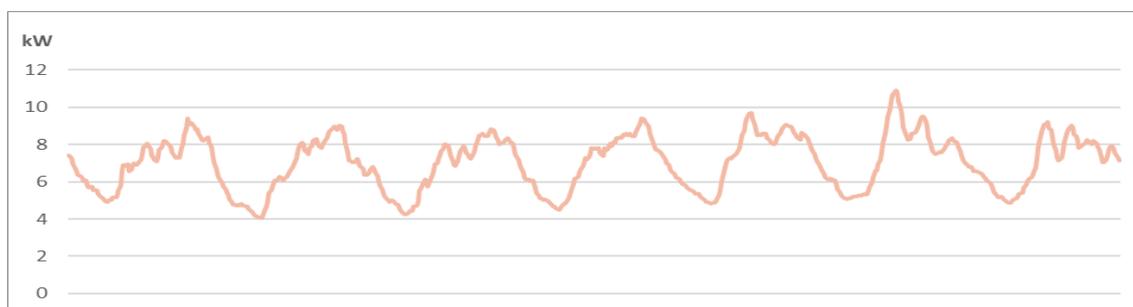


Figura 4.21. Diagrama médio de carga semanal do agregado de 38 residências

É importante ter em conta que este diagrama médio se baseia numa época do ano com consumos tipicamente abaixo da média, uma vez que os meses de julho e agosto são os mais utilizados para férias ou atividades ao ar livre, contribuindo para baixar o consumo das habitações.

4.1.3. Comunidade S

Nas secções anteriores foram caracterizados de forma individual os elementos integrantes do projeto *NetEffiCity* em Alfândega da Fé no seu regime atual de funcionamento. O próximo estágio do projeto seria passar ao aproveitamento da produção em excesso dos edifícios através da gestão de cargas com estratégias de DR. Contudo, esses protocolos ainda não foram estabelecidos e o projeto está numa fase de mera monitorização dos seus participantes e de estudo da estratégia de mercado que vai adotar.

Perante este cenário, foram feitas algumas simulações pertinentes que ajudem a perceber qual a viabilidade, as mais valias e problemas da implementação da Comunidade S em Alfândega da Fé. Embora um dos objetivos do projeto seja a incorporação da DR, estas simulações não preveem a gestão ativa das cargas das residências, pois não houve acesso aos seus dados de consumo individuais.

Admitindo que a produção que excede a necessidade de consumo de cada edifício é disponibilizada aos restantes elementos desta comunidade, as figuras 4.22. e 4.23. mostram, respetivamente, o consumo e a produção do agregado vistos pela rede. Ambos os gráficos apresentam três diagramas relativos a três cenários diferentes. No primeiro, a energia excedentária, calculada de 15 em 15 minutos, fica disponível apenas para responder às necessidades de consumo dos outros edifícios públicos. No segundo, a energia é também partilhada com o agregado das 38 residências monitorizadas, que passam a contribuir para absorção da energia em excesso. Por último, foi estimado o consumo correspondente a 50 residências, a partir do diagrama de carga das 38 monitorizadas, e avaliado o seu impacto na absorção da energia excedentária, de forma a obter um cenário mais próximo do que existirá no futuro.

Partindo desta premissa, em cada cenário, a energia média semanal que a rede teria que fornecer ao agregado é a seguinte:

- sem residências: 1513 kWh
- com 38 residências: 2442 kWh
- com 50 residências: 2772 kWh (valor estimado)

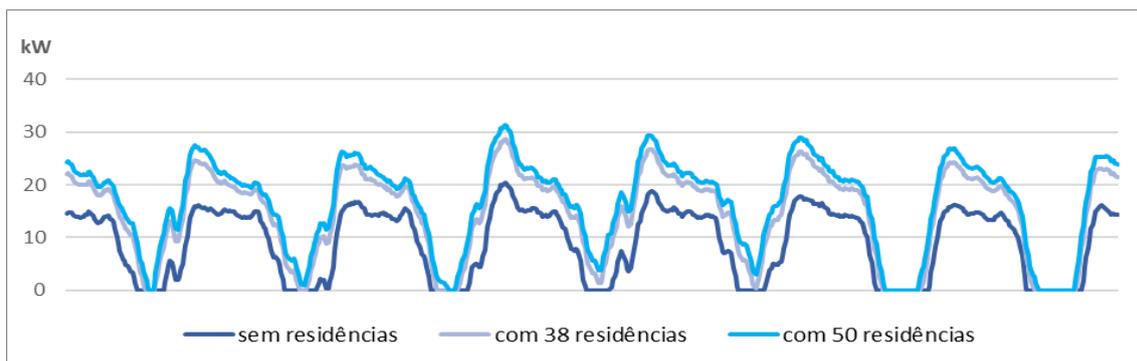


Figura 4.22. Consumo semanal da comunidade alimentado pela rede

Pelo mesmo raciocínio, segue-se a energia média semanal que seria injetada na rede em cada cenário, tendo por base a potência instalada no agregado:

- sem residências: 355 kWh
- com 38 residências: 108 kWh
- com 50 residências: 66 kWh (valor estimado)

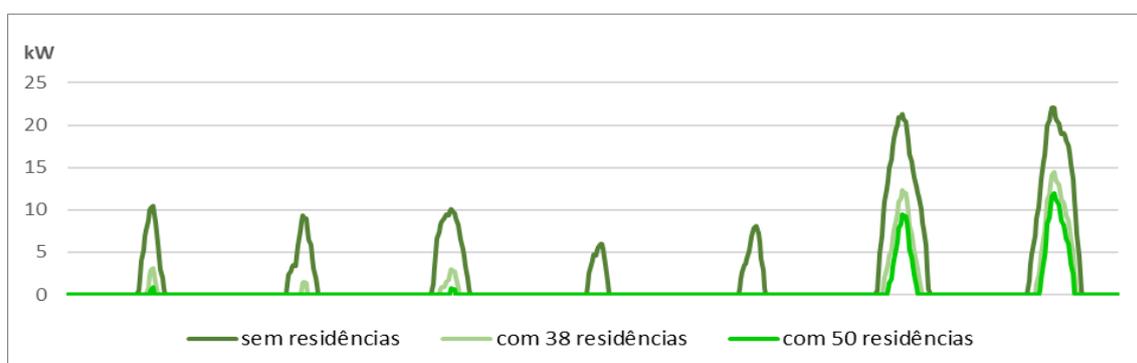


Figura 4.23. Produção semanal da comunidade injetada na rede

Fazendo a análise dos gráficos é notório que quanto mais nos aproximamos do cenário onde as 50 residências contribuem para o consumo do agregado, maior é a carga agregada alimentada pela rede e menor é a energia injetada na rede pela produção instalada no agregado. Apesar de a junção das residências ter aumentado a necessidade de energia fornecida pela rede ao agregado, na realidade esta necessidade manteve-se igual para os edifícios e diminuiu para o conjunto das habitações, pois parte do consumo destas passou a ser satisfeito pela produção dos edifícios. A situação ideal seria absorver todo o excedente energético de modo a não haver injeção líquida na rede, prevenindo situações de inversão de fluxos provocadas pela penetração das renováveis na rede do sistema elétrico. No entanto, a necessidade de consumo do agregado ao fim de semana continua a ser inferior aos dias úteis da semana, não sendo suficiente para absorver todo o excedente energético. Para evitar que tal acontecesse existem algumas opções:

- Produção regulada ao fim de semana, controlando a produção dos painéis fotovoltaicos de modo a satisfazer apenas as necessidades de consumo;
- Introdução de capacidade de armazenamento, embora com o inconveniente de só ser usada ao fim de semana, o que reduz a rentabilidade económica do investimento;
- Deslocação de cargas para os períodos de excesso de produção através de técnicas de DR.

A tabela 4.2. resume os resultados médios semanais do agregado em três cenários, apresentando os seus valores totais de consumo e a contribuição da rede para alimentar esse consumo, bem como o total de energia produzida e injetada na rede.

Tabela 4.2. Quadro resumo da Comunidade S

Cenário	Valores médios semanais	kWh
Consumo total	Consumo Total edifícios	3 298
	Consumo Total 50 residências	1 549
	Consumo Total	4 847
Cenário de autoconsumo	Produção UPAC	1 329
	Produção UPAC excedente (injetada na rede)	627
	Produção UPP	825
	Produção Total injetada na rede (excedente)	1 452
	Consumo Total dos edifícios visto pela rede	2 596
	Consumo Total alimentado pela rede	4 145
Comunidade S	Produção excedente consumida pela comunidade	1 386
	Produção excedente não consumida pela comunidade	66
	Consumo Total alimentado pela rede (Comunidade S)	2 772

A título de uma comparação mais elucidativa entre o impacto que os edifícios e as 50 residências teriam na rede antes e depois de funcionarem como Comunidade S, as figuras 4.24. e 4.25. mostram o consumo e a produção do agregado vistos pela rede.

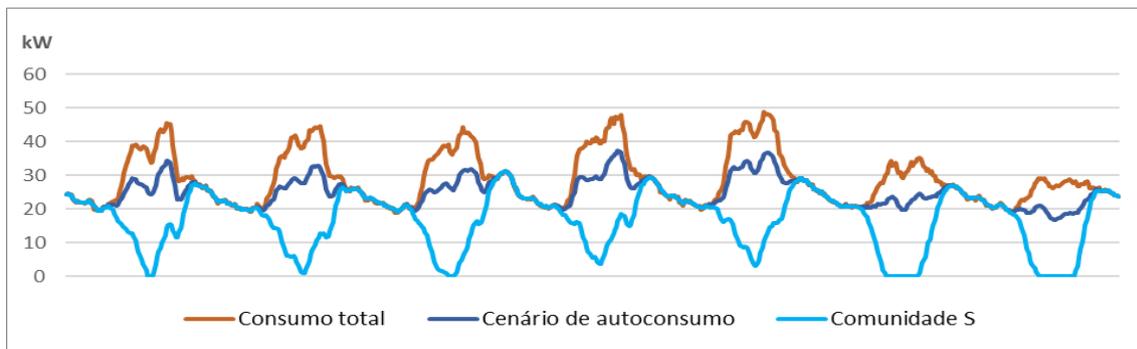


Figura 4.24. Comparação do consumo semanal do agregado visto da rede

Na figura 4.24., o diagrama relativo ao consumo total corresponde à soma dos consumos, de todos os edifícios públicos e residências, antes de serem instaladas as UPAC, ou seja, quando todo o consumo era alimentado pela rede. O cenário de autoconsumo consiste no somatório do consumo alimentado pela rede dos edifícios Mercado Municipal, Biblioteca Municipal e Casa da Cultura, estando em funcionamento as UPAC neles instaladas, e ainda o consumo do edifício Paços do Concelho e o consumo agregado das 50 residências. Por sua vez, o cenário da Comunidade S é constituído pelos mesmos elementos quando é viabilizado o aproveitamento da energia instantânea excedente das UPAC e da UPP pelos consumidores do agregado. Analisando o gráfico, é fácil de concluir que, para a rede, a carga que a Comunidade S representa é muito menor do que a soma das cargas individuais dos participantes, com ou sem o funcionamento das UPAC. No caso da Comunidade S, a rede tem que fornecer 2772 kWh por semana ao agregado, ao paço que no cenário de autoconsumo tem que fornecer 4158 kWh. No entanto, o consumo total do conjunto corresponde a um valor médio de 4847 kWh, o que significa que, em Comunidade S, 42,81% do consumo total semanal, ou seja 2075 kWh, provém da produção dos painéis fotovoltaicos, quer absorvida em autoconsumo ou partilhada com os restantes consumidores. Outro dado importante que podemos retirar deste gráfico é que a energia que tem que ser fornecida pela rede corresponde maioritariamente a períodos noturnos, onde a eletricidade é mais barata. Estes períodos são associados também a picos da produção eólica, podendo a sua exploração ser uma possibilidade para tornar a Comunidade S ainda mais sustentável ou servir para ajudar a escoar produção eólica em excesso na rede.

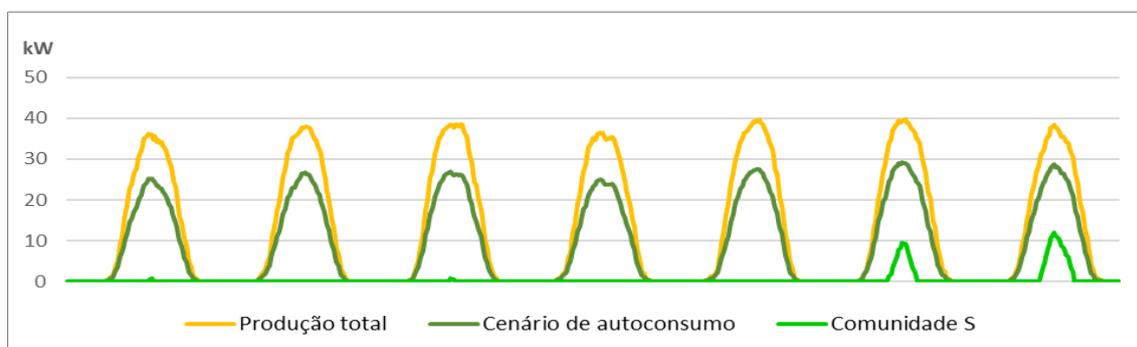


Figura 4.25. Comparação da produção semanal do agregado vista da rede

Relativamente à figura 4.25., o diagrama de produção total refere-se à soma da energia produzida por todas as unidades de pequena produção, UPAC e UPP, supondo que as UPAC se comportariam como UPP e toda a energia produzida seria injetada na rede (2154 kWh). O cenário de autoconsumo consiste no somatório da produção da UPP instalada no Complexo Desportivo e do excedente da produção das UPAC dos edifícios Mercado Municipal, Biblioteca Municipal e Casa da Cultura, perfazendo um total semanal de 1452 kWh injetados na rede. O cenário da Comunidade S é representado pela soma da produção dos mesmos elementos, mas quando a produção não absorvida em autoconsumo é disponibilizada aos consumidores do agregado, sendo que a energia produzida não absorvida pela comunidade correspondendo apenas a 66 kWh. Por observação do gráfico, conclui-se que a diminuição da energia injetada na rede pelo agregado quando este funciona como Comunidade S é muito significativa. Relativamente à produção total semanal, os cenários de autoconsumo e da Comunidade S traduzem-se numa redução da energia injetada na rede de, respetivamente, 33% e 97%, representando uma imensa mais valia para os operadores da rede, que deixam de ter que lidar com a grande inflexibilidade que a penetração das renováveis lhe trazem.

A implementação da Comunidade S torna-se viável uma vez que permite usar energia proveniente de uma fonte renovável para responder à maioria das necessidades de consumo de um agregado de consumidores, sem desestabilizar o funcionamento da rede de energia elétrica. É necessário ressaltar que as simulações apresentadas não incluem ainda estratégias de DR, o que potenciará ainda mais a taxa de sucesso do comportamento da comunidade. Para os edifícios, estas estratégias assumirão principalmente a forma de controlo remoto de determinadas cargas por parte do agregador. Por outro lado, para as residências, serão criados eventos que promoverão o deslocamento de cargas e a eficiência no consumo, aos quais o consumidor poderá aderir em troca de benefícios. A energia injetada na rede ao fim de semana, com a aplicação de opções propostas acima, seria menor ou até inexistente, dependendo da solução adotada. É possível que com essa gestão fosse vantajoso para a comunidade encaixar mais produção, mas não só por esse motivo. É de notar que no período de dados analisado, a produção é maior do que seria a sua média anual, pois corresponde aos meses de verão, muito propícios à produção de eletricidade dos painéis fotovoltaicos. Tendo em conta também que o intervalo temporal dos dados de consumo das residências coincide com um período tipicamente de férias, com consumo menor do que a sua média anual, pode-se concluir que a comunidade teria capacidade para integrar mais produção, reduzindo ainda mais a sua necessidade de alimentação pela rede.

4.2. Análise e discussão de benefícios económicos

A diminuição da dependência da rede introduzida pela Comunidade S leva à redução de alguns custos associados à energia que deixa de ser trocada com a rede. Algumas poupanças de custos foram estudadas com base em previsões e regimes contratuais prováveis, uma vez que o plano de negócios da comunidade ainda não foi apresentado e houve acesso muito restrito a informações sobre este. Deste modo, não é possível fazer uma análise completa e realista do impacto económico que a Comunidade S terá nos seus intervenientes. No entanto, a partir dos dados e informações conhecidos, foi analisado o impacto económico que a implementação da Comunidade S teria no comercializador de energia, Energia Simples, e nos seus consumidores, edifícios públicos e residências (consta no Anexo B informação adicional sobre o método utilizado para a introdução de modelos tarifários na plataforma de gestão de consumos e custos energéticos).

4.2.1. Ponto de vista do comercializador

A PH Energia detém a marca Energia Simples, Lda. para a comercialização de energia elétrica no mercado liberalizado. No entanto, a empresa também comercializa painéis fotovoltaicos e acordou patrocinar a implementação das unidades de produção fotovoltaica nos pilotos de Alfândega da Fé e de Penela. Assim, o comercializador mantém a propriedade dos parques fotovoltaicos instalados nos edifícios e vende-lhes a energia necessária para alimentar o seu consumo. Ao fim de um período, ainda por determinar, os parques fotovoltaicos passam então para a posse dos edifícios onde foram instalados, o que pode parecer desvantajoso para a empresa. No entanto, durante o período em que as unidades de produção pertencem ao comercializador, este consegue benefícios que lhe permitem lucrar com o investimento. Por um lado, não paga o espaço onde estão instalados os painéis, por outro não paga quaisquer custos de rede para levar a energia produzida ao local de consumo. A produção dos painéis corresponde a energia que o comercializador não precisa de adquirir no mercado livre, reduzindo também os seus custos de compra. A produção excedente que não é absorvida em autoconsumo pelos edifícios é vendida aos outros consumidores da Comunidade S, sendo que os seus custos de transporte e distribuição são reduzidos aos custos de acesso às redes de média e baixa tensão. Ainda assim, se a carga agregada da comunidade não for suficiente para absorver toda a produção, pressupõe-se que o excedente energético é injetado na rede sem remuneração, sendo considerada energia perdida. No fundo, o investimento da empresa consiste no fornecimento dos painéis e na sua instalação e manutenção, o qual é recompensado pelos benefícios adjacentes. Para o demonstrador de Alfândega da Fé e considerando a

participação de 50 residências, a tabela 4.3. resume as poupanças do comercializador que foram possíveis de calcular a partir dos dados disponíveis, assim como o respetivo custo evitado por kWh.

Tabela 4.3. Quadro resumo das poupanças económicas do comercializador

Médias semanais	Energia (kWh)	Poupança (€)	Custo evitado por kWh (€/kWh)
Produção total - Energia perdida	2 088	104,80	0,0502
Produção para autoconsumo	689	64,28	0,0933
Produção UPP + Excedentes UPAC - Energia perdida	1 386	41,02	0,0296

Estes cálculos foram feitos com base em três tipos de redução de custos. Em primeiro lugar está a poupança nos custos de compra de energia, denominada “Produção total - Energia perdida”, que representa a energia líquida vinda da produção fotovoltaica que o comercializador evitou comprar em mercado para satisfazer as necessidades de consumo dos elementos da comunidade. O valor desta poupança foi calculado com o produtório da energia produzida pelo seu preço publicado pelo operador do mercado ibérico de energia, em intervalos de 15 minutos. De seguida encontra-se a poupança inerente ao autoconsumo, correspondendo à categoria de “Produção para autoconsumo”. Uma vez que a energia é produzida localmente, esta não tem que passar pela rede para chegar ao local de consumo, eliminando, assim, os custos de acesso às redes relativos a essa energia. O total poupado foi conseguido cruzando as tarifas de acesso total às redes [12], estipuladas pela ERSE, com o volume de energia absorvida em autoconsumo. A última poupança obtida supõe que a energia produzida pela comunidade, mas que não é absorvida em autoconsumo, chega aos restantes consumidores sem passar pelas redes de muito alta e alta tensão, por uma questão de proximidade ao local de produção. Assim, para a energia de “Produção UPP + Excedentes UPAC - Energia perdida”, os custos de acesso a essas redes são evitados. Esta poupança calcula-se de forma semelhante à anterior, multiplicando, neste caso, toda a energia produzida que não vai para autoconsumo pelas tarifas de acesso às redes de muito alta e alta tensão, reguladas pela ERSE.

Tendo em conta os resultados das poupanças calculadas, que totalizam um montante médio de 210€ semanais, estes indicam que os custos evitados por kWh produzido em comunidade rondam os 10 cêntimos. Comparando esse custo evitado com o preço de venda da energia no mercado grossista, que é aproximadamente 5 cêntimos por kWh, é claramente mais vantajoso para o comercializador produzir e vender energia no contexto da comunidade S do que vendê-la em mercado. Um projeto deste tipo envolve também custos de gestão das cargas da comunidade, os quais devem ser suportados pelo agregador/comercializador. Contudo, o investimento é compensado pelas vantagens económicas que a Comunidade S traz ao comercializador.

Para um comercializador de energia que queira tornar-se também produtor, o risco do investimento diminui ao envolver-se num projeto com as características da Comunidade S. O custo de investimento em equipamento, operação e manutenção mantém-se, mas é eliminado o custo associado ao espaço necessário à instalação. Os custos de compra de energia são substancialmente reduzidos, assim como os de acesso à rede, devido à natureza dispersa, mas próxima dos pontos de consumo, das unidades de produção. Assim, este projeto torna-se viável e bastante apelativo, principalmente para pequenas empresas comercializadoras de energia que estão a tentar ganhar visibilidade no mercado.

4.2.2. Ponto de vista do consumidor

Todos os participantes do projeto devem ser clientes do comercializador Energia Simples para terem acesso aos benefícios económicos que a Comunidade S pode oferecer. No entanto, consoante o tipo de cliente que representam, os consumidores têm direito a condições diferentes.

a) Edifícios públicos

Os edifícios públicos cedem o espaço para que a empresa PH Energia instale os seus painéis fotovoltaicos. Em contrapartida, após um determinado período, a propriedade dos painéis passa a ser do respetivo edifício onde está instalado. Assim, a longo prazo, este fica com capacidade de produção própria sem necessidade de investimento. Adicionalmente, cada edifício é também equipado com equipamentos de monitorização e controlo de cargas (*kisense*), que são geridos pela empresa VPS de forma a potenciar a eficiência energética do edifício e a redução de consumos. Contudo, todos os dados relativos à monitorização e controlo de cargas, bem como a estimativas de poupanças energéticas e económicas, ficam também disponíveis ao consumidor através de uma plataforma virtual específica, para que este possa acompanhar o comportamento do edifício.

b) Residências

Os participantes das residências contribuem para o projeto de uma forma menos direta do que os edifícios. As habitações são também equipadas com dispositivos de monitorização e controlo de cargas (*cloogy*), no entanto a VPS não tem tanta autonomia para as gerir como nos edifícios públicos. Os participantes têm acesso a uma plataforma virtual própria, onde aparecem várias informações referentes aos dados recolhidos pelos *cloogys*, ao seu tarifário e às poupanças energéticas e económicas da habitação. Através desta plataforma, são lançados eventos de deslocação de cargas e redução de consumos a que o utilizador pode decidir aderir ou não. Caso decida aderir tem depois direito a algum tipo de compensação, quer seja uma bonificação direta, descontos nas tarifas de energia ou outra forma de redução da fatura de eletricidade.

5. Conclusão

O trabalho realizado nesta dissertação, bem como as conclusões sobre a análise dos resultados, foi prejudicado pelos atrasos decorrentes na execução das atividades previstas do projeto *NetEffiCty*. Assim, a delonga na seleção dos participantes, na instalação de equipamentos de monitorização de consumos, entre outros, teve como consequência um reduzido volume de dados disponível. Além do mais, os dados extraídos são referentes a um período curto e atípico, sendo inadequados para que se possa fazer uma extrapolação anual. O período de recolha de dados correspondeu aproximadamente aos meses de junho, julho e agosto, período de baixo consumo e de produção elevada. Tal deve-se à coincidência com o período de férias de verão, onde o consumo é tipicamente baixo, e às condições climatéricas favoráveis ao tipo de produção instalada, painéis fotovoltaicos. Por este motivo, os dados não são representativos para uma análise anual, pois o fator sazonalidade, com forte presença tanto na produção como no consumo de eletricidade, não pôde ser tido em conta. Perante esta limitação, optou-se por trabalhar com diagramas médios semanais referentes ao período monitorizado ao invés de valores absolutos. Além disso, os dados recolhidos são apenas referentes ao demonstrador de Alfândega da Fé, já que no de Penela os atrasos de implementação foram ainda maiores.

Apesar dos contratemplos mencionados, os resultados obtidos foram conclusivos e permitiram constatar que a agregação das instalações de produção dispersa conduz a um aproveitamento otimizado dessa produção, minimizando a injeção na rede, mesmo sem necessidade de recorrer a armazenamento. Note-se que, se as unidades de produção instaladas fossem apenas para venda à rede da eletricidade produzida, seria injetado um valor médio semanal de 2154 kWh. Se estas unidades funcionassem como unidades para autoconsumo, vendendo o excedente da produção à rede, seria injetado semanalmente o valor médio de 1452 kWh (redução de 33%). Contudo, no caso de a comunidade se constituir como uma entidade única vista pela rede, consumindo o excedente energético das unidades de produção, a Comunidade S injeta na rede apenas 66 kWh em média por semana (redução de 97%), isto sem recurso a armazenamento e sem ações de DR sobre o consumo das residências aderentes.

Face aos valores apresentados, uma das conclusões que se podem retirar assenta na capacidade da Comunidade S para facilitar a integração de produção renovável, favorecendo o aumento dos níveis de produção de eletricidade de fonte renovável com valores reduzidos de injeção na rede. De salientar que, no período considerado, os valores médios semanais calculados correspondem a

valores de produção máxima e de consumo reduzido, o que indica que as médias anuais de produção e consumo da comunidade serão, respetivamente, menor e maior, levando à conclusão de que poderia ser instalada mais produção fotovoltaica no agregado sem aumento de perturbações na rede causadas pela injeção intermitente proveniente das FER. Por outro lado, o número de consumidores e produtores envolvidos no projeto claramente poderia aumentar, desde que a localização destes o permita e que não represente um grau de complexidade demasiado elevado para o sistema de gestão da comunidade. Contudo, o fator mais relevante para uma maior capacidade de integração de produção renovável é o recurso a duas funções não exploradas aqui: *demand response* e armazenamento. Estas permitem deslocar as cargas para períodos com produção excedentária em relação ao consumo da comunidade ou armazenar energia quando o consumo for inferior à produção. Estes recursos fazem parte do conceito da Comunidade S, pois potencializam a sua sustentabilidade energética, mas ainda não se encontram explorados nesta fase do projeto *NetEffiCity*.

A implementação deste tipo de projeto depara-se também com algumas dificuldades. A imprevisibilidade intrínseca às fontes de energia renováveis, a dependência da aceitação e da participação ativa dos consumidores, bem como a regulamentação do setor elétrico ainda pouco ajustada a este tipo de atividades, são alguns exemplos.

Tendo em conta a fase em que está o projeto e a falta de enquadramento regulamentar, o estudo económico realizado baseou-se em suposições suportadas nos custos que estão regulados, nomeadamente, custo de energia e custos de acesso às redes. Há que estabelecer essa regulamentação para incentivar este tipo de comunidades a surgir no mercado, tirando proveito dos benefícios das FER, da agregação dos ativos de energia e da aplicação de ações DR aos consumos dentro da comunidade.

Considerando o panorama atual de regulamentação do setor elétrico, os benefícios possíveis de contabilizar, nomeadamente, a redução de custos com a compra de energia no mercado e de custos de acesso à rede, indicam que o custo evitado por kWh produzido em comunidade ronda os 10 cêntimos. Para um produtor que invista numa unidade de produção de fonte renovável e coloque essa energia no mercado grossista, é mais vantajoso produzir e vender no âmbito de uma comunidade de energia, poupando 10 cêntimos por kWh produzido, do que vender a cerca de 5 cêntimos por kWh em mercado. Apesar de ter que suportar custos com um sistema de gestão de cargas na comunidade, o investimento do produtor-comercializador acaba por compensar. Principalmente considerando um futuro em que os equipamentos serão cada vez mais adaptados a programas de flexibilidade de carga e de uma forma cada vez mais automatizada (ADR),

permitindo uma gestão mais flexível de carga e uma melhor integração de produção com base nas FER.

Ao ponderar investir neste tipo de comunidades, o promotor pode ter em consideração a análise SWOT presente na tabela 5.1.

Tabela 5.1. Análise SWOT da Comunidade S do ponto de vista do produtor-comercializador

Forças	Fraquezas
<ul style="list-style-type: none"> • Modelo de negócios novo e apelativo • Serviço de energia mais vantajoso para o cliente, em termos de consumo e de custo • Plataforma de gestão adequada ao cliente, que promove a sua intervenção no controlo de consumos e fonte da energia consumida • Capacidade para incorporar FER de forma dispersa na rede com menor impacto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dificuldade de evolução da atividade por falta de enquadramento regulatório. • Pouca experiência de operação em mercados competitivos e de foco no cliente
Oportunidades	Ameaças
<ul style="list-style-type: none"> • Políticas cada vez mais restritas quanto à utilização de energia de fonte não renovável e emissão de CO₂ • Redução progressiva do custo das tecnologias FER leva à sua implementação de forma mais distribuída • Necessidade de renovar a infraestrutura da rede gera oportunidade de incorporar tecnologias de redes inteligentes que permitam o fluxo bidirecional de energia 	<ul style="list-style-type: none"> • Incerteza das políticas de regulamentação • Infraestrutura da rede envelhecida • Relutância ou falta de condições dos clientes para a adesão • Entrada de nova concorrência no mercado

Deste modo, prevê-se que o investimento neste tipo de projeto seja rentável. As forças e oportunidades da Comunidade S são promissoras e o aparecimento de mais comunidades no mercado irá forçar a regulamentação das mesmas, reduzindo as fraquezas e ameaças do projeto.

Muitas questões relativas ao funcionamento da Comunidade S ficam ainda por responder. Como vai ser o contrato entre o comercializador e a rede relativamente às trocas de energia e à sua produção? Quais serão as condições do contrato que o comercializador vai propor aos participantes no projeto? Como vão ser distribuídos os benefícios pelos vários elementos da comunidade? Os consumidores das residências continuam a pagar todas as tarifas de acesso à rede, recebendo descontos consoante a sua participação na partilha de energia? Será contabilizada a redução de perdas de energia nas redes de transporte e distribuição para benefício da comunidade? Com a grande redução dos custos de acesso às redes, será imputado ao comercializador algum pagamento adicional pela garantia de fiabilidade conferida pela rede?

Quando todas estas questões forem esclarecidas, com acesso a dados de consumo mais pormenorizados e a estratégias de DR, será possível continuar este estudo de viabilidade da Comunidade S. Nessa altura, verificar-se-á se realmente constitui uma solução sustentável, do ponto de vista energético, económico e ambiental, podendo ser reproduzida a nível ibérico, europeu ou até mundial, contribuindo para a evolução do mercado de energia.

Referências bibliográficas

- [1] Bertoldi P, Zancanella P, Boza-Kiss B.; Demand Response Status in EU Member States; EUR 27998 EN; doi:10.2790/962868
- [2] H. Saboori, M. Mohammadi and R. Taghe, "Virtual Power Plant (VPP), Definition, Concept, Components and Types," *2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, Wuhan, 2011, pp. 1-4.
- [3] VPS&GECAD, "SOTA VPPs and Microgrids"
- [4] Portaria n.º 60-E/2015 de 2 de março. Diário da República n.º 42/2015 - I Série, 3º Suplemento. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Lisboa
- [5] Mahmoud M. Othman, Y.G. Hegazy, Almoataz Y. Abdelaziz, "A Review of Virtual power plant Definitions, Components, Framework and Optimization", *International Electrical Engineering Journal (IEEJ)*, 2015, vol. 6, no.9, pp. 2010-2024.
- [6] K. Dielmann and A. van der Velden, "Virtual power plants (VPP) - a new perspective for energy generation?", *Proceedings of the 9th International Scientific and Practical Conference of Students, Post-graduates Modern Techniques and Technologies, 2003. MTT 2003.*, 2003, pp. 18-20.
- [7] Sherry Carr, "Virtual Power Plants", *International Journal of Scientific & Engineering Research*, vol. 2, Issue 8, August-2011
- [8] M. Gheydi, P. Farhadi and R. Ghafari, "The effect of demand response on operation of smart home energy system with renewable energy resources," *2016 International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE)*, Bucharest, 2016, pp. 1-6.
- [9] T. Samad, E. Koch and P. Stluka, "Automated Demand Response for Smart Buildings and Microgrids: The State of the Practice and Research Challenges," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 104, no. 4, pp. 726-744, April 2016.
- [10] M. M. Rahman, A. Alfaki, G. M. Shafiullah, M. A. Shoeb and T. Jamal, "Demand response opportunities in residential sector incorporated with smart load monitoring system," *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, Melbourne, VIC, 2016, pp. 1183-1188.
- [11] Diretiva 2012/27/UE de 25 de outubro, *Jornal Oficial da União Europeia*. O Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia.
- [12] ERSE - Entidade reguladora dos serviços energéticos (2017). *Tarifas de Acesso às Redes*. Acedido em: dia 3, julho, 2017, em: http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2017/Documents/TAcesso/PrecosAcesso_2017.pdf
- [13] http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/PublishingImages/TAcesso_thumb.gif

- [14] DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia, *Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída* de 20 de novembro de 2015.
- [15] Decreto Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro. *Diário da República n.º 202/2014 - I Série*. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Lisboa
- [16] Portaria n.º 14/2015 de 23 de janeiro. *Diário da República n.º 16/2015 - I Série*. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Lisboa
- [17] Portaria n.º 15/2015 de 23 de janeiro. *Diário da República n.º 16/2015 - I Série*. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Lisboa
- [18] Portaria n.º 60-E/2015 de 2 de março. *Diário da República n.º 42/2015 - I Série, 3º Suplemento*. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Lisboa
- [19] NetEffiCity - Virtual Power Networks Efficient Management, Anexo Técnico da Proposta de Candidatura, Sistema de Incentivos à Investigação e Desenvolvimento Tecnológico, Aviso n.º 31/SI/2015

Anexo A – Inquérito de caracterização energética das residências





Caracterização das Residências

Responda por favor às 12 questões de escolha múltipla que se seguem.
Todas as questões são referentes à residência inscrita no programa Neteffcity e ao agregado familiar que nela habita.

***Required**

Email address *

Your email address

1. Selecione os equipamentos que tiver na cozinha da residência *

Placa elétrica

Forno elétrico

Nenhum

2. Caso tenha forno elétrico na residência, indique o número médio de utilizações por semana *

1-2

3-4

5-6

+6

Não Aplicável

3. Para os equipamentos que selecionou na questão 1, indique quais as ocasiões de uso frequente *

	Almoço	Jantar	Ambos	Não Aplicável
Placa elétrica (2ª-6ª)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Placa elétrica (Sab Dom)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Forno elétrico (2ª-6ª)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Forno elétrico (Sab Dom)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

4. Selecione as máquinas que tiver na residência *

Máquina de lavar loiça

Máquina de lavar roupa

Máquina de secar roupa

Nenhuma

5. Para as máquinas que selecionou na questão anterior, indique o número médio de utilizações por semana *

	1-2	3-4	5-6	+6	Não Aplicável
Máquina de lavar loiça	<input type="radio"/>				
Máquina de lavar roupa	<input type="radio"/>				
Máquina de secar roupa (inverno)	<input type="radio"/>				
Máquina de secar roupa (verão)	<input type="radio"/>				

6. Seleccione o sistema de aquecimento de águas da residência *

- Termoacumulador elétrico (cilindro)
- Esquentador a gás
- Solar térmico com apoio elétrico
- Solar térmico com apoio a gás
- Outro

7. Seleccione o/s sistema/s de aquecimento central da residência *

- Piso radiante com aquecimento elétrico
- Piso radiante com aquecimento não elétrico
- Radiadores de parede com aquecimento elétrico
- Radiadores de parede com aquecimento não elétrico
- Nenhum

8. Indique se tem sistema de climatização com bomba de calor (ar condicionado) na residência *

- Sim, com controlo de temperatura centralizado
- Sim, com controlo de temperatura individual
- Não

9. Seleccione outros equipamentos de aquecimento elétrico que use regularmente na residência durante o inverno *

- Radiador a óleo
- Termoventilador
- Outros
- Nenhum

Informações do agregado familiar

10. Quantos menores de idade habitam a residência? *

0	1	2	3	4	ou mais
<input type="radio"/>					

11. Quantos adultos habitam a residência? *

1 2 3 4 5

ou mais

12. Quais são as habilitações literárias dos membros adultos do agregado familiar? *

- Abaixo do 12º ano
- 12º ano
- Licenciatura
- Grau superior à licenciatura

BACK

SUBMIT

Anexo B - Método de introdução de modelos tarifários na plataforma de gestão de consumos e custos energéticos

Para além da gestão dos ativos energéticos, este projeto também se foca na otimização dos custos dos seus consumidores. Para tal, a plataforma de gestão, a que terão acesso, deverá propor ao utilizador escolher visualizar todos os dados mencionados sob o formato de energia (kWh) ou de custos (€). Foi, portanto, necessário apurar os vários tarifários específicos para cada consumidor e inseri-los nas plataformas *kisense* e *cloogy*, tendo em conta o seu comercializador, o seu período horário (tetra-horário, tri-horário, bi-horário ou simples), ciclo horário (diário ou semanal), potência contratada, mas também particularidades, como o direito a tarifa social, descontos, mobilidade elétrica, etc.

Relativamente aos edifícios integrantes do projeto, os seus tarifários e respetivas tarifas encontram-se resumidos na tabela 1-AnexoB.

Tabela 1-AnexoB. Tarifários de energia elétrica dos edifícios de Alfândega da Fé e de Penela

				*	€/kWh					
		Comercializador	Período/Ciclo Horário	Potência Contratada (kW)	Potência Contratada	Potência Horas de Ponta	Super Vazio	Vazio Normal	Ponta	Cheia
Alf. Fé	Mercado Municipal	EDP Comercial	BTN tri-horário, diário	34,50	1,4893	-	-	0,0555	0,0682	0,0674
	Biblioteca Municipal	EDP Comercial	BTN tri-horário, diário	41,40	1,7871	-	-	0,0555	0,0682	0,0674
	Paços do Concelho	EDP Comercial	BTE tetra-horário, diário	62,00	0,0432	0,6113	0,0533	0,0578	0,0682	0,0674
	Casa da Cultura	EDP Comercial	BTE tetra-horário, diário	108,00	0,0432	0,6113	0,0533	0,0578	0,0682	0,0674
Penela	Pavilhão Multiusos	EDP Universal	BTN tri-horário, diário	41,40	2,1459	-	-	0,0862	0,3128	0,1555
	CE Penela	EDP Universal	BTN tri-horário, diário	34,50	1,7918	-	-	0,0862	0,3128	0,1555
	Parque Logístico	EDP Comercial	BTE tetra-horário, semanal	41,41	0,0432	0,6113	0,0596	0,061	0,0773	0,074
	CE Espinhal	EDP Comercial	BTE tetra-horário, diário	41,41	0,0432	0,6113	0,0591	0,0634	0,0723	0,0716
	Biblioteca e Auditório	EDP Comercial	BTE tetra-horário, diário	66,00	0,0432	0,6113	0,0596	0,061	0,0773	0,074

Onde * representa €/dia ou €/kW.dia, consoante se trata de um BTN ou BTE, respetivamente.

Afim de demonstrar o processo de programação de um tarifário na base de dados do sistema, toma-se como exemplo o tarifário de uma das residências (tabela 2-AnexoB).

Tabela 2-AnexoB. Tarifário de energia elétrica escolhido para exemplo

			tarifas sem IVA			tarifas com IVA		
		Potência Contratada (kW)	€/dia	€/kWh		€/dia	€/kWh	
Comercializador	Período/Ciclo Horário	Potência Contratada (kW)	Potência Contratada	Vazio	Fora Vazio	Potência Contratada	Vazio	Fora Vazio
EDP Comercial	BTN bihorário, semanal	6,9	0,3063	0,1014	0,1942	0,3767	0,1247	0,2389

O primeiro passo é gerar uma opção constante ou sazonal para o tarifário:

Supplier	Name	Type
Season Series		
Number of results per page 5 10 25 50 100		
Type	Seasons per year	
Full Year	1	 
Summer/Winter	2	 
Page: 1 of 1		

De seguida é necessário criar o período horário (bi-horário) com o respetivo ciclo (semanal), onde a season 1 corresponde à hora de verão e a season 2 corresponde à hora de inverno:

Details 

Name: Bi-horário Semanal Fora Vazio

Intervals

Start	End	Season	S	M	T	W	T	F	S	
07:00:00	23:59:59	1								 
07:00:00	23:59:59	2								 
09:30:00	12:59:59	1								 
18:30:00	21:59:59	1								 
09:00:00	13:59:59	2								 
20:00:00	21:59:59	2								 

Details 

Name: Bi-horário Semanal Vazio

Intervals

Start	End	Season	S	M	T	W	T	F	S	
00:00:00	06:59:59	1								 
00:00:00	06:59:59	2								 
00:00:00	09:29:59	1								 
13:00:00	18:29:59	1								 
22:00:00	23:59:59	1								 
00:00:00	23:59:59	1								 
00:00:00	23:59:59	2								 

É depois obrigatório inserir a potência contratada pretendida (6.9 kVA) na lista dos seus valores disponíveis na base de dados, tendo o cuidado de verificar se nesta se aplica algum tipo de desconto:

Contracted Options

Number of results per page | 5 | 10 | 25 | 50 | 100 |

Country	Description	
Portugal	1,15kVA	 
Portugal	10.35 kVA	 
Portugal	10.35 kVA (-10%)	 
Portugal	13.8 kVA	 
Portugal	292.95 kVA	 
Portugal	3.45 kVA	 
Portugal	3.45 kVA (-30%)	 
Portugal	4.6 kVA	 
Portugal	4.6 kVA (-10%)	 
Portugal	5.75 kVA	 
Portugal	6.9 kVA	 
Portugal	6.9 kVA (-20%)	 
Portugal	6.9 kVA (-50%)	 

Seguidamente cria-se o comercializador de energia (EDP Comercial):

EDP Comercial	BTN - Bihorário diário (-1%)	Interval	
EDP Comercial	BTN - Bihorário diário (acima 6.9 kVA)	Interval	
EDP Comercial	BTN - Bihorário diário (até 6.9 kVA)	Interval	
EDP Comercial	BTN - Bihorário diário (cardocristina)	Interval	
EDP Comercial	BTN - Bihorário diário (mobilidade elétrica)	Interval	
EDP Comercial	BTN - Bihorário semanal	Interval	
EDP Comercial	BTN - Simples	Interval	
EDP Comercial	BTN - Simples (Tarifa Social)	Interval	
Galp Energia	BTN - Bihorário diário	Interval	
Galp Energia	BTN - Bihorário diário (ppereiri)	Interval	
Galp Energia	BTN - Bihorário semanal	Interval	
Galp Energia	BTN - Simples	Interval	
Goldenergy	BTN - Bihorário diário (10.35 kVA)	Interval	
Goldenergy	BTN - Bihorário diário (até 6.9 kVA)	Interval	
Goldenergy	BTN - Bihorário semanal (até 6.9 kVA)	Interval	
Goldenergy	BTN - Simples	Interval	
Coopérnico	BTN - Bihorário semanal	Interval	
Endesa Energia	BTN - Simples	Interval	

Cria-se também o tarifário específico pretendido (BTN – Bihorário semanal):

Supplier Details ▲

Name: EDP Comercial
Type: Energy
Currency: Euro
Country: Portugal

Tariffs

Number of results per page | 5 | 10 | 25 | 50 | 100 |

Supplier	Name	Type	
EDP Comercial	BTN - Bihorário diário (-1%)	Interval	
EDP Comercial	BTN - Bihorário diário (acima 6.9 kVA)	Interval	
EDP Comercial	BTN - Bihorário diário (até 6.9 kVA)	Interval	
EDP Comercial	BTN - Bihorário diário (cardocristina)	Interval	
EDP Comercial	BTN - Bihorário diário (mobilidade elétrica)	Interval	
EDP Comercial	BTN - Bihorário semanal	Interval	
EDP Comercial	BTN - Simples	Interval	
EDP Comercial	BTN - Simples (Tarifa Social)	Interval	
EDP Comercial	MT Semanal com Feriados	Interval	

Page: 1 of 1

Já dentro do tarifário é então possível definir que este é sazonal, escolher a potência contratada pretendida, associando-lhe o respetivo custo fixo diário, selecionar o período e ciclo horário do tarifário e associar-lhes os correspondentes preços da energia:

Tariff Details ▲

Supplier: EDP Comercial
Name: BTN - Bihorário semanal
Type: Interval
Season Type: Summer/Winter
Public: Yes
Creator: root

Contracted Options

[Add Contracted Option](#)

Number of results per page | 5 | 10 | 25 | 50 | 100 |

Country	Description
Portugal	6.9 kVA

Page: 1 of 1

Fixed Costs

[Add Fixed Cost](#)

Number of results per page | 5 | 10 | 25 | 50 | 100 |

Version	Description	Price	Aggregation	Tag Type	Contracted Option
v.1	Potência contratada 6.9 kVA	0.3767 €	DAILY aggregation	Active energy+	6.9 kVA

Page: 1 of 1

Tariff Prices

[Add Tariff Price](#)

Number of results per page | 5 | 10 | 25 | 50 | 100 |

Version	Aggregation	Tag Type	Interval Groups	Price	Condition
v.1	RAW DATA aggregation	Active energy+	Bi-horário Semanal Vazio	0.1247 €	
v.1	RAW DATA aggregation	Active energy+	Bi-horário Semanal Fora Vazio	0.2389 €	

Page: 1 of 1