

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Estudo de viabilidade económica e organizacional
de uma comunidade de energia renovável em
contexto industrial**

João Paulo Miranda e Sousa

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

06/07/2020

Resumo

Com a saída do novo regime de autoconsumo, torna-se necessário compreender melhor as mudanças propostas e perceber se as CER - nova entidade jurídica proposta - são viáveis no contexto industrial. Assim, na presente dissertação vai-se simular, através de um caso de estudo real, a constituição de uma CER e compará-la, do ponto de vista económico, com o regime de autoconsumo individual, que se encontra em prática no caso de estudo.

Antes de tudo, é necessário recolher os dados provenientes do caso de estudo e fazer uma caracterização dos perfis de consumo e de produção, das diferentes unidades que o constituem. Quanto à simulação, serão criados vários cenários, com diferentes considerações, que depois serão simulados usando diferentes modelos de repartição de energia.

O cenário base é o caso atual em que as UPAC existentes estão em regime de autoconsumo individual e, portanto, não partilham energia com as restantes. O cenário I parte do pressuposto que a energia a repartir é a proveniente do excedente líquido (no caso da UPAC estar integrada numa IU). Já o cenário II, o pressuposto é, exatamente, o contrário, ou seja, que a repartição é feita para a totalidade da energia produzida. O cenário III é igual ao cenário II, mas tem a sua potência instalada fotovoltaica duplicada para provocar mais excessos e injeção na rede.

Os modelos simulados de repartição são: o modelo baseado em coeficientes, o modelo de repartição baseado no consumo, o modelo de repartição híbrido e o modelo hierárquico. Todas estas simulações serão feitas com e sem os encargos dos CIEG nas tarifas de acesso às redes em autoconsumo, para se poder analisar o seu impacto na viabilidade dos cenários criados.

Depois de simulado os resultados, os melhores modelos foram o modelo de repartição híbrido, pela sua versatilidade e o hierárquico, nos casos em que há muito excesso de energia na rede e vários níveis de tensão. Em relação aos cenários, conclui-se que se deve sempre privilegiar o uso das redes internas e garantir que a repartição das UPAC é feita sobre o valor do excedente líquido (no caso de estarem integradas numa IU).

Em relação aos encargos com os CIEG, nos cenários com uma quantidade maior de energia veiculada pela RESP (II e III), estes assumem valores desproporcionais e, inviabilizam mesmo os projetos de constituição da CER, pois não são vantajosos economicamente, quando comparado com o regime em autoconsumo individual. Portanto, pelo menos numa fase inicial, a isenção no pagamento destes encargos é essencial para se impulsionar e incentivar o aparecimento de novas CER.

Abstract

With the departure of the new self-consumer regime, it is necessary to better understand the proposed changes and to understand whether the CER - the proposed new legal entity - are viable in the industrial context. Thus, this dissertation will simulate, through a real case study, the constitution of an CER and compare it, from the economic point of view, with the individual self-consumer regime, which is in practice in the case of study.

First, it is necessary to collect the data from the case study and make a characterization of the consumption and production profiles of the different units that constitute it. As for simulation, several scenarios will be created, with different considerations, which will then be simulated using different power distribution models.

The basic scenario is the current case in which existing UPAC are on an individual self-management basis and therefore do not share energy with the others. Scenario I assume that the energy to be allocated is that of the net surplus (if the UPAC is integrated into a UI). Scenario II, on the other hand, is the exact opposite, that is, that the distribution is made for the totality of the energy produced. Scenario III is the same as scenario II, but has its photovoltaic power doubled to cause more excesses and injection into the network.

The simulated distribution models are the coefficient-based model, the consumption-based distribution model, the hybrid distribution model, and the hierarchical model. All these simulations will be done with and without the CIEG charges on network access tariffs, in order to be able to analyze their impact on the viability of the scenarios created.

After the results were simulated, the best models were the hybrid distribution model, due to its versatility and hierarchical, in cases where there is a lot of excess energy in the network. In relation to the scenarios, it is concluded that one should always privilege the use of internal networks and ensure that the distribution of the UPAC is made on the value of the net surplus (in case they are integrated into an UI).

In relation to the burden on CIEG, in scenarios with a greater amount of energy transmitted by RESP (II and III), it assumes disproportionate values and, even the draft constitution of the CER, are not economically advantageous, when compared to the regime in individual self-management. Therefore, the exemption in the payment of these charges is essential to boost and encourage the emergence of new CER.

Agradecimentos

Ao professor Cláudio Monteiro, sem o qual esta dissertação não seria possível, agradeço o tempo delicado, a disponibilidade demonstrada e o acompanhamento prestado ao longo deste caminho.

Aos meus amigos, não podendo deixar de dar um especial apreço à Diana, ao David e ao Pedro.

À minha família, pelo apoio incondicional que me têm dado, em todos os momentos da minha vida. Obrigado mãe, pai, irmãos Francisco e Joaquim, e avó.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiii
Abreviaturas e Símbolos	xv
Capítulo 1	16
Introdução	16
1.1 Contextualização e Motivação da Dissertação	16
1.2 Objetivos da Dissertação	17
1.3 Estrutura do Documento	18
1.4 Dados e caso de estudo utilizados.....	18
Capítulo 2	19
Análise da regulamentação	19
2.1 Enquadramento regulação Europeia das CER	19
2.2 Modelos de Autoconsumo	20
2.3 Legislação Portuguesa sobre o Autoconsumo	23
2.4 Processo de Desenvolvimento de uma CER.....	39
Capítulo 3	40
Caso de estudo.....	40
3.1 Descrição do caso de estudo	40
3.2 Dados do caso de estudo.....	42
3.3 Dados de consumo	47
3.4 Constituição da CER	55
Capítulo 4	56
Simulação do caso de estudo	56

4.1	Modelos de repartição de energia.....	56
4.2	Tarifas de acesso às redes em autoconsumo	60
4.3	Cenários para a simulação	61
4.4	Pressupostos usados na análise económica	63
4.5	Análise da simulação.....	65
Capítulo 5		82
Conclusão		82
Referências		85

Lista de figuras

Figura 2.1 - Tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em MAT [14]	27
Figura 2.2 - Tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em AT [14]	28
Figura 2.3 - Tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em MT [14]	28
Figura 2.4 - Tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em BTE [14]	28
Figura 2.5 - Tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em BTN (>20,7 kVA) [14]	29
Figura 2.6 - Tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em BTN (≤20,7 kVA) [14]	29
Figura 2.7 - Montante dos CIEG nos vários níveis de tensão e opções tarifárias [15]	30
Figura 2.8 - Exemplo do esquema de ligação de um autoconsumo individual ligado à RESP [16].....	32
Figura 2.9 - Exemplo do esquema de ligação de autoconsumo individual, num recinto com várias unidades de produção [16].....	32
Figura 2.10 - Exemplo do esquema de ligação de autoconsumo coletivo, sem recurso ao uso da RESP para a atividade de autoconsumo [16].....	33
Figura 2.11 - Exemplo do esquema de ligação de autoconsumo coletivo, com recurso ao uso quer da RESP quer da rede interna, para a atividade de autoconsumo [16].....	33
Figura 2.12 - Exemplo do esquema de ligação de autoconsumo coletivo, com recurso ao uso exclusivo da RESP para a atividade de autoconsumo [16].....	34
Figura 2.13 - Exemplo do esquema de ligação de uma CER que faz uso só da RDBT para a atividade de autoconsumo [16]	34
Figura 2.14 - Exemplo do esquema de ligação de uma CER que faz usa da RDBT e da RND para a atividade de autoconsumo [16].....	35
Figura 3.1 - Grupo Polopiqué	41
Figura 3.2 - Enquadramento da UPAC EXTERIOR.....	42

Figura 3.3 - Potência média de produção (kW) das UPAC de 500 kWp ao longo dos meses, no ano de 2019.....	44
Figura 3.4 - Potência média de produção (kW) das UPAC de 500 kWp ao longo das horas do dia, no ano de 2019	45
Figura 3.5 - Potência média de produção (kW) das UPAC de 1000 kWp ao longo dos meses, no ano de 2019.....	46
Figura 3.6 - Potência média de produção (kW) das UPAC de 1000 kWp ao longo das horas do dia, no ano de 2019.....	46
Figura 3.7 - Potência média dos consumos reais mensal da IU ACABAMENTOS, em 2019.....	47
Figura 3.8 - Potência média do consumo real por dia na IU ACABAMENTOS, em 2019	48
Figura 3.9 - Potência média do consumo real por hora na IU ACABAMENTOS, em 2019	48
Figura 3.10 - Potência média dos consumos reais mensal da IU COMERCIO I, em 2019.....	49
Figura 3.11 - Potência média do consumo real por dia na IU COMERCIO I, em 2019	50
Figura 3.12 - Potência média do consumo real por hora na IU COMERCIO I, em 2019	50
Figura 3.13 - Potência média dos consumos reais mensal da IU COMERCIO II, em 2019	51
Figura 3.14 - Potência média do consumo real por dia na IU COMERCIO II, em 2019	52
Figura 3.15 - Potência média do consumo real por hora na IU COMERCIO II, em 2019.....	52
Figura 3.16 - Potência média dos consumos reais mensal da IU TECIDOS, em 2019.....	53
Figura 3.17 - Potência média do consumo real por dia na IU TECIDOS, em 2019	54
Figura 3.18 - Potência média do consumo real por hora na IU TECIDOS, em 2019	54
Figura 3.19 - Esquema da CER.....	55
Figura 4.1 - Modelo hierarquico aplicado à CER do caso de estudo.....	59
Figura 4.2 - Influencia do custo médio ponderado de capital (WACC) no valor do LCOE para a energia fotovoltaica [18].....	64
Figura 4.3 - Divisão para o modelo hierárquico, do caso de estudo	78

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Lista de deficiências para inspeções/vistorias, para as UPAC [17].....	37
Tabela 2.2 - Lista de deficiências para inspeções periódicas, para as UPAC [17].....	38
Tabela 3.1 - Potência instalada (kVA) e PT's associados a cada empresa.....	43
Tabela 3.2 - Potência de pico instalada FV (kWp) em cada unidade de produção	43
Tabela 4.1 - Comparação entre as tarifas de acesso às redes em autoconsumo, nos diferentes níveis de tensão, com e sem os CIEG [14][15]	60
Tabela 4.2 - Tabela-resumo dos cenários definidos	62
Tabela 4.3 - Custo relacionados com a faturação da energia à rede	63
Tabela 4.4 - Análise do Cenário base	66
Tabela 4.5 - Análise de fatura do Cenário base	66
Tabela 4.6 - Consumo Líquido das IU da CER para o Cenário I	67
Tabela 4.7 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição de coeficientes fixos, do Cenário I	67
Tabela 4.8 - Repartição de energia, com base no modelo baseado no consumo, do Cenário I	68
Tabela 4.9 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição híbrido, do Cenário I	68
Tabela 4.10 - Análise energética do Cenário I	69
Tabela 4.11 - Análise da fatura do Cenário I	69
Tabela 4.12 - Utilização da RESP em MT (sem CIEG) para o Cenário I	70
Tabela 4.13 - Utilização da RESP em MT (com CIEG) para o Cenário I	70
Tabela 4.14 - Balanço de custos final do Cenário I	70

Tabela 4.15 - Preço total da energia do Cenário I	70
Tabela 4.16 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição de coeficientes fixos, do Cenário II	72
Tabela 4.17 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição baseado no consumo, do Cenário II.....	72
Tabela 4.18 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição híbrido, do Cenário III	72
Tabela 4.19 - Análise energética do Cenário II	73
Tabela 4.20 - Análise da fatura do Cenário II	73
Tabela 4.21 - Utilização da RESP em MT (sem CIEG) para o Cenário II.....	74
Tabela 4.22 - Utilização da RESP em MT (com CIEG) para o Cenário II.....	74
Tabela 4.23 - Balanço Financeiro final do Cenário II.....	74
Tabela 4.24 - Preço total da energia do Cenário II.....	75
Tabela 4.25 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição de coeficientes fixos, do Cenário III.....	75
Tabela 4.26 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição baseado no consumo, do Cenário I	76
Tabela 4.27 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição híbrido, do Cenário III.....	76
Tabela 4.28 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição híbrido, no Cenário III, com coeficientes todos iguais.....	76
Tabela 4.29 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição híbrido, do Cenário III, com um dos coeficientes a 0 (zero).....	77
Tabela 4.30 - Análise energética do Cenário III.....	79
Tabela 4.31 - Análise da fatura do Cenário III	79
Tabela 4.32 - Utilização da RESP em MT e AT (sem CIEG) para o Cenário III	80
Tabela 4.33 - Utilização da RESP em MT e AT (com CIEG) para o Cenário III.....	80
Tabela 4.34 - Balanço Financeiro final do Cenário III	81
Tabela 4.35 - Preço da energia total do Cenário III	81

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
GEE	Gases de Efeito de Estufa
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
UPAC	Unidade de Produção de Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
CER	Comunidade de Energia Renovável
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
IU	Instalação Elétrica de Utilização
EGAC	Entidade Gestora do Autoconsumo

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo, elabora-se uma exposição introdutória sobre o tema da presente dissertação. Apresenta-se o contexto atual e os motivos que impulsionaram a escolha deste tema, bem como, os objetivos concretos que se pretende com esta dissertação e a maneira como a mesma será organizada e estruturada. Por fim, irá ser descrito, sucintamente, o caso de estudo.

1.1 Contextualização e Motivação da Dissertação

Dado o compromisso que Portugal assumiu para ser neutro em emissões dos Gases de Efeito de Estufa (GEE) até 2050, é necessário definir políticas e estratégias que definam a linha de atuação para as próximas décadas – Roteiro Para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050). Assim, para que se possa atingir este objetivo, estima-se que seja necessário reduzir entre 85% a 90% das emissões de GEE até 2050. Este esforço será repartido, por etapas, para as próximas décadas. É na presente década que esta redução será mais significativa (entre 45% a 55%) [1], sendo, portanto, necessário preparar um quadro legislativo que permita garantir a obtenção dos objetivos pretendidos.

Neste contexto, a Comissão Europeia apresentou, em 2016, um pacote de medidas com vista a fornecer a estrutura legislativa necessária para facilitar a transição energética em curso. Através do regulamento relativo à Governação da União da Energia e Ação Climática, Regulamento (EU) 2018/1999, foi acordado que todos os Estados Membros devem elaborar e apresentar um Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (PNEC) para a década de 2021-2030. Um dos objetivos deste plano é alcançar a Liderança Mundial em Energia de Fontes Renováveis, como forma de permitir reduzir as emissões de GEE [2].

Numa estratégia concertada a nível Europeu, foi elaborado o Pacote Legislativo “Energia Limpa para todos os Europeus” [3] do qual faz parte a Diretiva Europeia (UE) 2018/2001, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis. Esta Diretiva Comunitária tem como principal foco garantir que os consumidores de energia renovável possam “produzir, consumir, armazenar, partilhar e vender eletricidade com encargos adequados e proporcionais” [4].

O Parlamento Português transpôs parcialmente esta Diretiva Europeia, aprovando assim o novo regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável através do Decreto-Lei n.º

162/2019, de 25 de outubro, revogando assim a Decreto-Lei n.º 153/2014, que esteve em vigor até ao fim do ano de 2019. Com este novo Decreto-Lei pretende-se tornar mais “atrativa a participação na transição energética para empresas e cidadãos” [5].

Relativamente à implementação do Decreto-Lei acima referido, o mesmo será aplicado em duas fases. Numa primeira fase, que entrou já em vigor no início de 2020, os projetos de Autoconsumo Individuais serão já aplicados segundo o novo diploma, mas os Projetos de Autoconsumo Coletivo e CER terão algumas limitações. Para estes últimos, apenas as comunidades ou empresas que disponham de contadores inteligentes e que estejam no mesmo nível de tensão, podem apresentar uma candidatura. Também durante este período, a ERSE e a DGEG ficam responsáveis por proceder à elaboração da Regulamentação total e final que deverá ser publicada até 31 de dezembro de 2020. Após essa data, começa então a segunda fase que já prevê a implementação de todos os tipos de projetos previstos nos termos do Decreto-Lei. Para os autoconsumidores que se encontravam abrangidos pelo anterior regime, a sua atividade de autoconsumo continua a ser regida pelo anterior regime até ao termo do contrato celebrado entre eles e o Comercializador de último Recurso ou até 31 de dezembro de 2025, consoante a data que ocorra primeiro.

No presente momento, com pouco tempo passado desde a entrada em vigor do novo diploma, ainda não existe nenhuma Comunidade de Energia Renovável (CER) aprovada, pelo que é nesse contexto que irá ser realizada esta dissertação. Partindo de um caso de estudo de uma potencial CER, será analisado o novo Decreto-Lei bem como dos regulamentos já elaboradas.

1.2 Objetivos da Dissertação

Com a presente dissertação, pretende-se estudar a viabilidade económica e organizacional de uma Comunidade de Energia Renovável (CER) em contexto industrial. Nesse sentido, será feita uma análise crítica à legislação que entrou em vigor recentemente e será analisado em que medida é que se pode vir a melhorar os regulamentos, que ainda virão a ser publicados. Recorrendo também a um caso pratico real, irá ser simulado as produções, os consumos, as partilhas e as transações de energia num conjunto de IU situadas no mesmo complexo industrial, enquadradas nas regras definidas nos regulamentos técnicos associados à legislação, de forma a avaliar as vantagens técnicas de uma CER face ao regime de Autoconsumo Individual. Simulando a aplicação dos modelos das tarifas de acesso à rede e a aplicação do tarifário individual, avaliar-se-á também as vantagens económicas da constituição de uma CER, face ao regime de instalação de Autoconsumo Individual. De notar ainda que, nesta fase inicial da regulamentação, serão seguidas as regras de regulamentação mais diretas, mas também serão avaliadas variantes de interpretação ou ajuste dessa regulamentação.

Assim, os objetivos são:

- Análise da legislação e regulamentação;
- Formulação da organização da CER;
- Simulação dos consumos e autoprodução das indústrias da CER no caso de aplicação;
- Simulação da faturação e custo de acesso à rede, associados aos fluxos de energia do caso de estudo;
- Avaliação e comparação das vantagens de um modelo de CER a um modelo individual de autoconsumo;

1.3 Estrutura do Documento

A presente dissertação está estruturada e dividida em 5 capítulos.

No capítulo 1, é feita uma introdução e contextualização ao tema abordado. Enumeram-se também os objetivos a atingir e que devem ser respondidos no capítulo final.

No capítulo 2, apresentam-se todos os conceitos necessários para a compreensão do tema a abordar, através de uma revisão detalhada e exaustiva.

No capítulo 3, apresenta-se e descreve-se o caso de estudo da presente dissertação, detalhando-se os perfis de produção e de consumo, associados. Com base no caso de estudo, constitui-se a Comunidade de Energia Renovável (CER), considerando a legislação em vigor.

No capítulo 4, simulam-se os dados do caso de estudo, recorrendo-se a cenários, e analisam-se os seus resultados.

Por fim, no capítulo 5, apresentam-se as conclusões sobre o tema da dissertação, tendo em conta todo o trabalho desenvolvido, com foco na resposta aos objetivos propostos, indicados no capítulo 1.

1.4 Dados e caso de estudo utilizados

O presente caso de estudo é constituído por quatro unidades de consumo e três UPAC, pertencentes ao grupo Polopiqué. Além destas, será também incluída uma quarta UPAC que não existe.

Para se proceder à realização da presente dissertação, obteve-se os dados dos consumos e das produções, sendo todo o trabalho de cálculo e simulação realizado na ferramenta de folhas de cálculo *Excel*.

Capítulo 2

Análise da regulamentação

2.1 Enquadramento regulação Europeia das CER

As Comunidades de Energia Renovável foram introduzidas como uma nova figura jurídica, através do Decreto-Lei 162/2019 que resulta da transposição da Diretiva Europeia (UE) 2018/2001. No entanto, na Diretiva Europeia supracitada, o conceito de comunidades de energia renovável não está claramente definido, cabendo assim a cada estado membro essa definição. Contudo, existia já na legislação europeia um conceito que acabou por dar origem a este: Comunidades de Energia. Este conceito surge pela primeira vez em 2016 e tem como objetivo proporcionar aos cidadãos “uma opção de participação direta na produção, consumo ou partilha de energia” [6]. A principal diferença entre estes dois conceitos é que nas CER, a fonte de energia tem de ser, necessariamente, renovável.

Na legislação portuguesa, o conceito encontra-se definido no artigo 2º, alínea j, do Decreto-Lei 162/2020 como “pessoa coletiva constituída nos termos do presente decreto -lei, com ou sem fins lucrativos, com base numa adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas, os quais podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais, que seja autónoma dos seus membros ou sócios, mas por eles efetivamente controlada, desde que e cumulativamente: os membros ou participantes estejam localizados na proximidade dos projetos de energia renovável ou desenvolvam atividades relacionadas com os projetos de energia renovável da respetiva comunidade de energia; os referidos projetos sejam detidos e desenvolvidos pela referida pessoa coletiva; a pessoa coletiva tenha por objetivo principal propiciar aos membros ou às localidades onde opera a comunidade benefícios ambientais, económicos e sociais em vez de lucros financeiros”[7].

2.2 Modelos de Autoconsumo

Segundo o Decreto-Lei n.º 162/2020, a atividade de autoconsumo divide-se em três modalidades distintas que são as seguintes: autoconsumidores individuais, autoconsumidores coletivos e comunidades de energia renovável (CER). O primeiro modelo já estava contemplado no anterior Decreto-Lei que regulava a atividade de autoconsumo, mas os restantes não existiam na anterior legislação, ou seja, não eram reconhecidos como figuras jurídicas, e, portanto, são figuras novas no panorama dos autoconsumidores nacionais.

O autoconsumo individual é uma modalidade em que a produção de energia elétrica ocorre dentro da instalação de utilização (habitação, espaço comercial ou empresa) para consumo na própria instalação. Nesta modalidade, a uma única unidade de produção de autoconsumo (UPAC) está associado uma única instalação de utilização (IU), sendo esta a sua única beneficiária.

O autoconsumo coletivo é uma modalidade que permite a possibilidade de várias instalações de utilização beneficiarem da produção de uma ou mais unidades de produção, desde que exista uma relação de proximidade geográfica e elétrica entre estas. Assim, neste caso, a uma UPAC está associada vários consumidores finais. Isto representa uma vantagem pois todos os autoconsumidores estão envolvidos nos custos de investimento e manutenção da unidade de produção, sendo a repartição de energia produzida para cada consumidor definida pelos mesmo. Nestes casos, pode ser necessário fazer uso da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) para transitar a energia da unidade de produção para os respetivos autoconsumidores, fazendo com que seja necessário o pagamento da respetiva tarifa de acesso à rede pública.

Os autoconsumidores e entidades públicas ou privadas que queiram ser participantes no projeto de energia podem-se juntar e constituir uma Comunidade de Energia Renovável, também denominadas por CER. Estas comunidades podem então ser definidas como instalações de energia elétrica renovável, detidas por cidadãos ou organizações. Desta maneira, existem vários intervenientes que participam e beneficiam deste tipo de comunidades.

O principal foco desta dissertação incide sobre o conceito de Comunidades de Energia Renovável, pelo que é necessário aprofundar mais sobre o tema em questão.

Tal como já foi referido, as comunidades são uma figura jurídica nova e, portanto, será necessário ir adequando a sua regulamentação à experiência resultante da aplicação do presente Decreto-Lei. Estas assumem-se como um novo elemento na cadeia de valores do sector energético e tem um papel importante ao permitir que os cidadãos possam ter uma participação proativa na gestão da produção elétrica. São também um elemento importante para garantir uma transição energética mais limpa, mas é necessário que sejam criadas condições para que as mesmas possam se desenvolver na sua plenitude. Nessa medida, é necessário enquadrar o seu funcionamento num quadro legal e normativo próprio e garantir ajudas e linhas de financiamento para este tipo de projeto. Isto tem de ser feito pelos Governos Europeus através da criação de legislação adequado.

Entre alguns dos benefícios da atividade do autoconsumo está o facto de aproveitarem os recursos endógenos (renováveis) e, portanto, serem uma forma de produção de energia mais limpa e de minimizarem a utilização dos recursos do sistema eléctrico de energia (SEE) ao reduzir o uso das redes de transporte e distribuição, contribuindo para que, de um modo geral, existam menos congestionamento e menos perdas no sistema [8].

2.2.1 Modelos de Comunidades de Energia Renovável

As comunidades de energia podem constituir-se tendo por base diferentes modelos de gestão e tendo em conta a constituição dos seus próprios membros. R. Hanna apresenta quatro modelos organizacionais para este tipo de comunidades [9]. São eles o modelo cooperativo, o modelo híbrido entre comunidade local e entidades públicas locais, o modelo híbrido entre comunidade local e entidade comercial privada e o modelo por cotas.

O modelo cooperativo é um tipo de modelo que é constituída e gerida diretamente pelos seus membros, que são os elementos da própria comunidade no qual esta inserida. São organizações voluntárias e democráticas, no qual os seus membros usufruem diretamente dos benefícios resultantes da produção de energia. São o modelo de CER mais adotadas a nível europeu, com principal incidência em países como a Alemanha, Dinamarca e Holanda [10]. Este tipo de modelo garante o envolvimento da comunidade local, dando-lhe a oportunidade de gerir e desenvolver os seus próprios ativos, de uma forma economicamente e ecologicamente sustentáveis. No entanto, apresenta alguns entraves como o fato de ter de ser a própria comunidade local a angariar o capital inicial necessário para o projeto e ainda, na maior parte dos casos, a falta de experiência e conhecimento técnicos, dos seus membros, em matérias de gestão e produção de energia renovável.

Para fazer face a estas entraves, pode-se optar por seguir certas variações deste modelo, em que parte do projeto é detido pela comunidade e a outra parte por uma entidade que pode ser pública ou privada - modelos híbridos.

No modelo híbrido entre comunidade local e entidades públicas locais, estas últimas podem ajudar a resolver a parte do problema do financiamento, através da concessão de subsídios, da ajuda na obtenção de fundos externos ou apoiando diretamente com apoio financeiro. Além disso, podem contribuir para um planeamento mais sólido e eficiente, quando possuem já experiência neste tipo de projetos, e podem até facilitar a obtenção de equipamentos, terrenos e infraestruturas públicas para a realização do projeto. No entanto, o sucesso da participação de entidades públicas locais, depende da existência de um plano para o setor, elaborado a nível central, pelo governo. Assim, se não houver uma harmonização nas regras e objetivos, podem ocorrer inconsistências na aplicação das regras de planeamento e gestão, com prejuízo para a comunidade de energia.

Desta maneira, as entidades públicas locais podem ter um papel importante para ajudar a impulsionar a transição energética e a promover uma atitude que leve a impactos mais positivos para a sociedade e para o meio ambiente.

No modelo híbrido entre comunidade local e entidade comercial privada, tal como no caso do modelo anterior, as entidades comerciais privadas podem ajudar a resolver o problema do financiamento. O fato de terem mais recursos financeiros e técnicos, e mais experiência em planeamento, do que as comunidades locais, pode até assegurar um maior acolhimento, por parte destas, de projetos de maior dimensão. Contudo, é preciso ter em atenção que a entidade comercial privada tem interesse em garantir a rentabilidade do projeto para a obtenção de lucros. Existe, pois, uma diferença entre os diferentes envolvidos na CER ao nível operacional e cultural. Isto, por sua vez, pode levar ao aparecimento de barreiras de comunicação que prejudiquem a transparência e o entendimento entre as partes envolvidas. Neste tipo de modelo, é importante garantir que as entidades privadas assumem um conjunto de responsabilidades que garantam a transparência das duas ações e que não prejudiquem o bem comum da comunidade.

Por fim, existe o modelo por quotas em que a CER é dividida entre vários proprietários, sendo um deles a comunidade local. Os restantes podem ser fundos de investimento ou empresas do setor energético. Estas últimas podem ceder parte das suas instalações para a produção de energia para uma comunidade. No entanto, neste tipo de modelos, as comunidades locais continuam a ser responsáveis pela operação e gestão das CER e são também responsáveis por angariar os fundos necessários. Este tipo de modelo pode facilitar, em parte, o desenvolvimento da CER, mas a gestão continua a ser feita pela comunidade local, enquanto que nos anteriores modelos, esta responsabilidade é repartida pelos restantes membros.

Tendo definido os modelos possíveis, é importante referir agora a quem se podem aplicar. Há que ter em conta que existem muitas tipologias de comunidades energéticas praticáveis, pois são entidades que se podem formar por iniciativa dos próprios cidadãos e resultam de empreendimentos criativos. No entanto, pode-se referir algumas opções interessantes para este tipo de organizações, como, por exemplo, comunidades estabelecidas em regimes de propriedade horizontal; comunidades formadas por consumidores na mesma rede de baixa tensão; comunidades que já se encontrem estabelecidas noutros âmbitos, como as cooperativas agrícolas; núcleos de coesão social; clusters de entidades e equipamentos públicos e, por fim, clusters industriais ou em polos industriais. Neste tipo de organizações, a implementação de comunidades de energia renovável pode ser uma solução interessante quer do ponto de vista financeiro como de forma a garantir a transição energética, no nosso país [11].

Apresentam-se alguns casos de comunidades de energia a nível europeu que inspiraram a criação desta nova figura jurídica.

Na localidade de Jühnde, Alemanha, foi criado, em 2001, uma das primeiras aldeias bioenergéticas no país. Por iniciativa da Universidade de Gottingen, alguns residentes da aldeia organizaram-se entre si e acabaram por fundar uma cooperativa de energia renovável, do qual cerca de 70% dos cerca de 780 habitantes faziam parte, em 2005. A unidade de produção de energia elétrica é na forma de biogás e é alimentada pelos resíduos agrícolas produzidos pela agricultura local. O projeto local teve um apoio significativo do governo local, através de subsídios, o que permitiu financiar o início do projeto. Atualmente, produz 100% da energia consumida (eletricidade e aquecimento) [12].

Na pequena aldeia de Maunheim, no sudoeste da Alemanha, dois agricultores, juntamente com um investidor externo, financiaram uma parte significativa dos custos de uma unidade de produção de energia elétrica com base no biogás, em 2017, sendo que os restantes habitantes da aldeia contribuíram com o resto. Como consequência, o interesse neste tipo de produção de energia cresceu na aldeia e mais tarde foi fundado uma cooperativa de energia renovável. Ao longo do tempo, esta cooperativa foi conseguindo arranjar novos métodos de financiamento, através de uma parceria com a Solarcomplex, e aumentar a capacidade de produção de energia instalada. Em alguns anos, esta comunidade já conseguia produzir energia suficiente para satisfazer as necessidades da aldeia, tendo mesmo excedentes. Neste caso, a cooperação entre a comunidade e a empresa privada foi essencial para o projeto pois permitiu angariar os fundos necessários para o projeto, além de fornecer conhecimentos técnicos ao nível do planeamento e da gestão do projeto [13].

2.3 Legislação Portuguesa sobre o Autoconsumo

Nesta secção irá ser abordado os principais aspetos sobre a legislação portuguesa, referente ao autoconsumo coletivo e às CER.

Até ao início do presente ano, a atividade de produção de autoconsumo era regulada pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro. O novo regime, introduzido pelo Decreto-Lei 162/2019, de 25 de outubro, resulta da transposição parcial da Diretiva Europeia 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018. O seu propósito é “promover e facilitar o autoconsumo de energia e as comunidades de energia renovável, eliminados obstáculos legais injustificados e criando condições para o estabelecimento de soluções inovadoras, tanto do ponto de vista económico como do ponto de vista social no aproveitamento das novas oportunidades tecnológicas” [5]. Este regime, em comparação com o anterior, introduz algumas alterações: a atividade de autoconsumo tem de ser, necessariamente, proveniente de energia renovável; o tempo de tratamento dos dados relacionados com a energia é em períodos de 15 minutos (contagem de produção e consumo); cria uma nova figura jurídica denominada Comunidade de Energia Renovável; introduz a possibilidade de se recorrer ao armazenamento de energia elétrica e privilegia a venda do excesso de energia produzida em regime de mercado. Estas novas alterações e procedimentos representam um desafio, particularmente, para os operadores de rede, dado as exigências ao nível da medição e tratamento de dados. A solução para este desafio passa, em grande parte, por uma aposta em redes inteligentes de distribuição de energia elétrica. A ERSE tem vindo a incentivar o desenvolvimento deste tipo de redes, tendo publicado o regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto, onde definiu um modelo de desenvolvimento e incentivo às redes inteligentes.

Assim, analisando a legislação do novo regime, existem procedimentos que são disruptivos em relação ao anterior, nomeadamente, na necessidade de recolha e tratamentos dos dados em períodos de 15 minutos e no fato de, nos autoconsumidores coletivos e nas CER, a partilha de energia para cada instalação de utilização (IU) ser feita virtualmente. É necessário haver um período de adaptação para implementar estas mudanças. Assim, durante o ano de 2020, o novo regime aplica-se a projeto de autoconsumo que disponham de um sistema de contagem inteligente e que estejam instalados no mesmo nível de tensão. A partir de 1 de janeiro de 2021 aplicam-se as restantes tipologias. Esta implementação gradual também permite que os atores interessados, como as empresas instaladoras de sistemas de produção, os técnicos responsáveis, as entidades gestoras e as próprias comunidades de energia renovável, se possam ir adaptando adequadamente às exigências do novo regime.

Irá ainda ser necessário elaborar regulamentação específica que abranja domínios mais concretos da atividade de autoconsumo de energia elétrica. Pelo n.º 1 do artigo 13º do Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro, a DGEG fica incumbida de elaborar o Regulamento Técnico de Qualidade e o Regulamento de Inspeção e Certificação. Enquanto que a ERSE, pelo n.º 4 do mesmo artigo e pelo n.º 15 do artigo 16º, elabora o regulamento geral para a atividade de autoconsumo e fica também responsável de regulamentar as matérias relacionadas com a medição, leitura e disponibilização de dados. Todos estes regulamentos devem estar concluídos até ao dia 31 de dezembro de 2020, ou seja, no final do período de transição.

A Diretiva n.º 5/2020 estabelece as tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP para o ano de 2020. De salientar que os preços das tarifas mencionadas anteriormente, provêm das tarifas de acesso às Redes, estabelecido na Diretiva n.º 3/2020, de 17 de fevereiro, aprovado pela ERSE para o setor elétrico.

2.3.1 Regime de Autoconsumo Atual

Nesta subsecção, discutem-se os aspetos gerais sobre o atual regime de autoconsumo.

Para se poder constituir como autoconsumidor existem algumas condições e procedimentos iniciais que têm de ser cumpridos e que dependem da potência instalada na unidade de produção. Assim, segundo o artigo 3º, as condições de acesso exigidas às diferentes UPAC's são os seguintes:

- instalações cuja potência instalada é igual ou inferior a 350 W: não está sujeito a qualquer tipo de controlo prévio;
- instalações com potência instalada superior a 350 W e igual ou inferior a 30 kW: estão sujeitos apenas a uma comunicação previa;
- instalações com potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW: estão sujeitas a um registo prévio e necessitam de um certificado de exploração;
- instalações que possuem uma potência instalada superior a 1 MW: estão sujeitas a atribuição de licenças quer para a produção, quer para a exploração.

De salientar ainda que, para qualquer UPAC, quando se prevê a possibilidade de injeção na RESP superior a 1 MVA, têm de ser garantida a reserva de capacidade de injeção respetiva, tal como definido pelo artigo 5º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, antes de se iniciar o processo para a obtenção da licença de produção. Em relação às CER, além de estarem sujeitas às regras previstas no artigo 3º, podem ser definidos, por portaria, mais requisitos específicos para estas.

Em relação aos requisitos para o acesso, segundo o artigo 5º, podem aceder à atividade de autoconsumo os autoconsumidores individuais, os autoconsumidores coletivos e as Comunidades de Energia Renovável (CER), ficando a cargo da DGEG analisar, caso a caso, se os pressupostos de continuidade física e geográfica são verificados. Para esta análise, é tomado em particular consideração os postos de transformação e os diferentes níveis de tensões associados ao projeto em questão. É também preciso ter em conta que nos pontos de consumo no qual existam unidades de produção de energia elétrica que sejam abrangidas por regimes de remuneração garantida, não é permitido a ligação da UPAC, em simultaneidade. Tal só será possível se, através de um sistema de contagem de energia, for possível diferenciar qual a energia que é produzida pelas UPAC e qual a energia que é produzida pela unidade de produção que se encontra abrangida pelo regime de remuneração garantida.

Aos autoconsumidores coletivos e às CER são ainda exigidas um conjunto mais alargado de requisitos e procedimentos, definidos pelo artigo 6º. Estão assim incumbidos de aprovarem um regulamento interno que defina, por exemplo, sob que condições podem ser aceites as entradas e saídas dos elementos participantes, como são feitas as partilhas da energia elétrica produzida, ou qual o destino dos excedentes obtidos na unidade de autoconsumo e da respetiva receita. Devem também designar um técnico responsável devidamente qualificado e ainda a entidade gestora do autoconsumo (EGAC), que fica encarregue dos atos de gestão operacional da atividade corrente, como a articulação com o Portal, a RESP e os respetivos operadores.

O autoconsumidor, como qualquer personalidade jurídica, têm um conjunto de direitos e deveres. Nesse sentido, ao consumidor final de energia elétrica é-lhe garantido o direito de se tornar autoconsumidor, dentro das condições previstas no presente Decreto-Lei. Enquanto autoconsumidor, tem o direito, segundo o artigo 7º, de instalar UPAC para que possa produzir eletricidade para consumo próprio, tendo também o direito de armazenar essa energia, para

posterior consumo, ou então de entregar o excesso de produção a terceiros, através de contratos de aquisição estabelecidos, ou diretamente à RESP. Em ambos os casos, as tarifas e os encargos daí resultantes devem ser proporcionais e justos. Para que possa ligar a UPAC à IU, tem o direito de estabelecer e operar linhas diretas. Tem direito, caso injete energia excedente na rede, de pedir a emissão de garantias de origem à Entidade Emissora de Garantias de Origem e de aceder ao Portal onde, na sua área reservada, devesse encontrar informação relativa ao seu perfil de produção e de consumo de energia. Por fim, tem direito a cessar a sua atividade de autoconsumidor, respeitando eventuais acordos celebrados com terceiros.

Quanto aos deveres do autoconsumidor, pelo artigo 8º, este deve cumprir os requisitos exigidos pelo presente Decreto-Lei, quanto às características da sua UPAC, descritos no artigo 3º. Fica também responsável por suportar os encargos decorrentes da sua atividade de autoconsumo, como o custo associado aos contadores, o custo de ligação da IU à RESP, o custo de ligação da UPAC à RESP, e, quando se verificar a utilização da RESP, o custo da tarifa correspondente. Fica também obrigado a prestar à DGEG, ou a outra entidade que seja legalmente incumbida da fiscalização, as informações pedidas e os dados técnicos da UPAC, bem como de permitir e facilitar o acesso à UPAC do pessoal técnico das referidas entidades, no decurso das ditas fiscalizações. Nas UPAC que assim o exijam, deve celebrar um seguro de responsabilidade civil. Deve ainda assegurar que os equipamentos usados na UPAC estão certificados para o efeito e, quando da cessação da atividade, deve adotar todos os procedimentos necessários exigidos por lei, para a desativação e remoção de todos os equipamentos que constituam a UPAC.

A entidade responsável pela decisão, coordenação e acompanhamento da atividade de autoconsumo é a DGEG. Sobre esta entidade recaem um conjunto de atribuições e competências, definidas no artigo 9º. Entre estas competências, está a criação, manutenção e operação do Portal, a criação e o estabelecimento de uma base de dados com os elementos-tipos para cada solução de UPAC, bem como de fornecer aos interessados, através do Portal, a informação referente às soluções existentes para o autoconsumo, numerando em concretos as suas vantagens e desvantagens. Também deve criar e manter uma lista das entidades instaladoras e fiscalizadoras creditadas bem como de emitir os certificados dos equipamentos a usar na atividade e de prestar apoio à ENSE (Entidade Nacional para o Setor Energético), sempre que necessário. Em relação à certificação no equipamento, este tem de ser certificado por um organismo acreditado pelo Instituto Português de Acreditação ou por outro organismo de acreditação. Aquando da instalação de UPAC, todas aquelas que possuem uma potência instalada superior a 350W tem de ser obrigatoriamente executadas por uma entidade instaladora certificada para o efeito ou por técnicos certificados. Essa entidade instaladora ou técnico responsável deve garantir que os equipamentos usados para a UPAC se encontram devidamente certificados, devem garantir que a UPAC em questão se encontra devidamente registada ou licenciada, nos termos do presente Decreto-Lei e ainda devem declarar no Portal as UPAC instaladas, bem como a potência instalada, a tecnologia usada e a localização da mesma.

À DGEG esta também incumbida a tarefa de, segundo o artigo 13º, elaborar o Regulamento Técnico e de Qualidade e o Regulamento de Inspeção e Certificação até 31 de dezembro de 2020. No Regulamento Técnico e de Qualidade devem estar definidas todas as regras de carácter técnico genéricas aplicadas a instalações elétricas bem como as regras específicas relativas a UPAC. No Regulamento de Inspeção e Certificação devem estar definidos todos os

procedimentos necessários para as ações de inspeção e certificação da UPAC. Ambos os regulamentos serão motivo de uma maior análise nas secções seguintes.

Ao longo da atividade de autoconsumo, poderá ser necessário fazer alterações na UPAC. Segundo o artigo 12º, as alterações não substanciais estão sujeitas apenas a averbamento e incluem a alteração de mudança de titularidade do contrato de fornecimento de energia elétrica na IU ao qual esteja associado uma UPAC, a alteração da entidade gestora associado ao autoconsumo, a alteração da mudança de local da UPAC, desde que se mantenha as condições de ligação para o qual foi aprovada, e a alteração de potência instalada, desde que i) não aja alteração do regime no qual estava inserido, definido no artigo 3º, e ii) nos casos de UPAC com mais de 1MW, essa alteração não ultrapasse os 10% da potência instalada. Caso a alteração que se deseja efetuar não seja nenhuma das enumeradas anteriormente, essa alteração é uma alteração substancial e, como tal, será então necessário fazer um novo registo e emitidos novos certificados e licenças, em conformidade com o artigo 3º.

O presente Decreto-Lei dá uma especial atenção às comunidades de energia renovável, pois elas são vistas como um modo de assegurar o cumprimento das metas a que Portugal se comprometeu em termos de energia e clima. Tendo isto em conta e o facto de serem uma figura jurídica nova, a DGEG deve efetuar nos primeiros 2 anos, a contar da data de entrada em vigor do presente Decreto-Lei, e depois de 3 em 3, uma avaliação daqueles que foram os principais obstáculos existentes para a criação e desenvolvimento das CER, publicando um relatório com essas mesmas conclusões. Consequentemente, deverá propor as medidas necessárias de forma colmatar eventuais dificuldades sentidas, de forma a garantir e promover o desenvolvimento das CER.

2.3.2 Relacionamento comercial

No atual regime legal, o modelo de autoconsumo coletivo e das CER tem como princípio a agregação de consumidores e a respetivas partilha de energia entre eles. Nesse sentido, foi criado a figura da entidade gestora do autoconsumo (EGAC), designada pelos membros do autoconsumo, que tem como objetivo representar o autoconsumo coletivo ou CER perante operadores do mercado e outras entidades administrativas. Em termos concretos, fica responsável pelo relacionamento com o operador de rede, ao nível da gestão da partilha de energia e da disponibilização dos dados de produção, e com o agregador, ao nível da venda de excedentes do autoconsumo coletivo ou CER. A EGAC assume assim um papel centralizador e pretende simplificar o papel individual de cada membro do autoconsumo coletivo ou CER [8].

É importante definir qual o modelo de relacionamento comercial quanto ao pagamento das tarifas de acesso à rede e quanto à venda dos excedentes de autoconsumo.

Quanto ao pagamento de tarifas de acesso à rede, segundo o artigo 18º do Decreto-Lei em análise, quando for necessário fazer uso da RESP para veicular a energia produzida na UPAC até à IU, está previsto o pagamento de tarifas próprias. Quando tal não for necessário, isto é, quando só for usado redes internas para veiculação de energia elétrica entre a UPAC e a IU, não há o pagamento dessas tarifas.

Os preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP para o ano de 2020 foi definido pela ERSE, através da Diretiva n.º 5/2020, de 20 de março. São baseadas nas tarifas de acesso às redes para o setor elétrico para o ano de 2020, também pela ERSE, através da Diretiva n.º 3/2020, de 17 de fevereiro, mas com a dedução da parte correspondente às tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante da UPAC. O

pagamento destes valores é aplicado pelos operadores da rede à entidade gestora do autoconsumo coletivo (EGAC), tendo em conta o nível de tensão ao qual está ligada a IU.

Estas tarifas são compostas por duas variáveis: energia ativa e potência em horas de ponta. A primeira, refere-se à energia ativa do autoconsumo veiculada, através da RESP, da UPAC para a IU. A segunda, é o quociente entre a energia ativa do autoconsumo que, em horas de ponta, faz usa da RESP e o número de horas de ponta. Esta última apenas se aplicada às IU ligadas em BTE ou em níveis de tensão superiores.

De seguida, apresentam-se as tabelas para os preços das tarifas, proposta pela ERSE, para o ano de 2020:

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM MAT			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		Horas de ponta	1,331	0,0436
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0298	
		Horas cheias	0,0223	
		Horas de vazio normal	0,0133	
		Horas de super vazio	0,0133	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0297	
		Horas cheias	0,0223	
		Horas de vazio normal	0,0133	
		Horas de super vazio	0,0133	

Figura 2.1 - Tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em MAT [14]

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM AT			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		Horas de ponta	0,398	0,0130
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0378	
		Horas cheias	0,0255	
		Horas de vazio normal	0,0133	
		Horas de super vazio	0,0132	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0377	
		Horas cheias	0,0255	
		Horas de vazio normal	0,0133	
		Horas de super vazio	0,0132	

Figura 2.2 - Tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em AT [14]

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM MT			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		Horas de ponta	2,011	0,0660
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0548	
		Horas cheias	0,0390	
		Horas de vazio normal	0,0134	
		Horas de super vazio	0,0130	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0546	
		Horas cheias	0,0389	
		Horas de vazio normal	0,0133	
		Horas de super vazio	0,0130	

Figura 2.3 - Tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em MT [14]

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM BTE			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		Horas de ponta	6,613	0,2168
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0797	
		Horas cheias	0,0510	
		Horas de vazio normal	0,0180	
		Horas de super vazio	0,0165	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0793	
		Horas cheias	0,0507	
		Horas de vazio normal	0,0178	
		Horas de super vazio	0,0165	

Figura 2.4 - Tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em BTE [14]

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS
Energia ativa			(EUR/kWh)
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1053
		Horas cheias	0,0625
		Hora vazio	0,0148

Figura 2.5 - Tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em BTN (>20,7 kVA) [14]

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM BTN (≤20,7 kVA)			PREÇOS
Energia ativa			(EUR/kWh)
	Tarifa simples		0,0588
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0786
		Horas de vazio	0,0287
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1034
		Horas cheias	0,0716
		Hora vazio	0,0287

Figura 2.6 - Tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em BTN (≤20,7 kVA) [14]

Associado a estas tarifas, estão os encargos correspondentes aos custos de interesse económico geral (CIEG). No artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, está previsto que estes encargos possam ser, total ou parcialmente, deduzidas às tarifas, apresentadas anteriormente. Para isso, é necessário que seja emitido, todos os anos, o despacho do membro do Governo pela área da energia a dar essa indicação. Caso isso não aconteça, essa responsabilidade passa para a ERSE. Para o presente ano, já foi emitido o despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, pelo Gabinete do Secretário de Estado adjunto e da Energia, que estabelece novos valores para as tarifas de acesso às redes de serviço pública (RESP), tendo por base a isenção parcial ou total, conforme a modalidade de autoconsumo, da parcela correspondente aos CIEG.

Assim, no valor a pagar nas tarifas de acesso à rede, aos projetos de autoconsumo individuais, desde que não estejam associados a um contrato de prestação de serviços de interruptibilidade, são deduzidos os encargos correspondentes a 50% da totalidade dos CIEG. Já para os projetos de autoconsumo coletivos e CER, desde que não estejam associados a um contrato de prestação de serviços de interruptibilidade, são deduzidos na totalidade os encargos correspondentes aos CIEG.

Esta isenção aplica-se a todos os projetos de autoconsumo e CER que obtenham as condições necessárias para o exercício da sua atividade, até ao final do ano civil de 2021 e vigoram por um período de 7 anos a contar do início da exploração do projeto.

Na Figura 2.7, encontra-se ilustrado os montantes dos CIEG, nos diferentes níveis de tensão e opções tarifárias.

Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,605	0,0261	0,0187	0,0098	0,0098
AT	4	0,605	0,0338	0,0217	0,0097	0,0097
MT	4	0,605	0,0490	0,0337	0,0088	0,0089
BTE	4	0,605	0,0709	0,0431	0,0115	0,0115
BTN>	3	0,605	0,0757	0,0338	0,0088	
BTN< tri-horárias	3	0,605	0,0766	0,0457	0,0226	
BTN bi-horárias	2	0,605	0,0525		0,0226	
BTN simples	1	0,605	0,0407			

Figura 2.7 - Montante dos CIEG nos vários níveis de tensão e opções tarifárias [15]

Em relação à venda dos excedentes de energia elétrica resultante da atividade de autoconsumo, segundo o artigo 4º do presente Decreto-Lei, o excesso pode ser transacionado no mercado organizado ou bilateral, ou através do participante no mercado contra o pagamento de um preço acordado entre partes, ou ainda através do facilitador de mercado. Salienta-se que o autoconsumidor é responsável pelos desvios que provocar no Sistema Elétrico Nacional, responsabilizando-se pela sua liquidação.

Quanto ao relacionamento comercial do autoconsumidor, no artigo 17º, o operador de rede deve facilitar o acesso do autoconsumidor ou de outra entidade diretamente ligada a este, aos serviços do sistema e aos mercados organizados ou bilaterais. O operador de rede pode proceder à redução da potência ou deslastre temporário da produção, sem que haja lugar a compensação, sempre que a energia elétrica injetada na rede, que está a ser produzida na UPAC, provoque problemas técnicos nas linhas, como a violação dos limites de operação da rede, ou que interfira com os indicadores de qualidade de serviço.

2.3.3 Regras Técnicas

Nesta secção irá ser abordado as regras e os procedimentos técnicos e de qualidade que são impostas à atividade de autoconsumo. Numa primeira fase, irá ser apresentados todos os Decretos-lei e regulamentos aos quais a atividade de autoconsumo está sujeita e, por fim, analisar-se-á o Regulamento Técnico de Qualidade, elaborado pela DGEG.

O Regulamento Técnico de Qualidade, estabelece o conjunto de regras de carácter técnico aplicáveis às instalações elétricas de autoconsumo. Além deste regulamento, as instalações elétricas de autoconsumo estão também sujeitas aos regulamentos de segurança das instalações elétrica do tipo B e do tipo C, nos termos do Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto.

Quanto às condições técnicas de ligação à RESP, as instalações produtoras de autoconsumo ficam enquadradas no regime geral. Assim, as ligações das instalações produtoras de autoconsumo à Rede Nacional de Transporte (RNT), estão sujeitas ao Regulamento da Rede de Transporte (RRT), publicado no anexo I da Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho. Já as ligações das instalações de autoconsumo à Rede Nacional de Distribuição de eletricidade em Alta e Média Tensão (RND) e às Redes de Distribuição de eletricidade em Baixa Tensão (RDBT) estão sujeitas ao Regulamento da rede de Distribuição, publicado no Anexo II da Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho. Além disso, as instalações produtoras de energia elétrica devem

ainda cumprir com os códigos de rede relativo aos requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede, estabelecidos no Regulamento (EU) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016.

Em termos do nível da qualidade de serviço de natureza técnica e comercial, devem ser cumpridas as regras estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Eléctrico e do Setor do Gás natural, publicado no Anexo I do regulamento n.º 629/2017, de 20 de dezembro. Em relação à segurança de pessoas, animais e bens, além do próprio Regulamento Técnico de Qualidade para a atividade de autoconsumo, devem ser cumpridas as disposições legais presentes nos Decretos-Leis n.ºs 162/2019, de 25 de outubro, e o 96/2017, de 10 de agosto.

Para a medição, leitura e disponibilização dos dados provenientes das instalações de autoconsumo, devem ser cumpridas as regras estabelecidas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD), publicado pela ERSE.

Em relação ao regime específico que regula as instalações elétricas de autoconsumo, em relação à contagem e disponibilização de dados, tal como definido no artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, nos autoconsumidores coletivos e para os autoconsumidores individuais, cuja potência instalada seja superior a 4kW e se encontrem ligados à RESP, é obrigatório a contagem da energia elétrica total produzida. Nos casos dos autoconsumidores coletivos e CER, esta contagem tem de ser feita por contador inteligente, excetuando quando existir ligação a rede inteligente. No caso de haver unidades de armazenamento, associadas à UPAC, que se encontrem ligadas à RESP, a contagem da energia elétrica extraída ou injetada através destas é igualmente obrigatória. Sempre que haja ligação à RESP, o operador da rede é o responsável por fazer a contagem de energia elétrica. Também nestes casos, a entidade gestora do autoconsumo coletivo deve, através do Portal, informar e manter atualizada a lista de clientes do autoconsumo coletivo e de indicar quais os coeficientes de repartição de energia produzida na UPAC, que devem ser mantidos inalterados por um período mínimo de 12 meses, ao operador da rede. Se tal não for comunicado, o operador da rede faz a repartição proporcional ao consumo, em cada período de contagem. Este último, por sua vez, deve disponibilizar a informação necessária de forma a garantir a faturação correta para cada autoconsumidor, bem como a informação sobre a energia elétrica produzida excedente, no período de contagem (15 minutos). Por fim, todos os custos relativos aos equipamentos de medição, desde a aquisição, instalação e manutenção, são da responsabilidade do autoconsumidor em causa.

Os equipamentos de medição para contagem da energia elétrica total produzida pela UPAC devem estar localizados junto do contador de consumo, ou então, em locais de acesso privado, desde que acessível pelo operador de rede. Para todos os tipos de autoconsumidores, sempre que a UPAC é constituída por mais de uma unidade de produção, em cada uma delas terá de estar associado um contador que faça a contagem da energia elétrica produzida só nessa unidade. Assim, o valor da energia elétrica total produzida será o somatório dos valores de contagem de cada unidade de produção. Estas contagens totais têm de ser disponibilizada por telecontagem, nos termos da Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, ao operador da RESP. Para se injetar energia elétrica na RESP, é necessário que os autoconsumidores possuam um equipamento de contagem de consumo para equipamento bidirecional com telecontagem, tal como previsto nos termos da Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho.

Os esquemas de ligação para os projetos de autoconsumo dependem da modalidade de autoconsumo e da configuração da rede onde está inserida o respetivo projeto. De seguida, irá ser apresentado as soluções indicadas para os casos mais típicos de autoconsumo.

Para os autoconsumidores individuais, o caso mais simples é quando a UPAC é constituída por uma única unidade de produção. Na Figura 2.8, está representado o respetivo esquema de ligação. Neste caso, o contador de autoconsumo faz a contagem do consumo líquido, isto é, a diferença entre o consumo da IU e a produção da UPAC, em períodos de contagem de 15 minutos (quarto-horários).

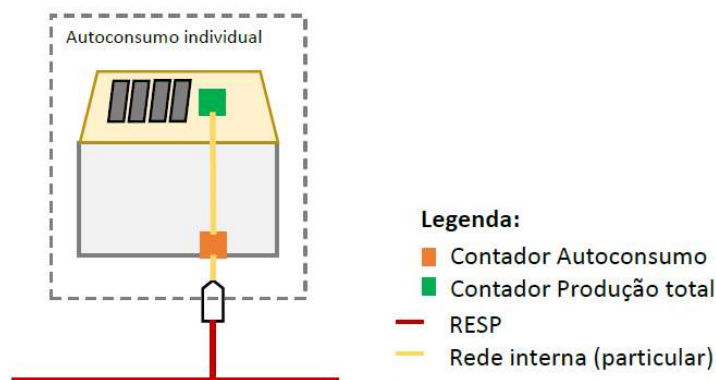


Figura 2.8 - Exemplo do esquema de ligação de um autoconsumo individual ligado à RESP [16]

Quando, no autoconsumo individual, associam-se duas ou mais unidades de produção à UPAC, cada unidade de produção deve ser provida de um contador que fará a contagem da energia elétrica só dessa unidade. Desta forma, a contagem de energia total produzida na UPAC é igual ao somatório da energia elétrica produzida nos diferentes contadores que estão associados a cada unidade de produção. O exemplo descrito encontra-se ilustrado na Figura 2.9.

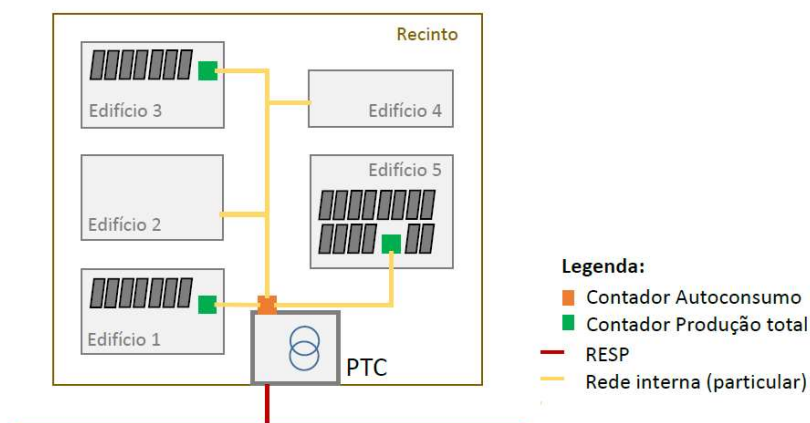


Figura 2.9 - Exemplo do esquema de ligação de autoconsumo individual, num recinto com várias unidades de produção [16]

Para os autoconsumidores coletivos existem vários casos para os esquemas de ligação. O primeiro não envolve a utilização da RESP para a atividade de autoconsumo e acontece quando os diferentes autoconsumidores se encontram todos no mesmo edifício. Assim, apenas é usada a rede interna do próprio edifício (coluna a montante) para a atividade de autoconsumo, tal como ilustrado na figura 10.

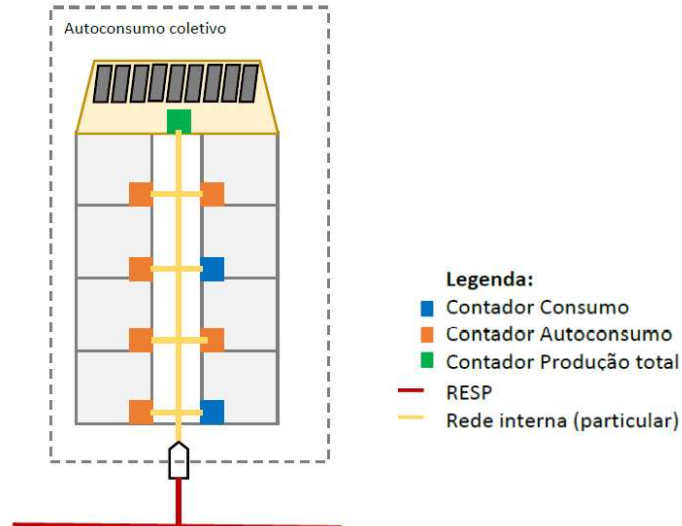


Figura 2.10 - Exemplo do esquema de ligação de autoconsumo coletivo, sem recurso ao uso da RESP para a atividade de autoconsumo [16]

No segundo caso, o autoconsumidor coletivo é constituído por autoconsumidores que se encontram em edifícios próximos, mas distintos, pelo que não partilham de uma rede interna. Assim, uma parte da energia produzida pela UPAC irá fazer uso da RESP para a atividade de autoconsumo tal como se encontra ilustrado na Figura 2.11.

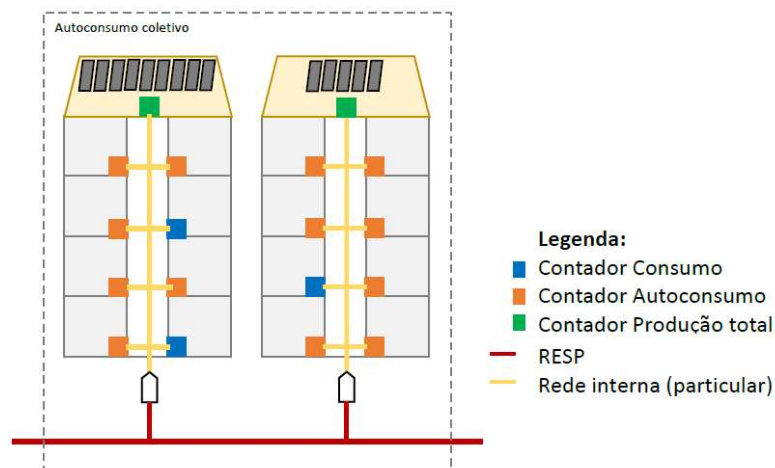


Figura 2.11 - Exemplo do esquema de ligação de autoconsumo coletivo, com recurso ao uso quer da RESP quer da rede interna, para a atividade de autoconsumo [16]

Por fim, no terceiro caso possível, o autoconsumo coletivo ocorre dentro de um recinto fechado, como, por exemplo, um condomínio fechado, em que os edifícios são alimentados diretamente pela RESP com contagens individualizadas e, portanto, não existe qualquer tipo de rede interna. Neste caso, toda a energia que é produzida na UPAC faz uso da RESP para a atividade de autoconsumo, tal se encontra ilustrado na Figura 2.12.

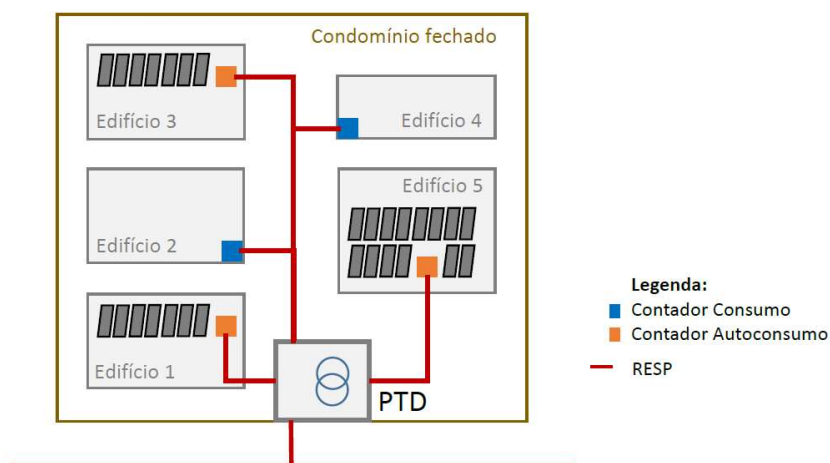


Figura 2.12 - Exemplo do esquema de ligação de autoconsumo coletivo, com recurso ao uso exclusivo da RESP para a atividade de autoconsumo [16]

Para as CER, que fazem uso da RESP para a sua atividade de autoconsumo, existe dois casos. No primeiro caso, apenas é utilizada a rede de distribuição em baixa tensão (RDBT) para a atividade de autoconsumo, tal se encontra ilustrado na Figura 2.13.

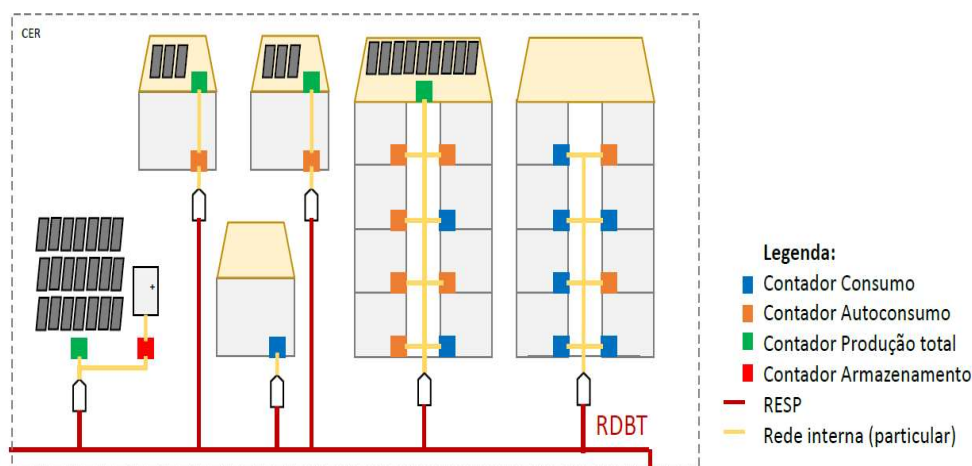


Figura 2.13 - Exemplo do esquema de ligação de uma CER que faz uso só da RDBT para a atividade de autoconsumo [16]

No outro caso, é também necessário usar a parte da RND para a sua atividade de autoconsumo, tal se encontra ilustrado na Figura 2.14.

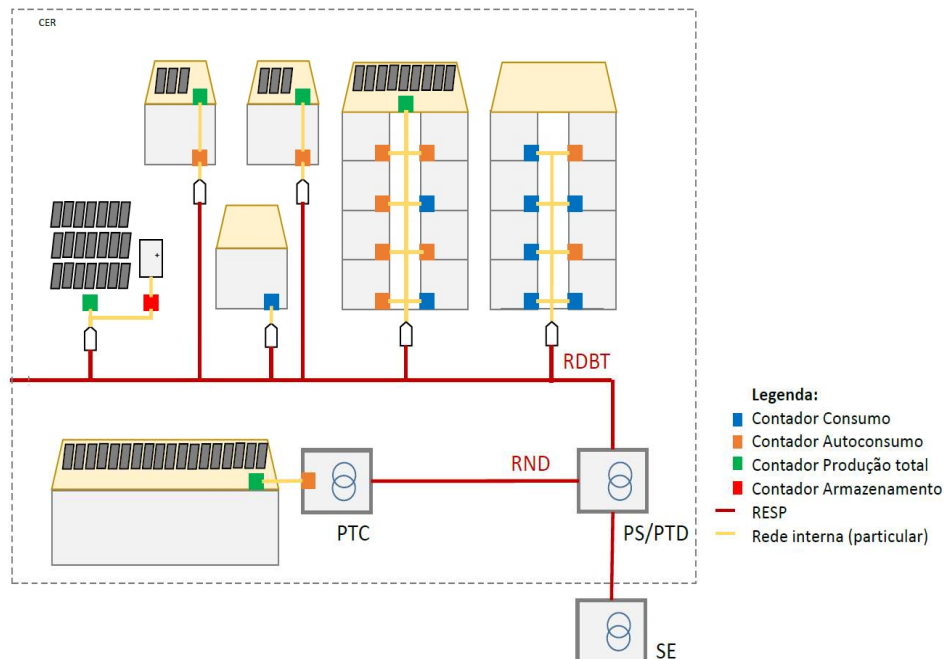


Figura 2.14 - Exemplo do esquema de ligação de uma CER que faz uso da RDBT e da RND para a atividade de autoconsumo [16]

Todos os equipamentos usados nas instalações de UPAC têm de ser certificados, cabendo aos fabricantes, fornecedores, seus representantes e entidades instaladoras fazer prova disso, junto do portal do autoconsumo.

Relativamente às regras para a certificação de equipamentos, deve ser cumprido o estabelecido no *Requirements for Generators (RfG)* e, para os geradores com tecnologia fotovoltaica, a norma internacional IEC 62109-1. No Portal, estará afixada uma listagem dos equipamentos certificados, disponível para qualquer interessado na atividade de autoconsumo.

Como o presente ano é um ano transitório, é importante acumular experiência nesta matéria, pelo que, o presente regulamento irá ser revisto até 31 de dezembro de 2020 e pode sofrer alterações.

2.3.4 Inspeção e certificação

Nesta secção, abordar-se-á matérias relacionadas com a inspeção, certificação e exploração das UPAC.

Em relação ao controlo da atividade, está sujeita ao controlo, pela DGEG, tal como estabelecido nos Decretos-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro e n.º 96/2017 e da Lei 14/2015, as atividades de instalações elétricas que estão associadas à UPAC, tais como, o projeto, a execução, a inspeção e a exploração.

Antes de entrar em exploração, a UPAC tem de ser aprovada. Nesse sentido, tem de proceder-se ao correto preenchimento dos formulários necessários, junto do Portal do Autoconsumo. Estes formulários dizem respeito a aspetos técnicos e do relacionamento com as diferentes entidades envolvidas na atividade na UPAC.

Quanto à execução do projeto, a instalação elétrica de UPAC tem de ser executado por uma entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular (EI) ou por um técnico responsável de instalações elétricas de serviço particular (TR), tal como previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, da 14/2015, e do Decreto-Lei n.º 96/2017.

A inspeção ou vistoria e certificação, pode ser realizada por diferentes entidades, nomeadamente, o inspetor da EIIEI ou um técnico da DGEG, o TR pela execução da instalação elétrica ou o TR pela exploração. Nos casos anteriores, deverá estar presente o produtor ou o seu representante, exceto quando o TR se encontra em representação do produtor.

Quanto à inspeção em si, o produtor tem a liberdade para contratar uma Entidade inspetora de instalações elétricas de serviço particular (EIIEI) para realização da inspeção à sua UPAC. Já as vistorias são realizadas pela DGEG à UPAC. Para fazer o pedido de inspeção ou vistoria, para as instalações de utilização do tipo B ou do tipo C, é necessário, se aplicável, os termos de responsabilidade pelo projeto e respetivo projeto, o termo de responsabilidade pela execução e o termo de responsabilidade pela exploração.

Para a inspeção ou vistoria, os intervenientes devem estar devidamente identificados e em que qualidade se fazem representar. A inspeção incide sobre a instalação elétrica da UPAC e respetivos equipamentos de comando, corte, proteção, medição e das redes internas, caso existam. Pretende-se verificar as condições de aprovação, o devido cumprimento da legislação, e, eventualmente, a existência de não conformidades e a suas respetivas localizações. Após a inspeção ou vistoria, realizar-se-á o respetivo relatório onde devem constar as eventuais deficiências detetadas. Estas classificam-se em:

- Graves (G), quando representam um perigo grave e imediato para a segurança de pessoas, animais e bens, ficando assim a instalação elétrica reprovada e tendo de se sujeitar a uma nova inspeção ou vistoria;

- Não graves do tipo 1 (NG-1), quando não são suficientes para que impeçam a entrada em exploração da UPAC, tendo de ser corrigidas num prazo máximo de 60 dias.

A reinspeção ou revistoria para a respetiva correção, apenas se incide sobre as deficiências detetadas. Após este passo, a entidade que realizou a inspeção ou vistoria, submete o seu relatório através do Portal. Assim nos casos em que não forem encontradas nenhuma desconformidades, é emitido o certificado de exploração; nos casos em que forem encontradas deficiências não graves, é emitido o certificado de exploração provisório; nos casos em que sejam encontradas deficiências graves, a instalação fica reprovada, tendo de se sujeitar a uma nova inspeção ou vistoria, não sendo emitido nenhum certificado.

Na Tabela 2.1, encontra-se uma lista detalhada sobre a identificação e classificação de cada tipo de deficiências.

Tabela 2.1 - Lista de deficiências para inspeções/vistorias, para as UPAC [17]

Código	Descrição	Deficiência	Tipo de Instalação
DL162/2019-art3(5)	A UPAC tem uma potência instalada superior 1 MW e não tem licença de produção	G	UPAC
DL162/2019-art8(f)	Não foi permitido o acesso à UPAC, para efeitos de inspeção/vistoria	G	UPAC
DL162/2019-art8(j)	Os equipamentos de produção instalados não se encontram certificados	G	UPAC
DL162/2019-art8(j)	Os equipamentos de produção instalados (inversores) não correspondem aos submetidos no portal do autoconsumo, aos indicados para a UPAC	NG-1	UPAC
DL162/2019-art8(j)	Os equipamentos de produção instalados (máquinas geradoras) não correspondem aos submetidos no portal do autoconsumo, aos indicados para a UPAC	NG-1	UPAC
DL162/2019-art11(1)	A UPAC foi substancialmente alterada ou não está conforme as características da UPAC registada no portal do autoconsumo	G	UPAC
DL162/2019-art11(1)	A UPAC foi alterada ou não está conforme as características da UPAC registada no portal do autoconsumo, com redução da potência instalada	NG-1	UPAC
DL162/2019-art15(1)	O técnico responsável pela execução, da entidade instaladora ou a título individual, não corresponde ao registado no portal e não tem delegação de competências	G	UPAC
DL162/2019-art16(1 e 3)	Não está instalado o equipamento de contagem da energia elétrica total produzida por UPAC ou por unidades de armazenamento, nos casos aplicáveis	G	UPAC
DL162/2019	Não está instalado o limitador de injeção de energia na RESP e no registo da UPAC não prevê a injeção na RESP	G	UPAC
DL162/2019	O local dos equipamentos de medição não está conforme o disposto no Regulamento Técnico e de Qualidade	G	UPAC
DL162/2019	A localização da UPAC não está conforme o registado portal do autoconsumo	G	UPAC
DL162/2019	O CPE da instalação de consumo não está conforme o registado portal do autoconsumo	G	UPAC

As UPAC com uma potência instalada superior a 20,7 kW e inferior a 1MW estão sujeitas a inspeções periódicas de 10 em 10 anos e as UPAC com uma potência instalada superior a 1MW estão sujeitas a inspeções periódicas de 8 em 8 anos.

A DGEG fica com a responsabilidade de elaborar e divulgar, através do Portal, até ao final de cada ano civil, a programação das inspeções periódicas a realizar no ano seguinte. Estas inspeções periódicas estão sujeitas aos mesmos procedimentos das inspeções (Tabela 2.1) e à lista de deficiências, que se encontram detalhadas na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Lista de deficiências para inspeções periódicas, para as UPAC [17]

Código	Descrição	Deficiência	Tipo de Instalação
DL162/2019-art8(f)	Não foi permitido o acesso à UPAC, para efeitos de inspeção periódica	G	UPAC
DL162/2019-art8(j)	Os equipamentos de produção instalados foram alterados e não se encontram certificados	G	UPAC
DL162/2019-art8(j)	Os equipamentos de produção instalados (inversores) não correspondem aos submetidos no portal do autoconsumo, aos indicados para a UPAC	NG-1	UPAC
DL162/2019-art8(j)	Os equipamentos de produção instalados (máquinas geradoras) não correspondem aos submetidos no portal do autoconsumo, aos indicados para a UPAC	NG-1	UPAC
DL162/2019-art11(1)	A UPAC foi substancialmente alterada ou não está conforme as características da UPAC registada no portal do autoconsumo	G	UPAC
DL162/2019-art11(1)	A UPAC foi alterada ou não está conforme as características da UPAC registada no portal do autoconsumo, com redução da potência instalada	NG-1	UPAC
DL162/2019-art16(1 e 3)	Não está instalado o equipamento de contagem da energia elétrica total produzida por UPAC ou por unidades de armazenamento, nos casos aplicáveis	G	UPAC
DL162/2019	Não está instalado o limitador de injeção de energia na RESP e no registo da UPAC não prevê a injeção na RESP	G	UPAC
DL162/2019	A localização da UPAC não está conforme o registado portal do autoconsumo	G	UPAC
DL162/2019	O CPE da instalação de consumo não está conforme o registado portal do autoconsumo	G	UPAC

2.4 Processo de Desenvolvimento de uma CER

Apresentando-se como um conceito novo, importa perceber quais podem ser os primeiros passos para o desenvolvimento de uma CER. Segundo documento elaborado pela AIGUASOL para o *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía* (IDAE) [11], para o desenvolvimento de uma CER existem de cinco fases: constituição legal da Comunidade, definição de objetivos e metas, instalação e integração, gestão da comunidade e comunicação.

Na fase da constituição legal, é necessário que seja garantido o suporte jurídico e administrativo necessários para a formalização da CER e a elegibilidade do projeto para a obtenção de subsídios estatais. Deve-se também fornecer, aos potenciais interessados, todas as informações relevantes sobre o tema, tais como: objetivos das comunidades energéticas, modelos de CER e as suas tipologias, apresentação das partes interessadas e agentes envolvidos e lista de materiais e equipamentos certificados para serem usados nas CER. No caso português, grande parte destas informações será afixada no Portal, criado pela DGEG para esse efeito. Permitir a transmissão do conhecimento entre CER, indo ao encontro do conceito de tutores, em que as CER existente possam aconselhar e supervisionar o desenvolvimento de outras, na sua fase inicial. Porém, como o novo regime jurídico ainda se encontra numa fase inicial, não existindo casos de CER já implementadas, este conceito apenas poderá ser aplicado no futuro.

Depois de os interessados terem na sua posse as informações necessárias para a constituição da comunidade torna-se necessário definir os objetivos e as metas concretas para o projeto. Nesse sentido, deve-se garantir o acesso à compilação de casos de sucesso, que possam servir de base para os novos projetos, e aos catálogos das soluções tecnológicas, orientando a decisão para as tecnologias que melhor interessem para o cumprimento dos objetivos estabelecidos.

Na fase de instalação e integração, os interessados devem procurar apoio para a elaboração do projeto, do ponto de vista técnico, e procurar planos de financiamentos adequados. É importante perceber quais as linhas de financiamento disponíveis, quais as partes elegíveis do projeto para essas linhas e a quantidade de investimento necessária por fundos próprios. Nesse sentido, deve-se fazer a análise do risco do projeto. Ponderando-se estes fatores todos, torna-se necessário decidir o caminho que se achar mais adequado, face aos objetivos e metas propostos. Assim, as soluções podem ser: participação de entidades públicas ou privadas no investimento, recurso a subsídios para cobrir parte do investimento, recurso a créditos e a linhas de financiamento ou financiamento próprio. É também necessário garantir a escolha adequada dos respetivos contratos de fornecimento de compra e venda de energia. Ao longo desta fase, aconselha-se a monitorização constante de eventuais desvios orçamentais.

Na fase da exploração, é necessário fazer a gestão da atividade comunitária e da manutenção da CER. Deve-se monitorizar o cumprimento dos objetivos e metas propostas, comunicando-os aos restantes membros da CER e considerar eventuais mudanças de padrões de comportamento que garantam melhores resultados.

A última fase consiste na atividade de divulgação dos resultados, partilhando-se experiências e incentivando-se a criação de novas CER. Conceito de tutor para novas CER.

Capítulo 3

Caso de estudo

Neste capítulo, apresenta-se e descreve-se o caso de estudo da presente dissertação e será feito uma caracterização dos perfis de produção e consumo associados este.

3.1 Descrição do caso de estudo

O caso de estudo da presente dissertação assenta, em parte, no grupo empresarial do setor têxtil chamado Polopiqué, fundado em 1996. Este grupo é constituído por quatro IU, dois armazéns, uma cantina, um edifício para escritórios, três edifícios para serviços variados e o edifício sede. Além disso, possui já um total de cinco unidades de produção que se encontram a funcionar ainda no anterior regime de autoconsumo, integradas em unidades de consumo. Destas, três são unidades de produção fotovoltaica (FV), uma de cogeração e uma de mini-hídrica. As unidades de autoconsumo FV estão instaladas nos terraços das IU de ACABAMENTOS, COMERCIO I e TECIDOS. Já as unidades de produção de cogeração e mini-hídrica, têm as suas próprias instalações, não estando integradas em nenhuma unidade de consumo.

Na Figura 3.1 está ilustrado o complexo que constitui o grupo Polopiqué, tal como foi descrito anteriormente. Este complexo industrial situa-se dividido por três concelhos distintos: Vizela, Santo Tirso e Guimarães.

No entanto, para o presente caso de estudo, não serão incluídas todas as IU e todas as unidades de produção que constituem o grupo Polopiqué. Das diferentes unidades de consumo que fazem parte deste grupo, apenas as seguintes fazem parte do nosso caso de estudo: ACABAMENTOS (na imagem a cor verde), COMERCIO I (na imagem a cor vermelha), COMERCIO II (na imagem a cor amarela) e TECIDOS (na imagem a cor azul claro). A inclusão no caso de estudo de apenas estas IU deve-se ao fato de serem estas quatro que constituem o núcleo da produção fabril e, portanto, são responsáveis pela maior parte do consumo do grupo.



Figura 3.1 - Grupo Polopiqué

Em relação às unidades de produção, que se encontram a funcionar ainda no anterior regime de autoconsumo, é necessário conhecer os respetivos valores de produção em períodos quarto-horários. No entanto, junto do grupo Polopiqué, apenas foi possível recolher os valores mensais das respetivas produções. Tendo em conta este impedimento, e sendo este um aspeto fundamental para a simulação, a solução encontrada foi recorrer à estimativa da energia produzida nas unidades de produção, obtendo-se os dados em períodos quarto-horários. Para a produção de energia fotovoltaica, usou-se como referência a produção horária dos valores normalizados de produção nacional fotovoltaica, para o ano em análise. No entanto, em relação à produção das unidades de produção da mini-hídrica e da cogeração, tal não é possível, pois não se possui os dados necessários para se proceder às suas estimativas. Assim, não foi possível incluí-los na simulação do caso de estudo.

Está também planeada a instalação de uma unidade de produção FV com uma potência instalada de 1000 kWp, no parque EXTERIOR à IU de COMERCIO I, tal como ilustrado na Tabela 3.2.



Figura 3.2 - Enquadramento da UPAC EXTERIOR

Na presente dissertação, de forma a simplificar a compreensão, as unidades de produção serão denominadas pelo nome da IU no qual estão instaladas. Assim, temos a UPAC ACABAMENTOS, que assim se chama porque está instalada no terraço da IU com o mesmo nome. O mesmo acontece para a UPAC COMERCIO I e para a UPAC TECIDOS.

Assim, o presente caso de estudo será constituído pelas unidades de consumo (IU) de ACABAMENTOS, COMERCIO I, COMERCIO II e TECIDOS e pelas unidades de produção FV de ACABAMENTOS, COMERCIO I e TECIDOS mais a unidade de produção denominada de EXTERIOR.

3.2 Dados do caso de estudo

Nesta secção, vai-se fazer a caracterização dos perfis de consumos das diferentes IU e a caracterização dos perfis de produções das diferentes UPAC, que fazem parte do caso de estudo.

As IU, que fazem parte do caso de estudo, são alimentadas por um ou mais PT's particulares em Média Tensão (MT). Na Tabela 3.1, encontra-se o número de PT's (postos de transformação) de cada IU, bem como a potência total instalada.

Tabela 3.1 - Potência instalada (kVA) e PT's associados a cada empresa

IU	Potência instalado (kVA)	N.º PT's
ACABAMENTOS	2000	1
Comércio F1	2000	1
Comércio F2	2000	1
TECIDOS	4450	4

Na Tabela 3.2, está representado o valor da potência instalada, em kWp, das unidades de produção do presente caso de estudo.

Tabela 3.2 - Potência de pico instalada FV (kWp) em cada unidade de produção

IU	FV (kWp)
ACABAMENTOS	500
Comércio F1	1000
Comércio F2	0
TECIDOS	500
EXTERIOR	1000

Os dados do consumo recolhidos são relativos ao ano de 2019. No caso da IU de ACABAMENTOS, COMERCIO I e TECIDOS, visto que têm UPAC associadas, estes dados referem-se consumo líquido e não ao consumo real. Isto deve-se ao fato de a energia produzida ser injetada a jusante do contador de autoconsumo, ou seja, alimenta diretamente a IU correspondente. Assim, o contador contabiliza o consumo (líquido) que resulta da diferença entre o consumo real e a produção FV injectada, em períodos de 15 minutos. Nesse sentido, para estas IU foi necessário calcular o *Consumo real = Consumo líquido + Produção*. O consumo líquido corresponde aos dados recolhidos junto da Polopiqué e os dados das produções correspondem às estimativas de produção das UPAC.

A IU de COMERCIO II não possui nenhuma unidade de produção e, portanto, os dados recolhidos correspondem ao valor do consumo real.

3.2.1 Dados da produção

Tal como foi mencionado anteriormente, primeiro foi necessário calcular o valor da produção das diferentes unidades de produção para depois, a partir destes, calcular-se o consumo real em cada IU.

Assim, recorrendo aos modelos de previsão para a produção de energia fotovoltaica em Portugal e tendo em conta os valores de potência instalada real, foi calculado a produção, em períodos quarto-horários, para cada unidade de produção.

As UPAC ACABAMENTOS e TECIDOS têm, cada uma delas, uma potência instalada de 500 kWp e a UPAC COMERCIO I e EXTERIOR tem, cada uma delas, uma potência instalada de 1000 kWp.

3.2.1.1 UPAC de 500 kWp

Nesta subsecção, faz-se a caracterização dos perfis de produção da UPAC TECIDOS e da UPAC ACABAMENTOS, em simultâneo, pois ambas tem a mesma potência instalada e, portanto, apresentam valores estimados de produção idênticos.

Na Figura 3.3 está ilustrado o valor da potência média produzida, em cada mês, para UPAC com potência de 500kWp. Tal como seria de esperar, visto tratar-se de energia fotovoltaica, os meses de verão apresentam valores de potência média mais elevadas, sendo o agosto aquele que tem o mais elevado com uma potência média de 155,89 kW. Em contrapartida, os meses de inverno apresentam valores mais baixos, sendo o valor mais baixo no mês de novembro com uma potência média de 68,66 kW.

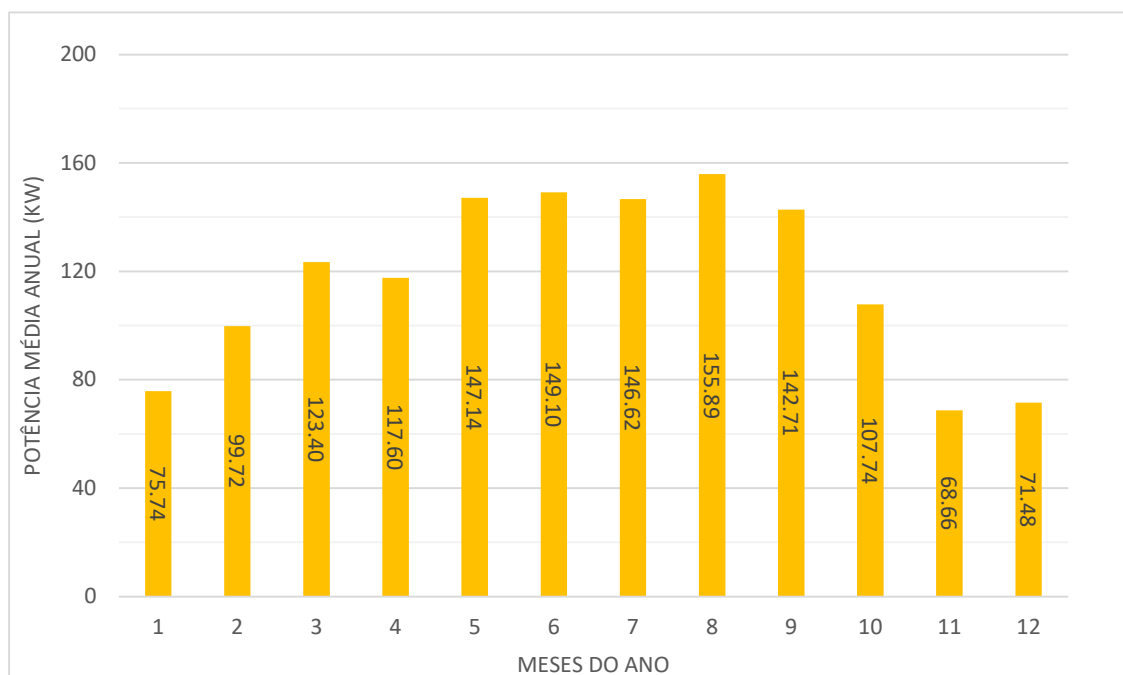


Figura 3.3 - Potência média de produção (kW) das UPAC de 500 kWp ao longo dos meses, no ano de 2019

A distribuição da potência média ao longo de um dia, ilustrado na Figura 3.4, também assume a forma esperada, com as potências médias mais elevadas a ocorrerem durante o dia, especialmente, entre as 10h e as 14h. A potência média mais elevada ocorre às 12h com um valor de 359,55 kW. Já no período noturno, entre as 22h e as 3h não existe qualquer produção de energia fotovoltaica.

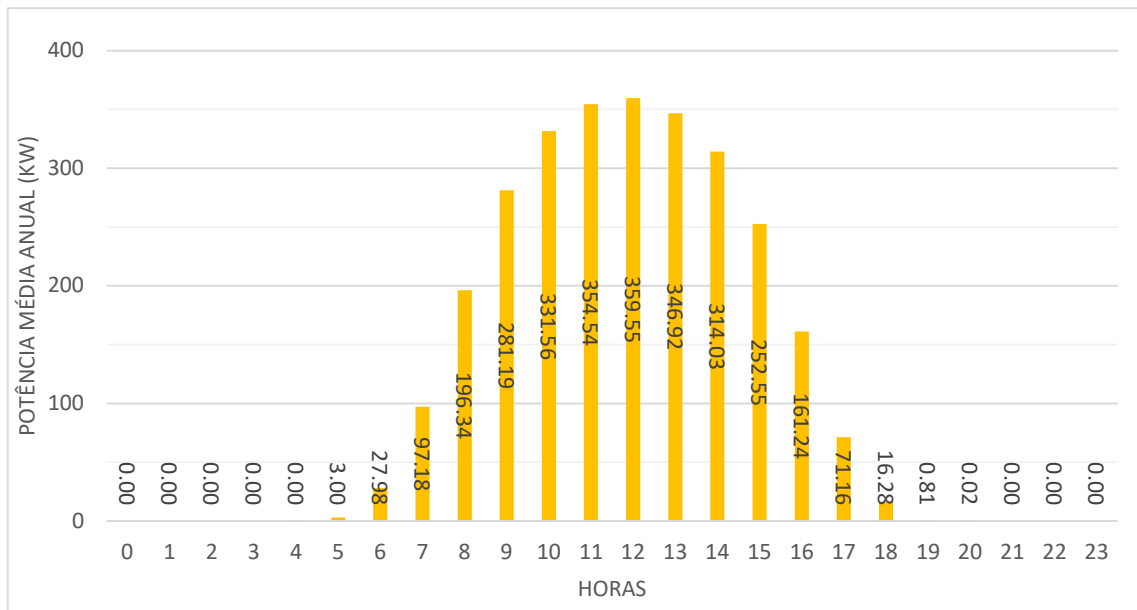


Figura 3.4 - Potência média de produção (kW) das UPAC de 500 kWp ao longo das horas do dia, no ano de 2019

3.2.1.2 UPAC de 1000 kWp

Nesta subsecção, faz-se a caracterização dos perfis de produção da UPAC COMERCIO I e da UPAC EXTERIOR, em simultâneo, pois ambas tem a mesma potência instalada e, portanto, apresentam valores estimados de produção idênticos.

Para as unidades de produção com potência instalada de 1000 kWp, visto que o modelo de previsão é o mesmo, as potências médias vão ser o dobro das potências calculadas anteriormente.

Na Figura 3.5, está ilustrado o valor da potência média produzida para cada mês. A potência média máxima é no mês de agosto com o valor de 311,78 kW e a mais baixa é no mês de novembro com 137,31 kW.

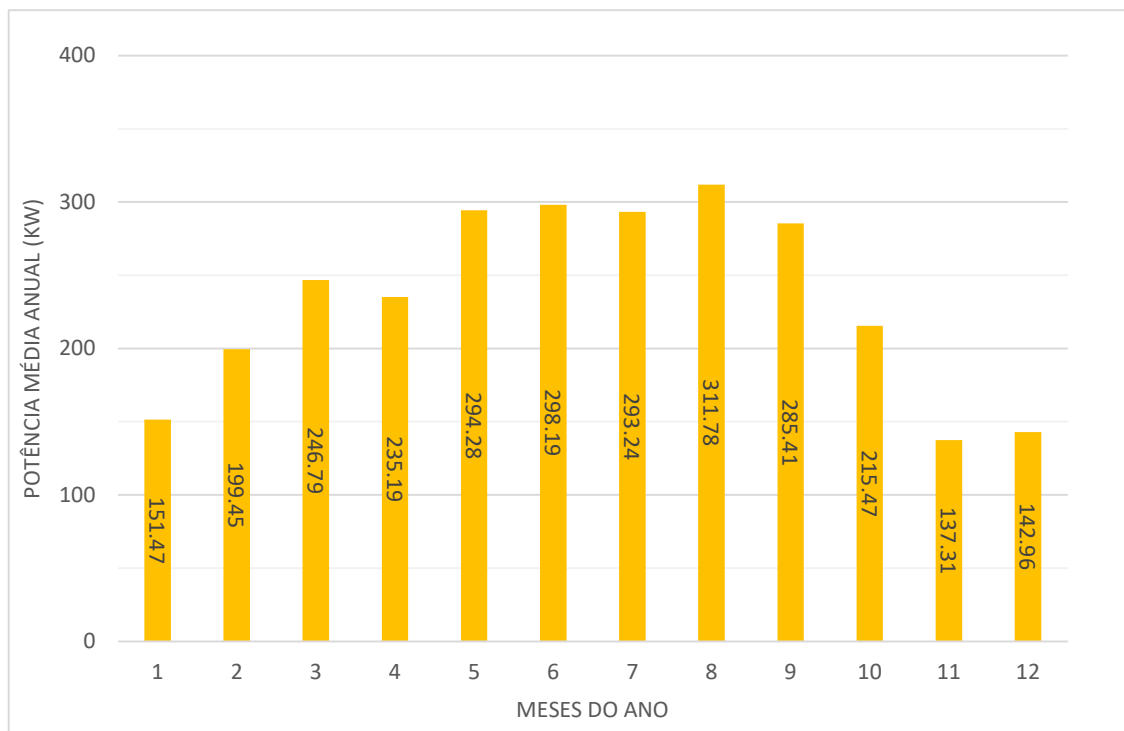


Figura 3.5 - Potência média de produção (kW) das UPAC de 1000 kWp ao longo dos meses, no ano de 2019

A distribuição da potência média ao longo de um dia, ilustrado na Figura 3.6, é mais elevada no período entre as 10h e as 14h. A potência média mais elevada ocorre às 12h com um valor de 719,11 kW.

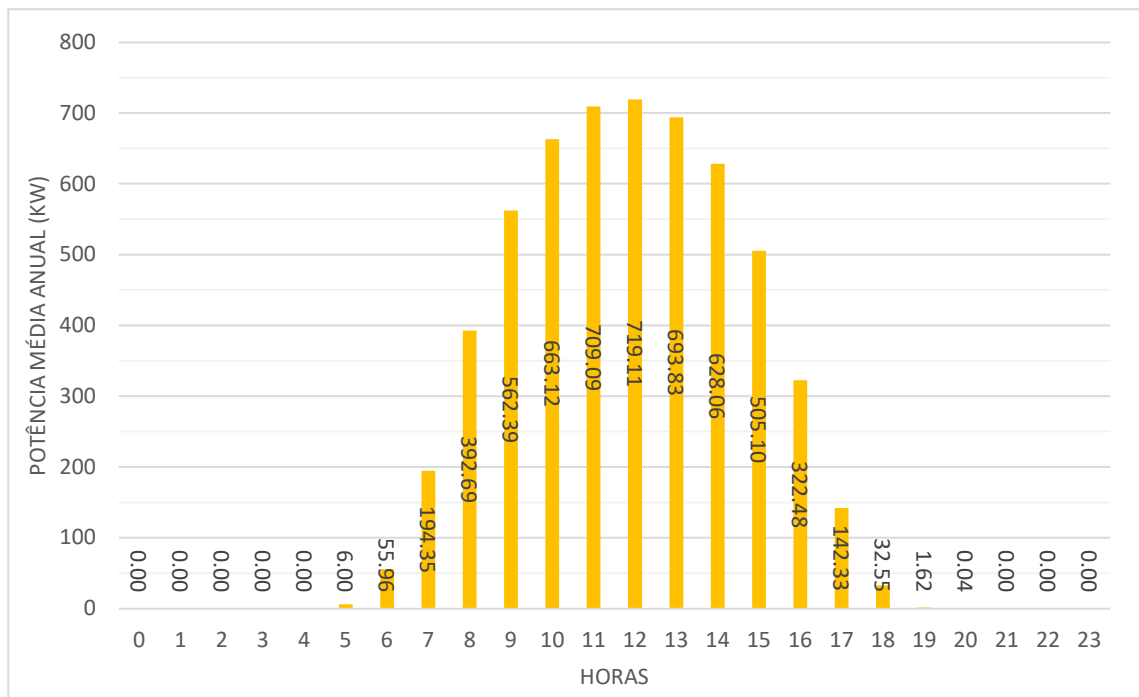


Figura 3.6 - Potência média de produção (kW) das UPAC de 1000 kWp ao longo das horas do dia, no ano de 2019

3.3 Dados de consumo

Calculado os valores de produção das diferentes unidades de produção, baseado em previsões, e partindo dos valores fornecidos dos consumos líquidos das IU, é agora possível calcular o valor dos consumos reais de cada uma delas.

Nos gráficos seguintes, o consumo real será representado como a soma das componentes de produção FV e do consumo líquido.

3.3.1 IU ACABAMENTOS

Analisando a Figura 3.7, é possível verificar que o mês de outubro foi aquele que apresentou maior potência média mensal com média de 797,59 kW. Já o mês com menor potência média anual foi o mês de novembro com uma média de 591,97 kW. Comparando com outras IU, não sofre uma variação muito significativa. A variação máxima, tendo por base o valor mais elevado, entre o mês com maior consumo e o mês com menor consumo é, aproximadamente, 26%.

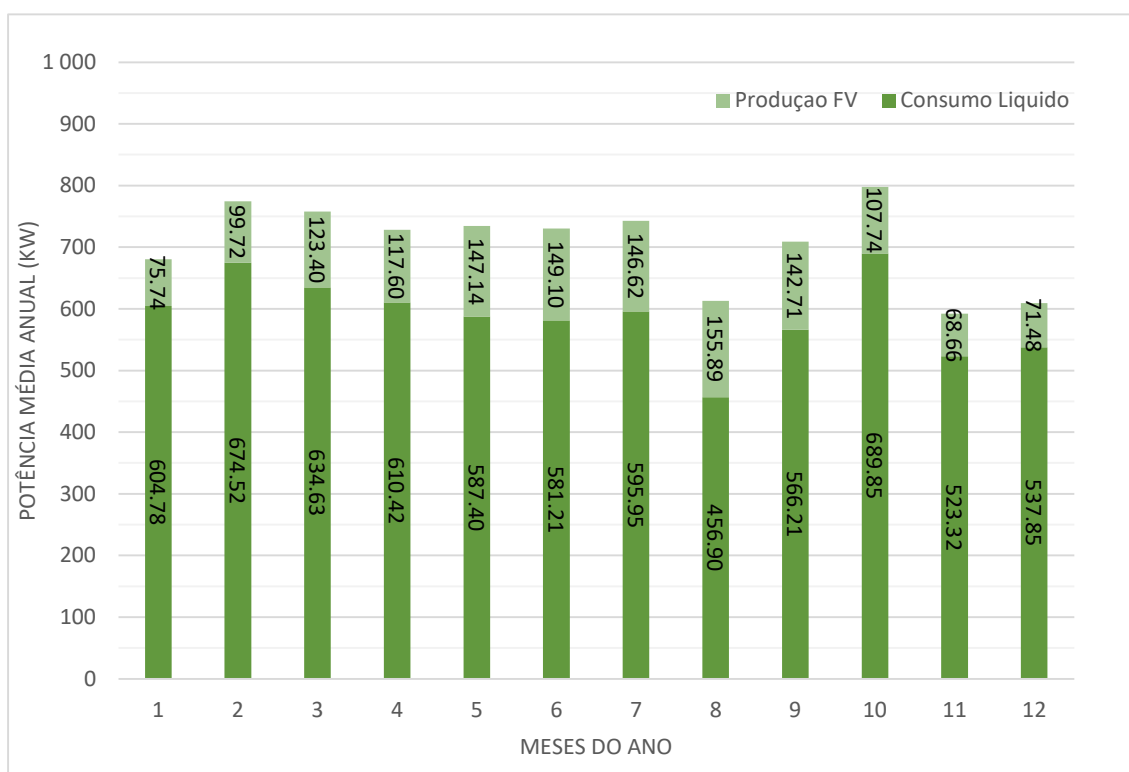


Figura 3.7 - Potência média dos consumos reais mensal da IU ACABAMENTOS, em 2019

De seguida, na Figura 3.8, estão as potências médias diárias. Os dias de terça-feira a sexta-feira apresentam potências médias muito semelhantes. A maior dessas potências é à quarta-feira com uma média de 789,03 kW. Já o dia com uma média menor é o domingo com uma potência média de 509,56 kW. Este dia, mesmo com uma redução de 33% na média em relação ao dia de maior potência média (quarta-feira), continua a apresentar um valor significativo, pois as diferentes IU do Grupo continuam operacionais mesmo ao fim de semana.

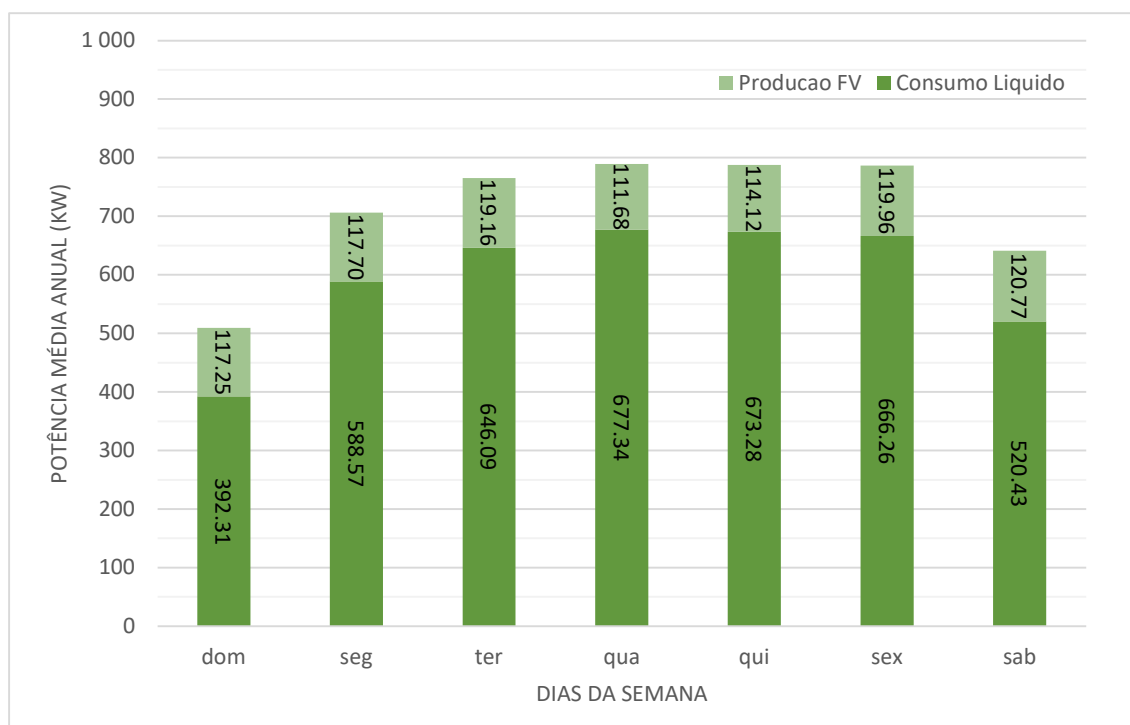


Figura 3.8 - Potência média do consumo real por dia na IU ACABAMENTOS, em 2019

Na Figura 3.9, pode-se analisar a potência média do consumo real, ao longo de um dia. A potência média do consumo real apresenta valores mais elevados durante o período das 7h até as 17h, que é o típico horário laboral. No entanto, mesmo fora deste período, continua a apresentar valores de consumo elevados.

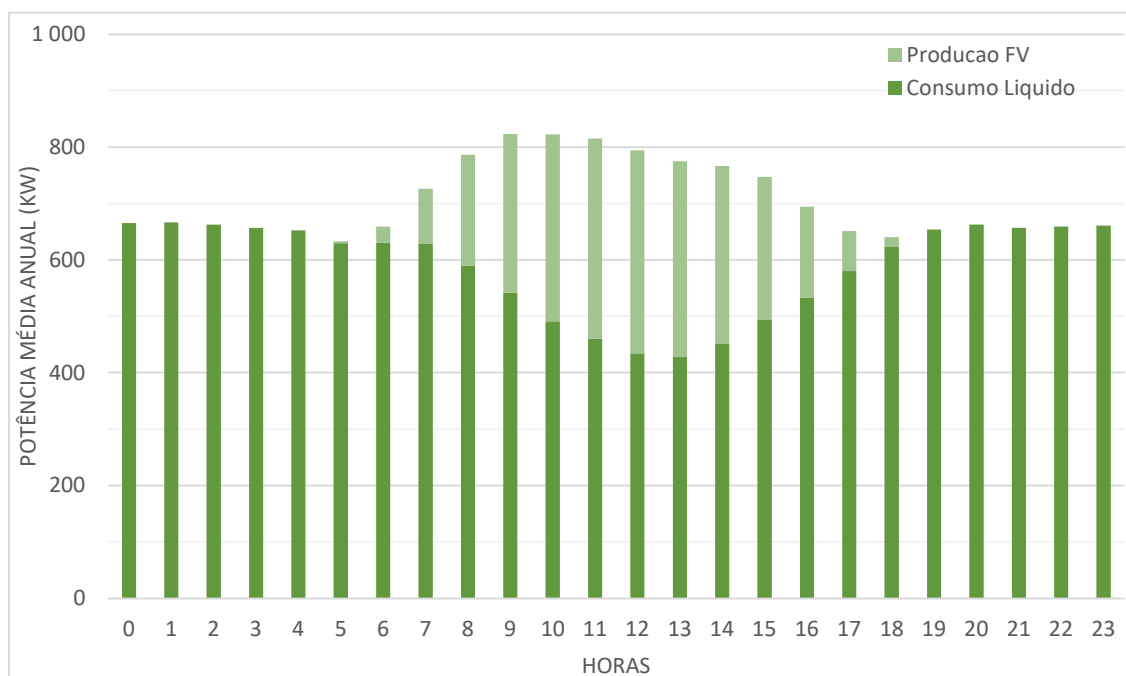


Figura 3.9 - Potência média do consumo real por hora na IU ACABAMENTOS, em 2019

3.3.2 IU COMERCIO I

A potência média do consumo real mensal, ilustrado Figura 3.10, no período que vai dos meses de fevereiro a março, assume os valores mais elevados. O mês de fevereiro, em concreto, tem a potência média de consumo real mais elevado com 1102,20 kW. Já no período que vai de novembro a janeiro existe uma baixa significativa no consumo, sendo o mês de dezembro aquele que tem a média de consumo real menor, com 740,7 kW, devido ao fato de a empresa registar menor atividade neste período.

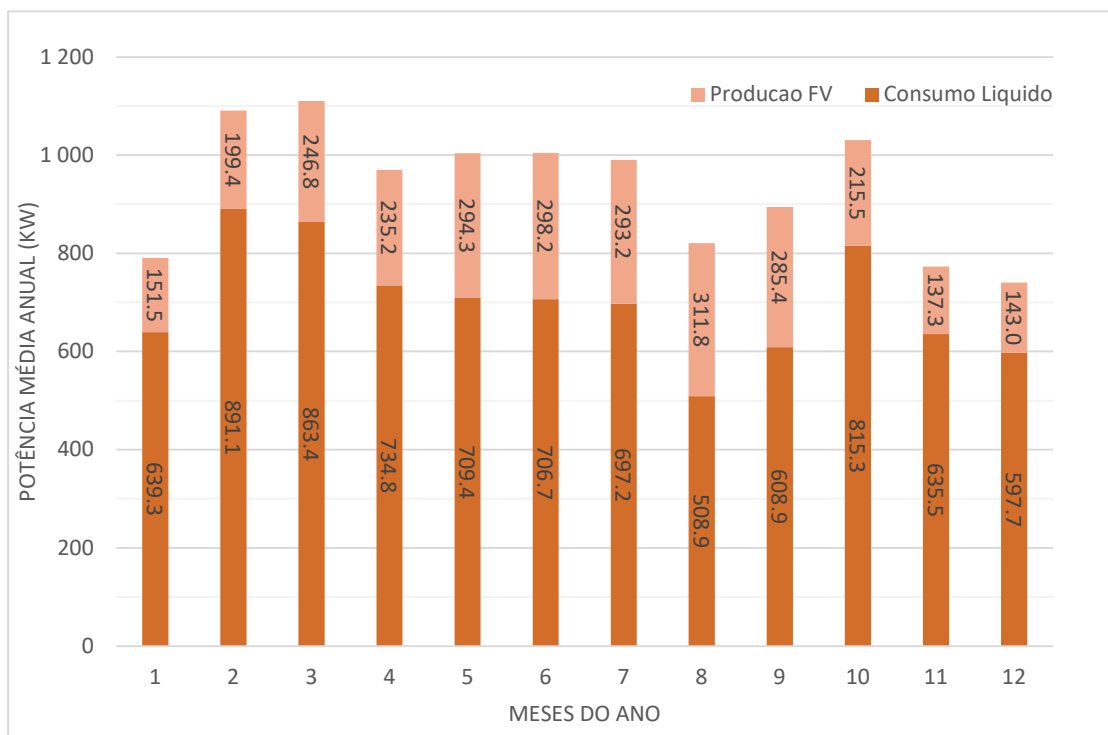


Figura 3.10 - Potência média dos consumos reais mensal da IU COMERCIO I, em 2019

A variação da potência média ao longo dos dias de semana, ilustrada na Figura 3.11, segue a distribuição típica, tal como nas restantes IU. Durante os dias de semana a potência é mais uniforme, tendo quedas mais acentuadas no fim de semana. A potência média do consumo real mais elevada é na quarta-feira com 1011,15 kW e a menor é ao domingo com 786,65 kW.

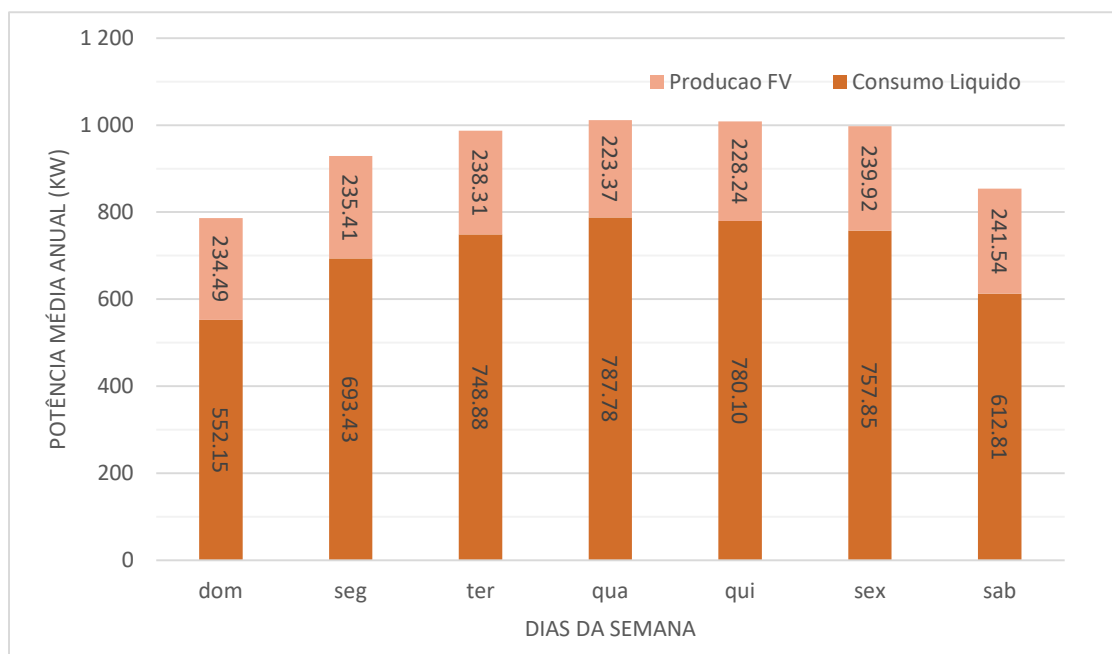


Figura 3.11 - Potência média do consumo real por dia na IU COMERCIO I, em 2019

Na Figura 3.12, está ilustrado a distribuição da potência média ao longo de um dia. Pode-se constatar que a potência média do consumo real é bastante mais elevada no período laboral típico (entre as 7h e as 17h). A potência média de consumo real mais elevada é às 11h com o 1160,36 kW. Fora do período acima mencionada, a potência média do consumo real não sofre grandes variações, situam-se entre os 780,28 kW, às 18h, e os 866,28kW, às 6h.

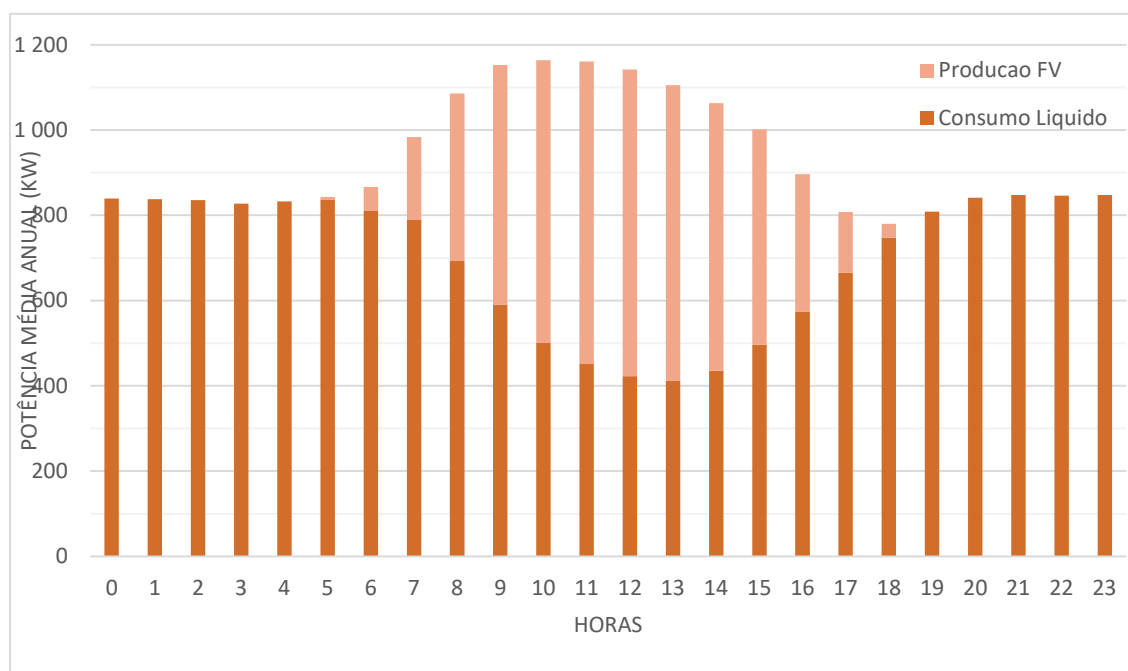


Figura 3.12 - Potência média do consumo real por hora na IU COMERCIO I, em 2019

3.3.3 IU de COMERCIO II

Das quatro IU, a COMERCIO II é a única que não tem uma UPAC associada e, portanto, os valores de consumo recolhidos são os valores de consumo real da mesma.

Na Figura 3.13, estão ilustrados os valores da potência média do consumo real mensal. O valor mais elevado corresponde ao mês de fevereiro com 844,93 kW e o valor mais baixo é agosto, com 567,57 kW.

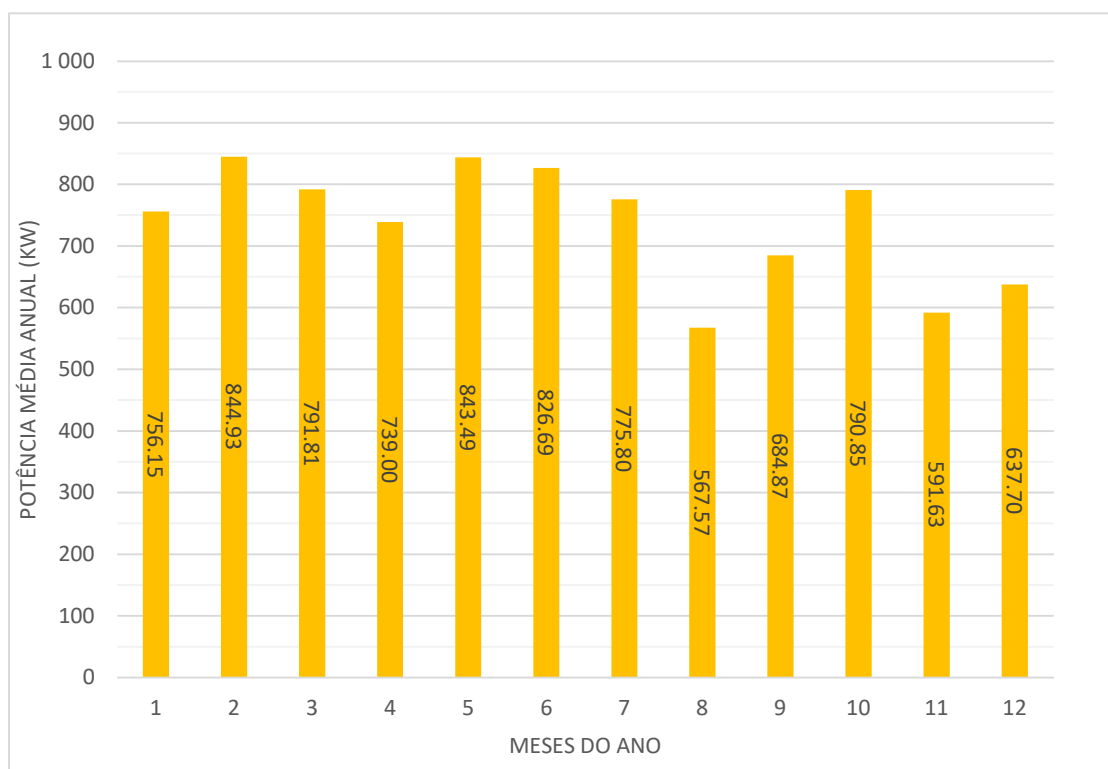


Figura 3.13 - Potência média dos consumos reais mensal da IU COMERCIO II, em 2019

Em relação aos dias da semana, a potência média do consumo real tem a mesma distribuição do que nas restantes IU. Os dias da semana típica de trabalho, segunda-feira a sexta-feira, apresentam valores de potência média de consumo real mais elevados e sem grandes variações entre si. O dia com potência média de consumo real mais elevado é a quarta com 809,10 kW. Já o domingo é o que tem o valor mais baixo, com 593,56 kW.

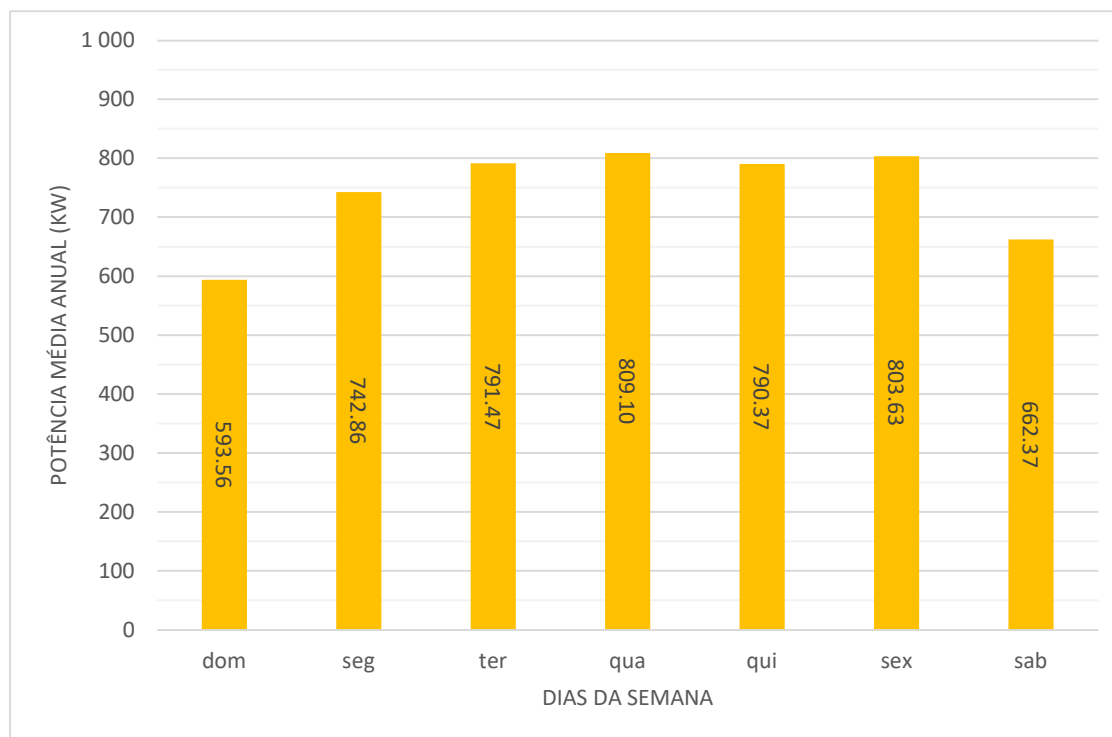


Figura 3.14 - Potência média do consumo real por dia na IU COMERCIO II, em 2019

A potência média de consumo real horário não sofre quase variações ao longo do dia, tal como ilustrado na Figura 3.15. Os valores desta grandeza variam entre 728,47 kW, às 6h, e as 748,88 kW, às 18h.

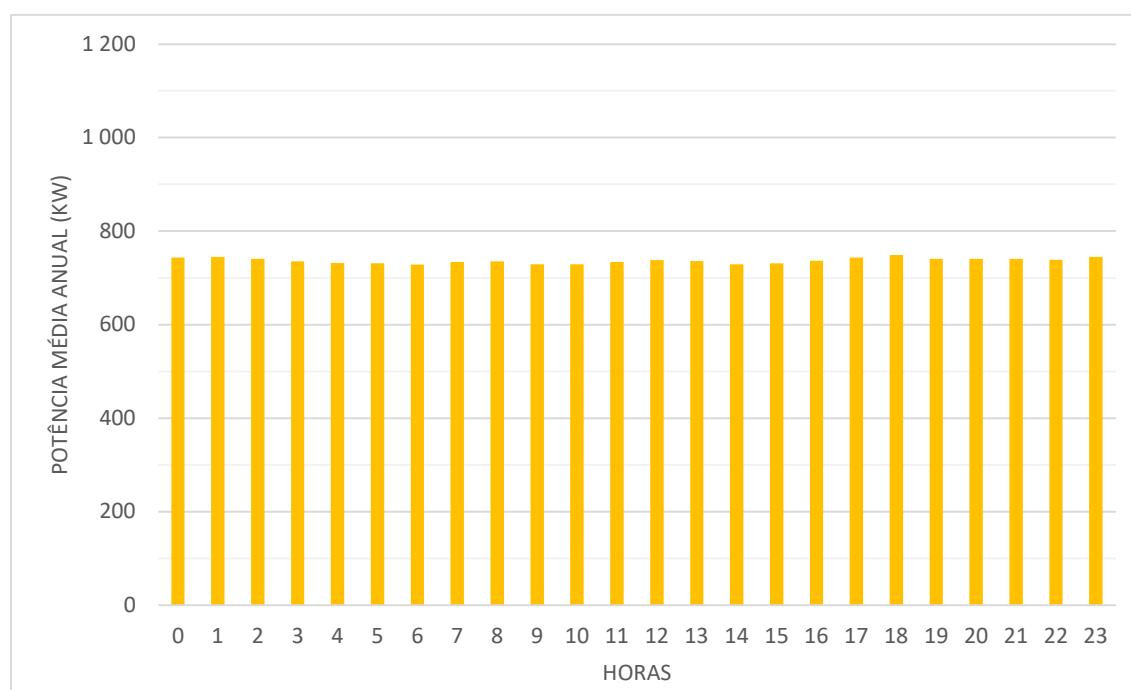


Figura 3.15 - Potência média do consumo real por hora na IU COMERCIO II, em 2019

3.3.4 IU de TECIDOS

A IU de TECIDOS sofre variações significativas ao longo do ano, do que diz respeito à potência média do consumo real mensal, tal como ilustrado na Figura 3.16. No período de fevereiro a outubro existe um elevado consumo, com o valor mais elevado a ser o do mês de maio com 1442,86 kW. A única exceção neste período é o mês de agosto que regista uma queda no consumo. Nos meses de novembro a janeiro o consumo é, consideravelmente, mais baixo do que nos restantes meses do ano, atingindo o valor mais baixo em dezembro com 692,04 kW.

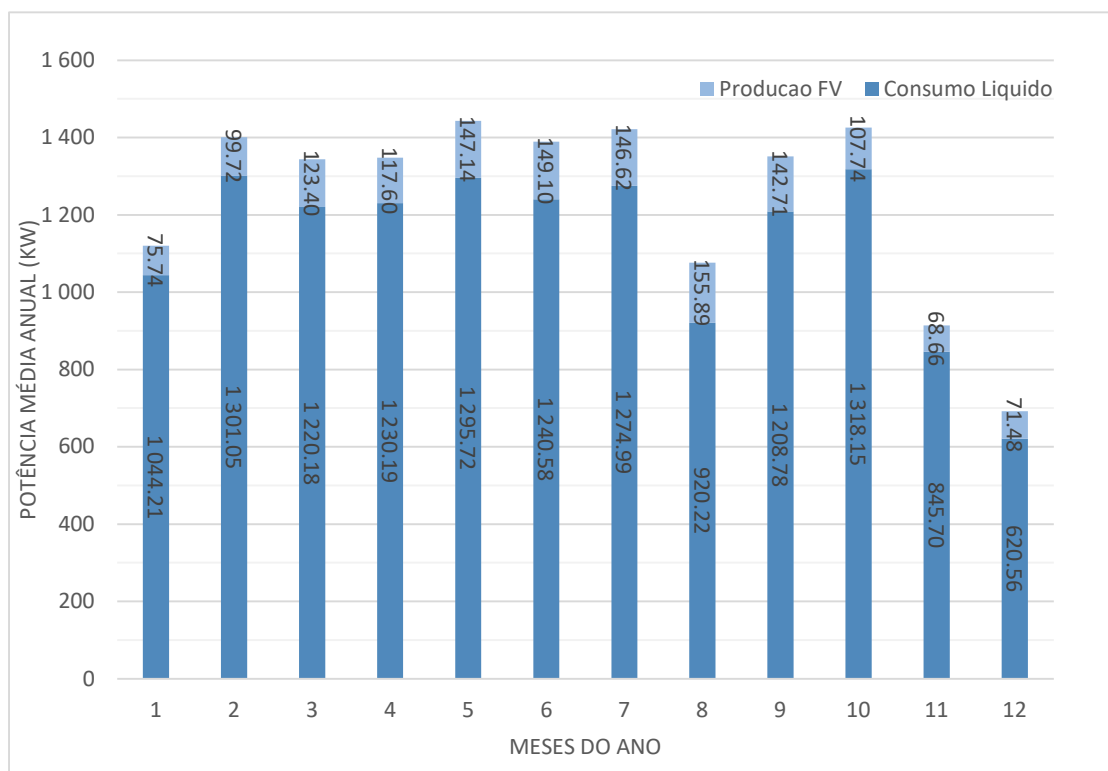


Figura 3.16 - Potência média dos consumos reais mensal da IU TECIDOS, em 2019

A potência média do consumo real por dia de semana, ilustrado na Figura 3.17, segue a mesma distribuição que nas restantes IU. Têm a potência média de consumo mais elevada à quinta-feira com 1396,53 kW e a mais baixa ao domingo com 923,45kW.

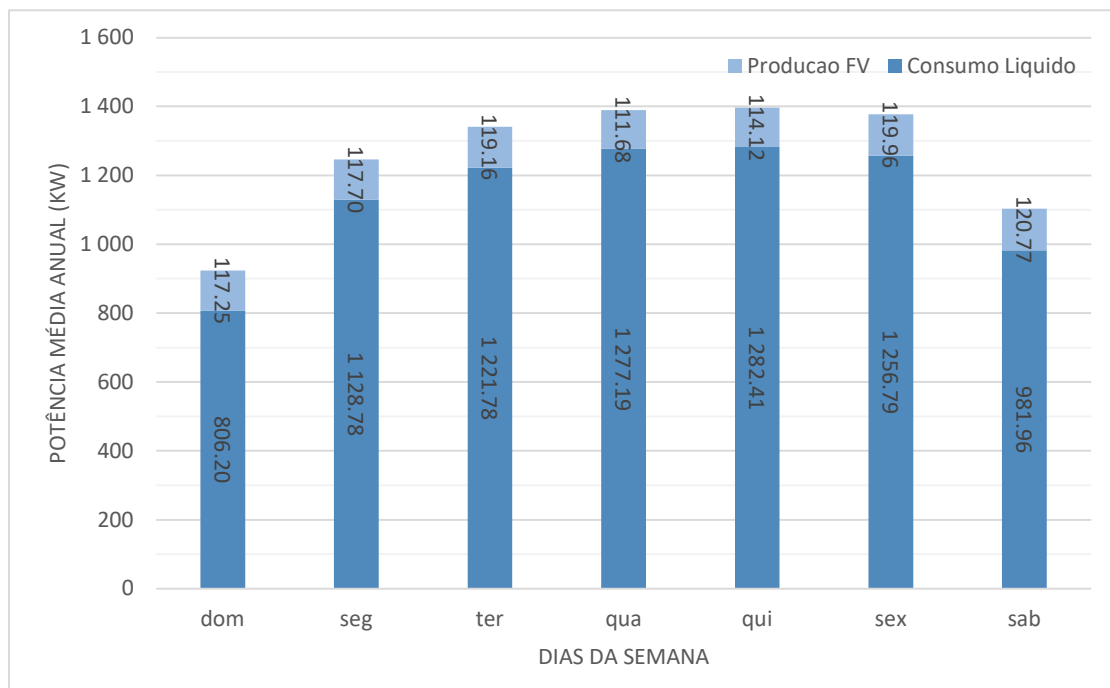


Figura 3.17 - Potência média do consumo real por dia na IU TECIDOS, em 2019

Em relação à potência média do consumo real ao longo do dia, ilustrada na Figura 3.18, a IU de TECIDOS segue a mesma distribuição que nas restantes IU. Existe um período com um consumo mais elevado que corresponde ao horário típico laboral. A potência média de consumo real mais elevada é às 12h, com 1404,93 kW. No restante período, das 18h às 6h, a potência média do consumo real não sobre grandes variações, com valores compreendidos entre 1144,02 kW, às 5h, e os 1207,87 kW, às 23h.

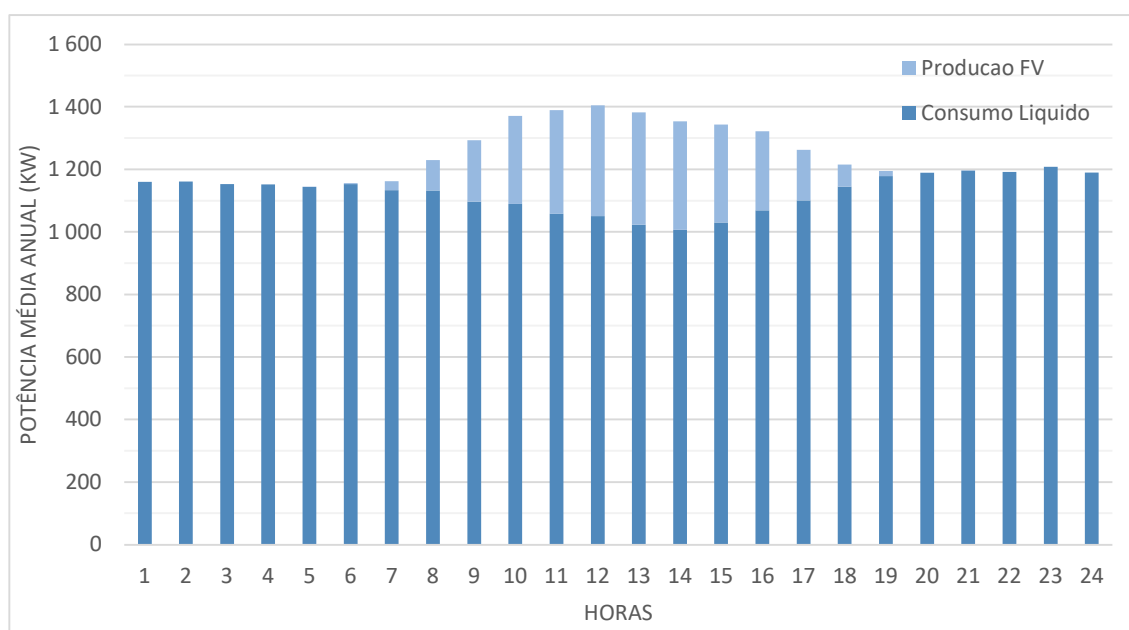


Figura 3.18 - Potência média do consumo real por hora na IU TECIDOS, em 2019

3.4 Constituição da CER

Procedeu-se então à agregação das diferentes IU e das diferentes UPAC que constituem o presente caso de estudo, constituindo-se assim a CER. Para a constituição desta CER, partiu-se dos seguintes pressupostos:

- 1) A CER é constituída por IU (IU) e quatro unidades de produção (fotovoltaicas);
- 2) As IU são as seguintes: IU ACABAMENTOS, IU COMERCIO I, IU COMERCIO II e IU TECIDOS.
- 3) As UPAC estão instaladas nos terraços das IU de ACABAMENTOS, COMERCIO I e TECIDOS e no parque EXTERIOR do complexo;
- 4) No caso das unidades de produção de ACABAMENTOS, de COMERCIO I e de TECIDOS, a energia produzida que circula de cada uma destas para a respetiva IU que lhe está associada, apenas faz uso da rede interna, ou seja, não faz uso da RESP;
- 5) No caso da unidade de produção EXTERIOR, toda a energia que é produzida necessita de circular pela RESP para chegar às diferentes IU;

Na Figura 3.19 ,encontra-se ilustrado o esquema da CER do presente caso de estudo.

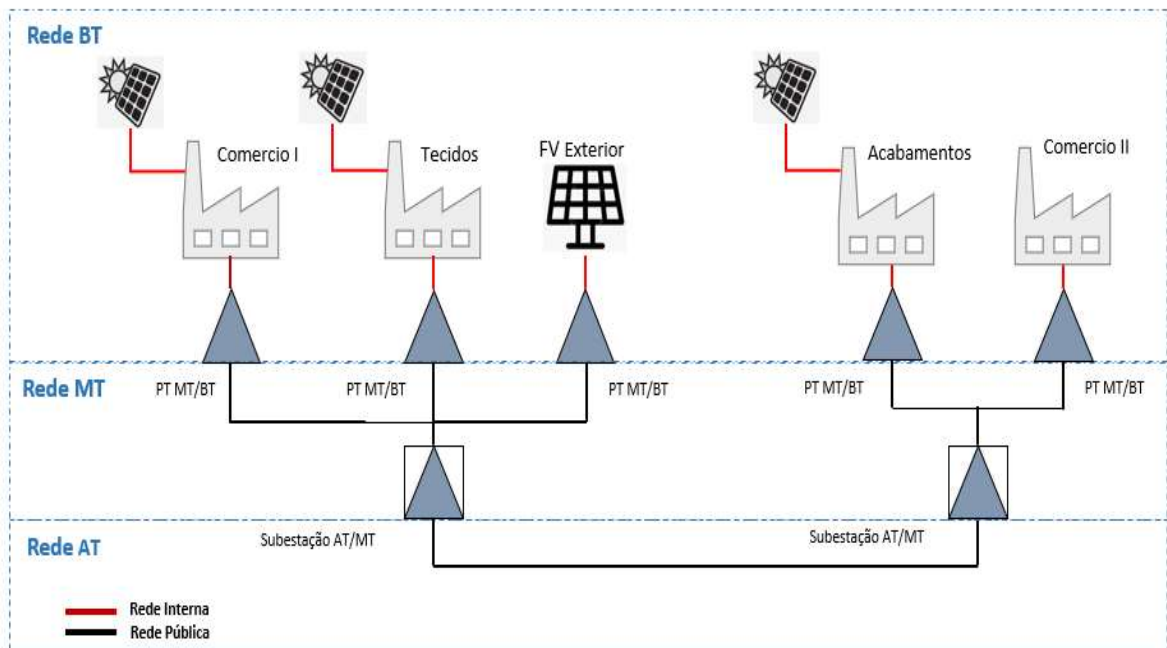


Figura 3.19 - Esquema da CER

Capítulo 4

Simulação do caso de estudo

No presente capítulo, apresentam-se os pressupostos e as condições que foram tidos em consideração na constituição dos diferentes cenários, usados para a simulação do caso de estudo, e far-se-á uma breve análise aos resultados obtidos.

4.1 Modelos de repartição de energia

O aparecimento dos autoconsumidores coletivos e das CER assenta-se no princípio da partilha de energia. A escolha de um modelo de repartição de energia adequado é essencial para garantir uma partilha de energia eficiente, diminuindo-se a energia injetada na rede. Lembra-se que o conceito de partilha de energia assenta-se na repartição virtual e, portanto, não envolve uma ligação física (repartição física). Ou seja, no contador associado à UPAC é contabilizada a energia produzida, sendo depois, parte desta, deduzida ao contabilizado pelo contador da respetiva IU, seguindo os modelos de repartição adotados.

No presente trabalho, usaram-se os modelos de repartição de energia baseada em coeficientes, repartição baseada no consumo, repartição híbrida entre os dois modelos anteriores e ainda repartição hierárquica.

4.1.1 Repartição baseada em coeficientes

O modelo de repartição baseada em coeficientes garante uma repartição de energia proporcional aos coeficientes fixos, previamente estipulados pela EGAC. É o modelo de aplicação mais simples, mas menos eficiente, pois, em certos casos, injeta energia na rede que poderia ser ainda repartida e aproveitada pelas restantes IU.

Neste modelo, cada UPAC reparte a energia produzida pelas diferentes IU, conforme os coeficientes estipulados. Este modelo pode ser implementado recorrendo à equação (4.1).

$$ER_{IU_i} = \frac{F_{IU_i}}{\sum_i F_{IU_i}} \times \sum_j E_{UPAC_j} \quad (4.1)$$

Em que:

- ER_{IU_i} – Energia repartida na IU_i
- F_{IU_i} – Fator de repartida na IU_i
- $\sum_j E_{UPAC_j}$ – Energia a repartir
- i – índice da IU
- j – índice da unidade produção

4.1.2 Repartição baseada no consumo

O modelo de repartição baseado no consumo faz uma repartição da energia proporcional ao consumo. Assim, garante-se uma distribuição, pelas diferentes IU , conforme as necessidades destas, minimizando sempre a injeção de energia na rede.

Neste modelo, o processo de repartição é feito com base nos dados obtidos dos consumos e das produções pelo ORD, de maneira automática, e sem qualquer intervenção ou controlo por parte da EGAC.

Este modelo pode ser implementado recorrendo à equação (4.2).

$$ER_{IU_i} = \frac{EC_{IU_i}}{\sum_i EC_{IU_i}} \times \sum_j E_{UPAC_j} \quad (4.2)$$

Em que:

- ER_{IU_i} – Energia repartida na IU_i
- EC_{IU_i} – Energia consumida na IU_i
- $\sum_j E_{UPAC_j}$ – Energia a repartir
- i – índice da IU
- j – índice da unidade produção

4.1.3 Repartição híbrida (consumo e coeficientes)

O modelo de repartição híbrida incorpora os dois modelos anteriores, combinando as vantagens de ambos os modelos e permite um controlo inteligente por parte da EGAC. Tem a particularidade de, se os coeficientes escolhidos foram todos iguais entre si, fazer uma repartição igual ao modelo baseado no consumo (sendo tão eficiente como ela).

Este modelo pode ser implementado recorrendo à equação (4.3).

$$ER_{IU_i} = \frac{F_{IU_i} \times EC_{IU_i}}{\sum_i (F_{IU_i} \times EC_{IU_i})} \times \sum_j EP_{UPAC_j} \quad (4.3)$$

Em que:

- ER_{IU_i} – Energia repartida na IU_i
- F_{IU_i} – Fator de repartida na IU_i
- EC_{IU_i} – Energia consumida na IU_i
- $\sum_j EP_{UPAC_j}$ – Energia a repartir
- i – índice da IU
- j – índice da unidade produção

4.1.4 Repartição hierárquica

Este modelo é ideal para quando existem múltiplos níveis de tensões nos projetos de autoconsumo.

Neste modelo, a repartição de energia ocorre de maneira hierárquica, privilegiando-se a repartição, em função dos níveis de tensão e das ligações aos pontos comuns. Assim, a repartição dá-se por níveis. Estas podem ser denominadas, da seguinte forma:

- **Nível 0:** quando a circulação da energia, desde a UPAC até à IU em causa, não faz uso da RESP. Neste nível não há pagamento de tarifas de acesso às redes;
- **Nível 1:** quando o ponto de ligação comum, de menor tensão, entre a UPAC e a IU em causa, é um Posto de Transformação MT/BT. Neste nível, paga-se a tarifa de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em BT.
- **Nível 2:** quando o ponto de ligação comum, de menor tensão, entre a UPAC e a IU em causa, é uma Subestação de Transformação AT/MT. Neste nível, paga-se a tarifa de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em MT.
- **Nível 3:** quando o ponto de ligação comum, de menor tensão, entre a UPAC e a IU em causa, é uma Subestação de Transformação MAT/AT. Neste nível, paga-se a tarifa de acesso às redes do autoconsumo através da RESP em AT.

As repartições de energia ocorrem dos níveis mais baixos para os mais altos, através de uma repartição baseada em excedentes, minimizando o custo das tarifas de acesso às redes. A energia vai pagando as tarifas de acesso às redes em autoconsumo, conforme os diferentes níveis que percorre. Na Figura 4.1, encontra-se ilustrado uma CER dividida hierarquicamente pelos níveis de repartição referidos.

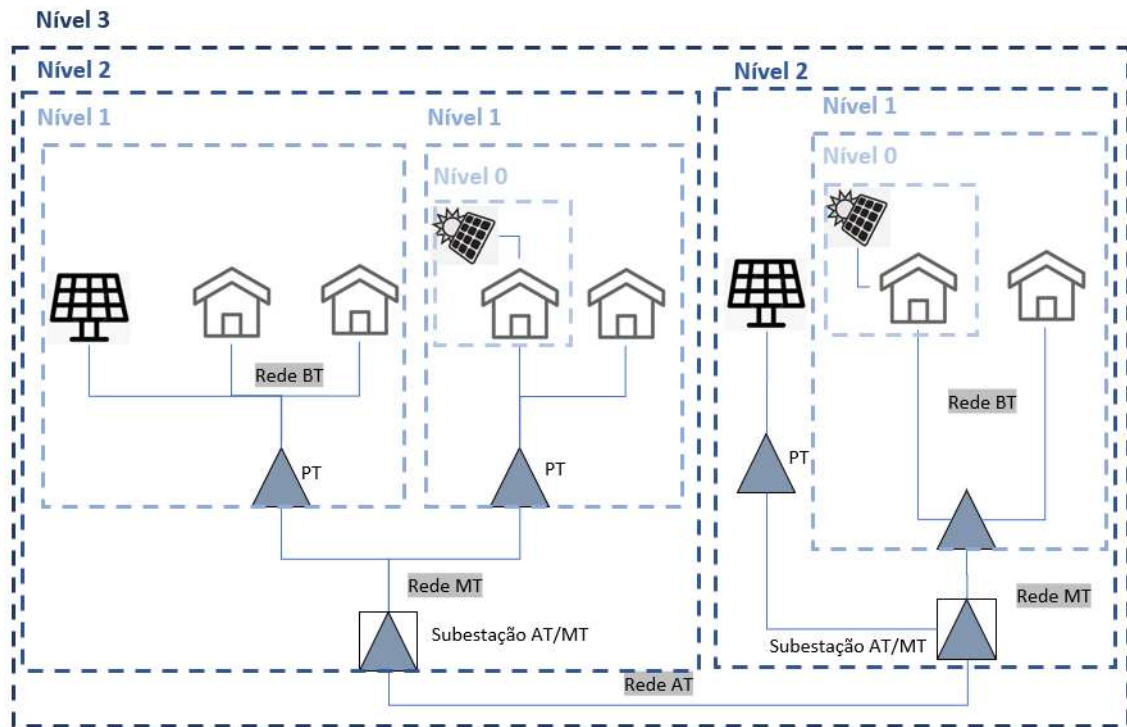


Figura 4.1 - Modelo hierarquico aplicado à CER do caso de estudo

4.2 Tarifas de acesso às redes em autoconsumo

No atual regime de autoconsumo, as CER estão isentas do pagamento do montante corresponde aos CIEG nas tarifas de acesso às redes em autoconsumo, até 31 de dezembro de 2021, e mantem-se por um período de 7 anos. No entanto, pelo artigo 18°, do Decreto-Lei n.º 162/2019, a cada ano, este assunto é ponderado, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia ou, na sua ausência, de decisão da ERSE. Portanto, não sendo uma decisão definitiva, optou-se por calcular as tarifas com e sem o montante corresponde aos CIEG, de forma a se compreender melhor o seu impacto no valor da energia.

Na Tabela 4.1 encontram-se calculados as tarifas de acesso em autoconsumo com e sem o montante correspondente aos CIEG.

Tabela 4.1 - Comparação entre as tarifas de acesso às redes em autoconsumo, nos diferentes níveis de tensão, com e sem os CIEG [14][15]

			Tarifas com CIEG	Montante dos CIEG	Tarifas sem CIEG
MAT	Potência (€/kW.mês)	Horas de ponta	1.3310 €	-	1.3310 €
		Horas de ponta	0.0298 €	0.0261 €	0.0037 €
	Energia ativa (€/kWh)	Horas cheias	0.0223 €	0.0187 €	0.0036 €
		Horas vazio	0.0133 €	0.0098 €	0.0035 €
		Horas super vazio	0.0133 €	0.0098 €	0.0035 €
		Horas super vazio	0.0133 €	0.0098 €	0.0035 €
AT	Potência (€/kW.mês)	Horas de ponta	0.3980 €	-	0.3980 €
		Horas de ponta	0.0387 €	0.0338 €	0.0049 €
	Energia ativa (€/kWh)	Horas cheias	0.0255 €	0.0217 €	0.0038 €
		Horas vazio	0.0133 €	0.0097 €	0.0036 €
		Horas super vazio	0.0132 €	0.0097 €	0.0035 €
		Horas super vazio	0.0132 €	0.0097 €	0.0035 €
MT	Potência (€/kW.mês)	Horas de ponta	2.0110 €	-	2.0110 €
		Horas de ponta	0.0548 €	0.0490 €	0.0058 €
	Energia ativa (€/kWh)	Horas cheias	0.0390 €	0.0337 €	0.0053 €
		Horas vazio	0.0134 €	0.0088 €	0.0046 €
		Horas super vazio	0.0130 €	0.0089 €	0.0041 €
		Horas super vazio	0.0130 €	0.0089 €	0.0041 €
BTE	Potência (€/kW.mês)	Horas de ponta	6.6130 €	-	6.6130 €
		Horas de ponta	0.0797 €	0.0709 €	0.0088 €
	Energia ativa (€/kWh)	Horas cheias	0.0510 €	0.0431 €	0.0079 €
		Horas vazio	0.0180 €	0.0115 €	0.0065 €
		Horas super vazio	0.0165 €	0.0115 €	0.0050 €
		Horas super vazio	0.0165 €	0.0115 €	0.0050 €
BTN >20.7 kVA	Energia ativa (€/kWh)	Horas de ponta	0.1053 €	0.0757 €	0.0296 €
		Horas cheias	0.0625 €	0.0338 €	0.0287 €
		Horas vazio	0.0148 €	0.0088 €	0.0060 €
BTN <=20.7 kVA	Energia ativa (€/kWh)	Simples	Única	0.0588 €	0.0407 €
		Bi-horária	Horas de fora de vazio	0.0786 €	0.0525 €
			Horas de vazio	0.0287 €	0.0226 €
		Tri-horária	Horas de ponta	0.1034 €	0.0766 €
			Horas cheias	0.0716 €	0.0457 €
			Horas Vazio	0.0287 €	0.0226 €

4.3 Cenários para a simulação

Para presente caso de estudo, definiram-se quatro cenários com diferentes pressupostos. Em cada um destes cenários, simularam-se os diferentes modelos de repartição de energia.

4.3.1 Cenário base

Este é o cenário de estudo inicial e o que se encontra atualmente em vigor na instalação. Encontra-se enquadrado no regime de autoconsumo anterior (autoconsumidores individuais), onde não é permitida a repartição de energia entre diferentes autoconsumidores. Cada UPAC está associada a uma única IU. Assim, quando existe excesso de produção, a energia é injetada na rede, a 90% do preço de mercado.

Neste cenário, são considerados as quatro unidades de consumo (ACABAMENTOS, COMERCIO I, COMERCIO II e TECIDOS) e as três UPAC (ACABAMENTOS, COMERCIO I e TECIDOS) que já se encontravam instaladas (UPAC EXTERIOR não é considerada).

4.3.2 Cenário I

Neste cenário, constitui-se a CER, associando-se as IU e as UPAC, tal como previsto pelo novo regime de autoconsumo. Considerou-se que as UPAC alimentam, primeiramente, a IU que lhes está associada e, só depois, repartem, o excesso, pelas restantes. Assim, privilegia-se o uso das redes internas, minorando o montante a pagar pelas tarifas de acesso às redes em autoconsumo.

4.3.3 Cenário II

Este cenário é igual ao anterior, exceto que, as UPAC já não privilegiam as IU ao qual estão integradas. Ou seja, a repartição da energia da UPAC é feita para todas as IU, segundo o modelo de partilha de energia usado.

Assumindo que toda a energia de cada UPAC é repartida por todas as IU segundo as regras de repartição estipuladas na CER, a totalidade da energia produzida, circulará pela RESP, aumentando o montante a pagar das tarifas de acesso às redes a aplicar no autoconsumo.

4.3.4 Cenário III

Este cenário é igual ao anterior, mas a potência instalada em cada UPAC passou para o dobro. Desta forma, pretende-se analisar melhor a eficiência dos modelos de repartição de energia, quando a produção é maior.

4.3.5 Quadro-resumo

Os cenários apresentados anteriormente serão simulados tendo em conta os diferentes modelos de repartição. Na Tabela 4.2, encontram-se ilustrados os cenários e os respetivos modelos de repartição usados em cada um deles.

Tabela 4.2 - Tabela-resumo dos cenários definidos

Cenário	Condições/ Pressupostos	Modelo de Partilha
Base	- Autoconsumidores individuais - DL 153/2014 - Condições atuais da instalação	s/ Partilha
1	- CER - DL 162/2019 - As UPAC alimentam, primeiramente, a IU com a qual esta integrada, e, só depois, partilham com as IU vizinhas	Repartição baseada em coeficientes
		Repartição baseada no consumo
		Repartição híbrida
2	- CER - DL 162/2019 - As UPAC partilham toda a energia produzidas pelas diferentes IU	Repartição baseada em coeficientes
		Repartição baseada no consumo
		Repartição híbrida
3	- CER - DL 162/2019 - As unidades de produção partilham toda a energia produzidas pelas diferentes IU - A potência instalada de todas as UPAC passam para o dobro;	Repartição baseada em coeficientes
		Repartição baseada no consumo
		Repartição híbrida
		Repartição hierárquica

4.4 Pressupostos usados na análise económica

Na presente secção, para efeitos da análise económica, apresentam-se os pressupostos considerados em relação ao contrato de fornecimento de energia elétrica, à venda do excesso de energia e ao custo de produção das UPAC, representado na forma de LCOE (*levelized cost of energy*).

4.4.1 Contrato de fornecimento de energia elétrica

Os contratos de fornecimento de energia elétrica considerados, para cada unidade de consumo, foram baseados nos contratos originais fornecidos pela Polopiqué. A tarifa contratada e o ciclo são iguais para todas as unidades de consumo, sendo a potência contratada a única que é diferente. Assim, tem-se:

- Tarifa contratada: Média Tensão (> 3000 MWh)
- Ciclo: ciclo semanal com feriados
- Potência contratada “ACABAMENTOS”: 2000 kVA
- Potência contratada “COMERCIO I”: 2000 kVA
- Potência contratada “COMERCIO II”: 2000 kVA
- Potência contratada “TECIDOS”: 2400 kVA

Em relação aos detalhes de faturação do contrato de fornecimento de energia elétrica, não se consideraram os encargos correspondentes à energia reativa. Na Tabela 4.3., encontram-se ilustrados esses detalhes.

Tabela 4.3 - Custo relacionados com a faturação da energia à rede

Potência (€/kW.dia)	
(T. Acesso) Potência Contratada	0.032400 €
(T. Acesso) Potência Horas Ponta	0.194900 €
Energia Ativa (€/kWh)	
Energia Ativa Ponta	0.069710 €
Energia Ativa Cheias	0.069710 €
Energia Ativa Vazio	0.069710 €
Energia Ativa S. Vazio	0.069710 €
(T. Acesso) Energia Ativa Ponta - I, IV	0.049900 €
(T. Acesso) Energia Ativa Cheias - I, IV	0.038700 €
(T. Acesso) Energia Ativa Vazio Normal - I, IV	0.014300 €
(T. Acesso) Energia Ativa Super Vazio - I, IV	0.013600 €
ISP - Energia elétrica	0.001000 €

4.4.2 Venda do excesso de energia

Para o valor a pagar à CER, face à potência injetada na rede, considerou-se o valor de 55 €. O valor considerado foi arbitrado tendo em conta os preços médios de mercado.

4.4.3 LCOE

Para o preço de energia produzida na CER, pelas respetivas UPAC, considerou-se o *LCOE* (*levelized cost of energy*) para a energia fotovoltaica. Este tem um custo variável, conforme o custo médio ponderado de capital (WACC). Assim, para um WACC intermédio, de 10%, o preço do LCOE é de 55 €/MWh. Na Figura 4.2, encontra-se a variação do LCOE, para diferentes valores do custo médio ponderado de capital (WACC).

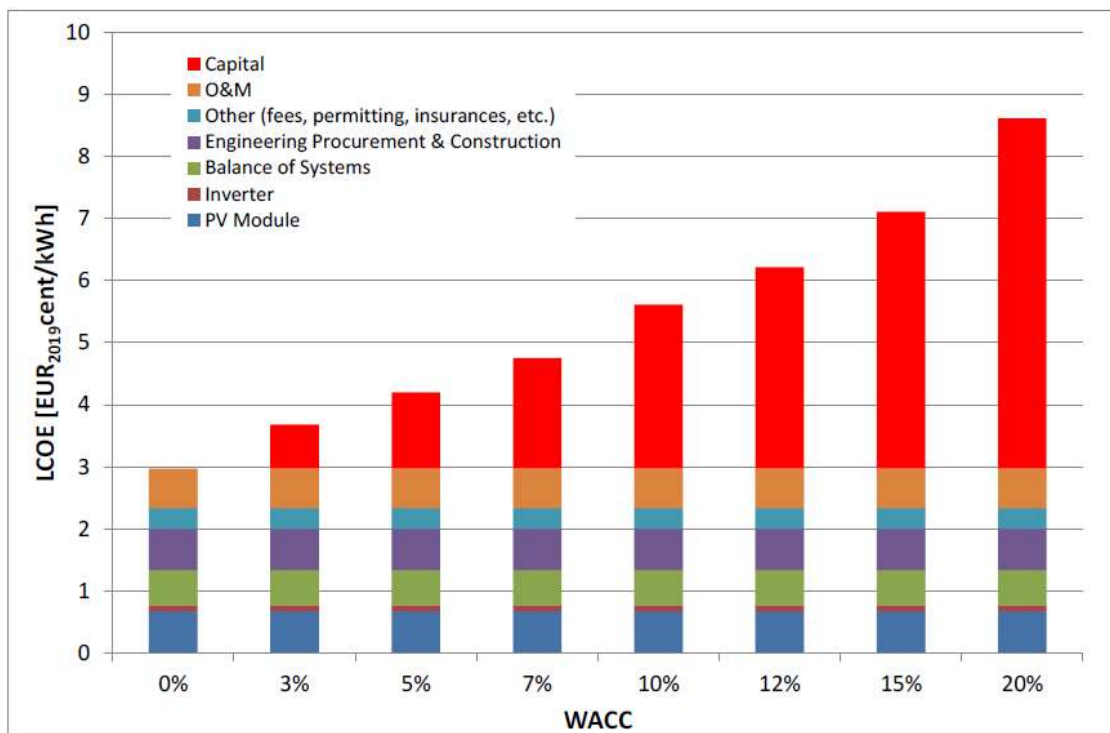


Figura 4.2 - Influencia do custo médio ponderado de capital (WACC) no valor do LCOE para a energia fotovoltaica [18]

4.5 Análise da simulação

Na presente secção, apresentam-se e discutem-se os resultados obtidos da simulação dos vários cenários (Tabela 4.2). Em cada cenário, apresenta-se uma tabela-resumo dos resultados obtidos, seguida de uma breve análise aos mesmos. Calcula-se também o preço total da energia (€/MWh) e os preços da energia associados às diferentes proveniências (€/MWh).

O preço total da energia é o valor do custo da energia consumida na UPAC, por unidade de energia. Neste custo entram diferentes componentes: o preço da energia adquirida à rede, o preço da energia produzida na CER e os encargos com as tarifas de acesso à rede em autoconsumo (com e sem CIEG). A fórmula para o seu cálculo encontra-se de seguida:

$$C_{energia} = \frac{E_{rede} \times C_{rede} + E_{UPAC} \times C_{UPAC} + E_{RESP} \times C_{RESP}}{E_{total}} \quad (4.4)$$

Em que:

- $C_{energia}$ – preço total da energia [€/MWh]
- E_{rede} – energia adquirida à rede ou consumo líquido [MWh]
- C_{rede} – preço da energia adquirida à rede [€/MWh]
- E_{UPAC} – energia produzida na UPAC [MWh]
- C_{UPAC} – preço da energia produzida na UPAC [€/MWh]
- E_{RESP} – energia que faz uso da RESP em autoconsumo [MWh]
- C_{RESP} – custo da energia que circula na RESP (tarifas de acesso às redes) [€/MWh]
- E_{total} – energia total consumida [MWh]

Na fórmula (4.4) é necessário calcular-se primeiro o preço da energia adquirida à rede. Este obtém-se através da fórmula (4.5)

$$C_{rede} = \frac{C_{total\ consumo}}{E_{rede}} \quad (4.5)$$

Em que:

- C_{rede} – preço da energia adquirida à rede [€/MWh]
- $C_{total\ consumo}$ – custo total do consumo líquido da fatura [€]
- E_{rede} – energia adquirida à rede ou consumo líquido [MWh]

4.5.1 Cenário Base

O aproveitamento do consumo é de 100% (Tabela 4.4). Isto significa que, toda a energia produzida nos diferentes autoconsumidores individuais é autoconsumida, não havendo injeção de energia na rede. Este era o resultado esperado, pois a produção é sempre menor que o respetivo consumo, para o mesmo período quarto-horário, para qualquer um dos autoconsumidores individuais.

Tabela 4.4 - Análise do Cenário base

Consumo Total (MWh)	31 700.40
Produção Total (MWh)	4 108.95
Consumo Líquido (MWh)	27 591.44
Ponta (MWh)	3 125.37
Cheias (MWh)	12 275.30
Vazio (MWh)	7 273.04
S. Vazio (MWh)	4 917.73
Energia Injectada Rede (MWh)	0.00
Autoconsumida CER (MWh)	4 108.95
% aproveitam. autoconsumo	100.00%
% energia injetada rede	0.00%
% energia FV	12.96%

Tabela 4.5 - Análise de fatura do Cenário base

Potência Contratada	99 001.36 €
Potência Horas de Ponta	228 738.77 €
Energia Ativa Líquida	1 923 399.58 €
T. Acesso E. Ponta (€/kWh)	155 955.93 €
T. Acesso E. Cheias (€/kWh)	475 054.13 €
T. Acesso E. Vazio (€/kWh)	104 004.53 €
T. Acesso. E. S. Vazio (€/kWh)	66 881.13 €
ISP Energia Elétrica(€/kWh)	27 591.44 €
	3 080 626.87 €

O preço total da energia (4.4), neste cenário, é de 104,31 €/MWh. Como este é o cenário base (atual), este é o valor de referência para os restantes cenários. Assim, em regime de CER, o preço total de energia tem de ser menor que este valor, para que o cenário em causa seja vantajoso economicamente.

4.5.2 Cenário I

Para este cenário, foi necessário calcular o valor do consumo líquido de cada IU (Tabela 4.6), visto que as UPAC alimentam, numa primeira fase, a IU com a qual partilham o ponto de acesso à rede. Tal como no cenário anterior, as UPAC ACABAMENTOS, COMERCIO I, e TECIDOS não injetam energia na rede, pois não sobra energia proveniente da primeira fase de repartição. Assim, a repartição de energia provém só da UPAC EXTERIOR.

Tabela 4.6 - Consumo Líquido das IU da CER para o Cenário I

IU	Consumo (kWh)	Produção (kWh)	Cons. Líquido (kWh)
ACABAM.	826.96	371.96	455.00
COMER. I	1 177.93	743.93	434.00
COMER. II	840.00	0.00	840.00
TECIDOS	1 441.96	371.96	1 070.00
	4 286.85	1 487.85	2 799.00

Para melhorar a compreensão das tabelas de repartição de energia, será feita uma breve descrição:

- Coeficientes: coeficientes usados no respetivo modelo de repartição;
- Cons. (kWh): refere-se ao consumo das respetivas IU;
- Repartição das UPAC para as IU: indica a quantidade de energia que a UPAC partilha com cada IU, tendo em consideração os coeficientes;
- Repart. Total (kWh): energia total repartida para uma determinada IU;
- Fluxo energia (kWh): indica se a UPAC consumiu (+) ou injetou (-), face ao seu consumo e à energia repartida.

Os coeficientes para o modelo baseado em coeficientes foram otimizados, de forma a minimizar a energia injetada na rede - caso mais favorável (método adotado para os restantes cenários nos quais foi simulado este modelo).

Na Tabela 4.7, encontra-se o modelo de repartição baseado em coeficientes, para o período de contagem das 12h às 12h15, no dia 10 de janeiro de 2019. A energia a repartir da UPAC para as IU encontra-se assinalada com a cor cinzenta.

Tabela 4.7 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição de coeficientes fixos, do Cenário I

IU	Coeficientes	Cons. Líquido (kWh)	Repartição	Fluxo energia (kWh)
			UPAC EXTERIOR (kWh)	
ACABAM.	13.40%	455.00	99.72	+355.28
COMER. I	5.45%	434.00	40.58	+393.42
Comer. 2	45.44%	840.00	338.05	+501.95
TECIDOS	35.70%	1070.00	265.58	+804.42
TOTAL	100.00%	2 799.00	743.93	

Na Tabela 4.8, encontra-se o modelo de repartição baseado em consumo, para o período de contagem das 12h às 12h15, no dia 10 de janeiro de 2019. A energia a repartir da UPAC para as IU encontra-se assinalada com a cor cinzenta.

Tabela 4.8 - Repartição de energia, com base no modelo baseado no consumo, do Cenário I

IU	Cons. Líquido (kWh)	Repartição	Fluxo energia (kWh)
		UPAC EXTERIOR (kWh)	
ACABAM.	455.00	120.93	+334.07
COMER. I	434.00	115.35	+318.65
Comer. 2	840.00	223.26	+616.74
TECIDOS	1070.00	284.39	+785.61
TOTAL	2 799.00	743.93	

Na Tabela 4.9, encontra-se o modelo de repartição híbrida, para o período de contagem das 12h às 12h15, no dia 10 de janeiro de 2019. A energia a repartir da UPAC para as IU encontra-se assinalada com a cor cinzenta. Os coeficientes usados neste modelo são os mesmo do modelo de repartição por coeficientes. Ou seja, não é o melhor caso possível para este modelo. Optou-se assim, porque é possível comprar-se melhor os dois modelos.

Tabela 4.9 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição híbrido, do Cenário I

IU	Coeficientes	Cons. Líquido (kWh)	Repartição	Fluxo energia (kWh)
			UPAC EXTERIOR (kWh)	
ACABAM.	13.40%	455.00	53.48	401.52
COMER. I	5.45%	434.00	20.76	413.24
Comer. 2	45.44%	840.00	334.72	505.28
TECIDOS	35.70%	1070.00	334.97	735.03
TOTAL	100.00%	2 799.00	743.93	2 055.08

Comparação entre os modelos de repartição

Os valores dos diferentes modelos são todos muito próximos. Como, ao longo dos períodos de contagem, a produção é, relativamente, baixa em comparação ao consumo, verifica-se que os modelos repartem a energia com eficiência, pois tem muito margem de manobra.

Comparando-se os diferentes modelos (Tabela 4.10), mesmo que marginalmente, o modelo de repartição proporcional ao consumo apresenta melhores resultados energéticos, injetando menos energia na rede. No entanto, o modelo híbrido não foi simulado no melhor caso possível. Se assim, fosse, apresentaria os mesmos resultados que o modelo baseado no consumo. Optou-se antes por simular o modelo de repartição híbrida com os mesmos coeficientes do modelo baseado em coeficientes fixos. Assim, mesmo no melhor caso possível do modelo de repartição baseado em coeficientes, o modelo de repartição híbrido apresenta resultados melhores.

Outro aspeto importante é o fato das UPAC alimentarem, primeiramente, a IU ao qual estão integradas. Isto garantiu que apenas 33,33% da energia produzida faça uso da RESP, minimizando as tarifas de acesso às redes em autoconsumo.

Tabela 4.10 - Análise energética do Cenário I

	Coefficientes fixos	Proporcional ao consumo	Híbrido
Consumo Total (MWh)	31 700.40	31 700.40	31 700.40
Produção Total (MWh)	6 163.43	6 163.43	6 163.43
Consumo Líquido (MWh)	25 697.64	25 670.94	25 674.65
Ponta (MWh)	2 666.08	2 664.07	2 664.30
Cheias (MWh)	11 238.38	11 232.63	11 233.71
Vazio (MWh)	6 877.63	6 858.70	6 861.10
S. Vazio (MWh)	4 915.54	4 915.54	4 915.54
Energia Injectada Rede (MWh)	160.67	133.97	137.68
Autoconsumida CER (MWh)	6 002.75	6 029.46	6 025.75
Circulada na RESP MT (MWh)	2 054.48	2 054.48	2054.48
Ponta (MWh)	467.87	467.87	467.87
Cheias (MWh)	1083.90	1083.90	1083.90
Vazio (MWh)	500.51	500.51	500.51
S. Vazio (MWh)	2.19	2.19	2.19
% aproveitam. autoconsumo	97.39%	97.83%	97.77%
% energia injetada rede	2.61%	2.17%	2.23%
% energia circula na RESP	33.33%	33.33%	33.33%
% energia autoconsumo	18.94%	19.02%	19.01%

Tabela 4.11 - Análise da fatura do Cenário I

	Coefficientes fixos	Proporcional ao consumo	Híbrido
Potência Contratada	99 001.36 €	99 001.36 €	99 001.36 €
Potência Horas de Ponta	195 124.59 €	194 977.32 €	194 994.00 €
Energia Ativa Líquida	1 791 382.62 €	1 789 521.11 €	1 789 779.70 €
T. Acesso E. Ponta	133 037.51 €	132 937.10 €	132 948.48 €
T. Acesso E. Cheias	434 925.49 €	434 702.67 €	434 744.54 €
T. Acesso E. Vazio	98 350.16 €	98 079.41 €	98 113.73 €
T. Acesso. E. S. Vazio	66 851.36 €	66 851.36 €	66 851.36 €
ISP Energia Elétrica	25 697.64 €	25 670.94 €	25 674.65 €
Preço venda Energia Injectada	-99 001.36 €	-6 698.52 €	-6 883.99 €
	2 836 337.04 €	2 835 042.76 €	2 835 223.82 €

A tarifa de acesso às redes do autoconsumo através da RESP é sempre em MT porque as unidades de consumo estão todas ligadas à rede em MT.

Os encargos correspondentes ao CIEG representam cerca de 74%, como se pode ver pela relação dos custos totais da Tabela 4.12 e da Tabela 4.13, do montante a pagar das tarifas de acesso às redes em autoconsumo. O montante destas tarifas é igual para todos os modelos porque, embora a repartição seja diferente, a energia que circula na RESP é a mesma.

Tabela 4.12 - Utilização da RESP em MT (sem CIEG) para o Cenário I

	Coeficientes fixos	Proporcional ao consumo	Híbrido
Potência Ponta Mes	11 615.92 €	11 615.92 €	11 615.92 €
Horas de ponta (€/kWh)	2 713.65 €	2 713.65 €	2 713.65 €
Horas de cheias (€/kWh)	5 744.67 €	5 744.67 €	5 744.67 €
Horas de vazio (€/kWh)	2 302.37 €	2 302.37 €	2 302.37 €
Horas de s. vazio (€/kWh)	8.98 €	8.98 €	8.98 €
	22 385.59 €	22 385.59 €	22 385.59 €

Tabela 4.13 - Utilização da RESP em MT (com CIEG) para o Cenário I

	Coeficientes fixos	Proporcional ao consumo	Híbrido
Potência Ponta Mes	11 615.92 €	11 615.92 €	11 615.92 €
Horas de ponta (€/kWh)	25 639.36 €	25 639.36 €	25 639.36 €
Horas de cheias (€/kWh)	42 272.13 €	42 272.13 €	42 272.13 €
Horas de vazio (€/kWh)	6 706.90 €	6 706.90 €	6 706.90 €
Horas de s. vazio (€/kWh)	28.46 €	28.46 €	28.46 €
	86 262.76 €	86 262.76 €	86 262.76 €

Viabilidade económica

Os modelos que apresentam melhores resultados energéticos, apresentam os melhores resultados no balanço de custos finais, tal como se demonstra na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 - Balanço de custos final do Cenário I

	Sem a componente CIEG	Com a componente CIEG
Coeficientes fixos	2 858 722.63 €	2 922 599.80 €
Proporcional ao consumo	2 857 428.35 €	2 921 305.52 €
Híbrido	2 857 609.41 €	2 921 486.58 €

Analisando-se a Tabela 4.15, o preço total da energia, com e sem os encargos correspondentes aos CIEG, para os diferentes modelos de repartição, é sempre menor do que o preço total da energia do cenário base (104,31 €/MWh). Significa isto que, a CER paga um preço de energia pelo que consome mais barato do que no cenário base. Por isso, este cenário é, economicamente, mais vantajoso e, portanto, viável.

Tabela 4.15 - Preço total da energia do Cenário I

	Sem a componente CIEG	Com a componente CIEG
Coeficientes fixos	100.87 €/MWh	102.89 €/MWh
Proporcional ao consumo	100.83 €/MWh	102.85 €/MWh
Híbrido	100.84 €/MWh	102.85 €/MWh

Um aspeto importante a considerar no preço total da energia é o fato de esta ser a soma de três componentes distintas: preço da energia adquirida na rede, preço da energia produzida na UPAC e custo da energia que faz uso da RESP.

Assim, vai-se analisar o peso de cada uma destas componentes no preço total final da energia. O preço da energia produzida na UPAC já foi definido, anteriormente, em 55 € (LCOE). As outras duas componentes têm de ser calculadas. Através da equação (4.6) pode-se calcular o preço da energia adquirida à rede e através da equação (4.7) pode-se calcular o custo da energia que faz uso da RESP.

$$C_{rede} = \frac{C_{rede\ total}}{E_{rede}} \quad (4.6)$$

Em que:

- C_{rede} – preço da energia adquirida à rede [€/MWh]
- $C_{rede\ total}$ – preço total da energia adquirida à rede [€]
- E_{rede} – energia adquirida à rede [MWh]

$$C_{RESP} = \frac{C_{RESP\ total}}{E_{RESP}} \quad (4.7)$$

Em que:

- C_{RESP} – custo da energia que circula na RESP (tarifas de acesso às redes) [€/MWh]
- $C_{RESP\ total}$ – custo total da energia que faz uso da RESP [€]
- E_{RESP} – energia que circula na RESP em autoconsumo [MWh]

Assim, o preço da energia produzida é de 55 €/MWh. Se a UPAC estivesse totalmente integrada na rede interna da CER, sem necessidade de fazer uso da RESP, este seria o seu custo.

No entanto, a mesma necessita de fazer uso da RESP para veicular a sua energia. Este custo varia conforme se se consideram, ou não, os encargos com os CIEG nas tarifas de acesso às redes em autoconsumo. Recorrendo-se aos dados obtidos na Tabela 4.10, Tabela 4.12 e Tabela 4.13, e à equação (4.7), obtém-se o preço da energia que faz uso da RESP de 41,99 €, com os encargos dos CIEG incluídos, e de 10,90 € sem os encargos dos CIEG incluídos. Assim, acrescentado ao preço da energia produzida o custo da energia que faz uso da RESP, tem-se que: sem os CIEG, o preço é de 65,90 € e, com os CIEG, o preço é de 96,99 €.

O preço da energia adquirida na rede é de 110,69 € e obteve-se recorrendo-se à Tabela 4.10 e à equação (4.6).

O preço da energia da rede e o preço da energia que faz uso da RESP serão iguais para os restantes cenários (exceto para o cenário III com repartição hierárquica). O preço da energia adquirida à rede é o único que não é igual nos restantes cenários, pois depende de custos fixos, além dos variáveis. Assim, nos restantes cenários, será o único que se calculará.

4.5.3 Cenário II

Neste cenário, cada UPAC partilha a sua produção com todas as IU.

Na Tabela 4.16, encontra-se o modelo de repartição baseado em coeficientes, para o período de contagem das 12h às 12h15, no dia 10 de janeiro de 2019. A energia a repartir das UPAC para as IU encontra-se assinalada com a cor cinzenta. Os coeficientes foram otimizados de forma a minimizar a energia a injetar-se na rede (caso mais favorável).

Tabela 4.16 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição de coeficientes fixos, do Cenário II

IU	Coefic.	Cons. (kWh)	Repartição das UPAC para as IU				Repart. total (kWh)	Fluxo energia (kWh)
			ACABA. (kWh)	COMER. I (kWh)	TECIDOS (kWh)	EXTERIOR (kWh)		
ACABAM.	21.1%	826.96	78.58	157.16	78.58	157.16	471.49	+355.48
COMER. I	35.2%	1177.93	130.76	261.53	130.76	261.53	784.59	+393.34
COMER. II	15.1%	840.00	56.26	112.52	56.26	112.52	337.56	+502.44
TECIDOS	28.6%	1441.96	106.36	212.71	106.36	212.71	638.14	+803.82
TOTAL	100.00%	4 286.85	371.96	743.93	371.96	743.93	2231.78	

Na Tabela 4.17, encontra-se o modelo de repartição baseado em consumo, para o período de contagem das 12h às 12h15, no dia 10 de janeiro de 2019. A energia a repartir das UPAC para as IU encontra-se assinalada com a cor cinzenta.

Tabela 4.17 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição baseado no consumo, do Cenário II

IU	Cons. (kWh)	Repartição das UPAC para as IU				Repart. total (kWh)	Fluxo energia (kWh)
		ACABA. (kWh)	COMER. I (kWh)	TECIDOS (kWh)	EXTERIOR (kWh)		
ACABAM.	826.96	71.75	143.51	71.75	143.51	430.52	+396.44
COMER. I	1177.93	102.21	204.41	102.21	204.41	613.24	+564.69
COMER. II	840.00	72.89	145.77	72.89	145.77	437.31	+402.69
TECIDOS	1441.96	125.12	250.23	125.12	250.23	750.70	+691.26
TOTAL	4 286.85	371.96	743.93	371.96	743.93	2 231.78	

Na Tabela 4.18, encontra-se o modelo de repartição híbrida, para o período de contagem das 12h às 12h15, no dia 10 de janeiro de 2019. A energia a repartir da UPAC para as IU encontra-se assinalada com a cor cinzenta. Os coeficientes são os mesmo do modelo de repartição por coeficientes.

Tabela 4.18 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição híbrido, do Cenário III

IU	Coefic.	Cons. (kWh)	Repartição das UPAC para as IU				Repart. total (kWh)	Fluxo energia (kWh)
			ACABA. (kWh)	COMER. I (kWh)	TECIDOS (kWh)	EXTERIO R (kWh)		
ACABAM.	21.1%	826.96	57.60	115.20	57.60	115.20	345.61	+481.36
COMER. I	35.2%	1177.93	136.53	273.06	136.53	273.06	819.19	+358.73
COMER. II	15.1%	840.00	41.89	83.78	41.89	83.78	251.34	+588.66
TECIDOS	28.6%	1441.96	135.94	271.88	135.94	271.88	815.64	+626.32
TOTAL	100.00%	4 286.85	371.96	743.93	371.96	743.93	2 231.78	

4.5.3.1 Comparação entre os modelos de repartição

Os resultados da análise energética (Tabela 4.19) são muito parecidos com os do cenário anterior. Por consequência, os resultados da análise da fatura também o são. A única exceção é o fato de toda a energia produzida fazer uso da RESP, contribuindo para um aumento dos custos associado com as tarifas de acesso à rede em autoconsumo.

Tabela 4.19 - Análise energética do Cenário II

	Coefficientes fixos	Proporcional ao consumo	Híbrido
Consumo Total (MWh)	31 700.40	31 700.40	31 700.40
Produção Total (MWh)	6 163.43	6 163.43	6 163.43
Consumo Líquido (MWh)	25 697.64	25 670.94	25 686.46
Ponta (MWh)	2 666.08	2 664.07	2 664.60
Cheias (MWh)	11 238.39	11 232.63	11 236.40
Vazio (MWh)	6 877.63	6 858.70	6 869.91
S. Vazio (MWh)	4 915.54	4 915.54	4 915.54
Energia Injectada Rede (MWh)	160.67	133.97	149.49
Autoconsumida CER (MWh)	6 002.75	6 029.46	6 013.94
Circulada na RESP MT (MWh)	6 163.43	6 163.43	6 163.43
Ponta (MWh)	1403.61	1403.61	1403.61
Cheias (MWh)	3251.70	3251.70	3251.70
Vazio (MWh)	1501.54	1501.54	1501.54
S. Vazio (MWh)	6.57	6.57	6.57
% aproveitam. autoconsumo	97.39%	97.83%	97.57%
% energia injetada rede	2.61%	2.17%	2.43%
% energia circula na RESP	100.00%	100.00%	100.00%
% energia autoconsumo	18.94%	19.02%	18.97%

Tabela 4.20 - Análise da fatura do Cenário II

	Coefficientes fixos	Proporcional ao consumo	Híbrido
Potência Contratada	99 001.36 €	99 001.36 €	99 001.36 €
Potência Horas de Ponta	195 124.75 €	194 977.32 €	195 016.33 €
Energia Ativa Líquida	1 791 382.63 €	1 789 521.11 €	1 790 603.23 €
T. Acesso E. Ponta	133 037.62 €	132 937.10 €	132 963.70 €
T. Acesso E. Cheias	434 925.56 €	434 702.67 €	434 848.87 €
T. Acesso E. Vazio	98 350.10 €	98 079.41 €	98 239.75 €
T. Acesso. E. S. Vazio	66 851.36 €	66 851.36 €	66 851.36 €
ISP Energia Elétrica	25 697.64 €	25 670.94 €	25 686.46 €
Preço venda Energia Injectada	-8 033.70 €	-6 698.52 €	-7 474.67 €
	2 836 337.31 €	2 835 042.76 €	2 835 736.37 €

Comparando-se os montantes a pagar das tarifas de acesso às redes em autoconsumo sem os CIEG (Tabela 4.21) e com os CIEG (Tabela 4.22), os CIEG representam cerca de 74% do montante a pagar das tarifas de acesso às redes em autoconsumo.

Este cenário apresenta, praticamente, os mesmo valores que o anterior, exceto nas tarifas de acessos às redes públicas. Portanto, estas assumem um fator determinante para a viabilidade do cenário.

Tabela 4.21 - Utilização da RESP em MT (sem CIEG) para o Cenário II

	Coeficientes fixos	Proporcional ao consumo	Híbrido
Potência Ponta Mes	34 847.76 €	34 847.76 €	34 847.76 €
Horas de ponta (€/kWh)	8 140.96 €	8 140.96 €	8 140.96 €
Horas de cheias (€/kWh)	17 234.02 €	17 234.02 €	17 234.02 €
Horas de vazio (€/kWh)	6 907.10 €	6 907.10 €	6 907.10 €
Horas de s. vazio (€/kWh)	26.93 €	26.93 €	26.93 €
	67 156.78 €	67 156.78 €	67 156.78 €

Tabela 4.22 - Utilização da RESP em MT (com CIEG) para o Cenário II

	Coeficientes fixos	Proporcional ao consumo	Híbrido
Potência Ponta Mes	34 847.76 €	34 847.76 €	34 847.76 €
Horas de ponta (€/kWh)	76 918.07 €	76 918.07 €	76 918.07 €
Horas de cheias (€/kWh)	126 816.39 €	126 816.39 €	126 816.39 €
Horas de vazio (€/kWh)	20 120.69 €	20 120.69 €	20 120.69 €
Horas de s. vazio (€/kWh)	85.39 €	85.39 €	85.39 €
	258 788.29 €	258 788.29 €	258 788.29 €

4.5.3.2 Viabilidade económica

No balanço financeiro final (Tabela 4.23), os custos das tarifas de acesso à rede em autoconsumo, sem os CIEG incluídos, representam 2.3% do montante final. As mesmas tarifas com os CIEG incluídos representam 8.4% do montante final.

Tabela 4.23 - Balanço Financeiro final do Cenário II

	Sem a componente CIEG	Com a componente CIEG
Coeficientes fixos	2 903 494.09 €	3 095 125.60 €
Proporcional ao consumo	2 902 199.53 €	3 093 831.05 €
Híbrido	2 902 893.15 €	3 094 524.66 €

O preço total da energia (Tabela 4.24), nos diferentes modelos de repartição, sem a componente CIEG, é sempre menor que o preço de referência no cenário base (104,31 €/MWh). Assim, para estes casos, a CER é vantajosa e viável. No entanto, o preço total da energia, nos diferentes modelos de repartição, com a componente CIEG, é maior que o preço de referência no cenário base. Para estes casos, a CER não é uma opção vantajosa e, portanto, não é viável.

Tabela 4.24 - Preço total da energia do Cenário II

	Sem a componente CIEG	Com a componente CIEG
Coefficientes fixos	102.29 €	108.33 €
Proporcional ao consumo	102.24 €	108.29 €
Híbrido	102.27 €	108.31 €

O preço da energia adquirida na rede é de 110,69 € e obteve-se recorrendo-se à Tabela 4.19 e à equação (4.6). As restantes componentes do preço da energia total são iguais às só cenário I.

4.5.4 Cenário III

Neste cenário, cada UPAC partilha a sua produção com todas as IU e tem a sua potência instalada duplicada. Optou-se por esta duplicação, para se poder originar mais períodos com excedentes, permitindo, desta maneira, uma melhor análise ao comportamento dos diferentes modelos nestas situações.

Na Tabela 4.25, encontra-se o modelo de repartição baseado em coeficientes, para o período de contagem das 12h30 às 12h45, do dia 11 de janeiro de 2019. Os coeficientes para o modelo baseado em coeficientes foram otimizados, de forma a minimizar a energia injetada na rede - caso mais favorável. A energia a repartir das UPAC para as IU encontra-se assinalada com a cor cinzenta.

Para este modelo, existe injeção de energia na rede que deveria ter sido aproveitada para outras IU.

Tabela 4.25 - Repartição de energia, com base no modelo de reparticao de coeficientes fixos, do Cenário III

IU	Coefic.	Cons. (kWh)	Repartição das UPAC para as IU				Repart. total (kWh)	Fluxo energia (kWh)
			ACABA. (kWh)	ACABA. (kWh)	ACABA. (kWh)	ACABA. (kWh)		
ACABAM.	19.58%	867.10	149.61	299.22	149.61	299.22	897.67	-30.57
COMER. I	27.11%	1232.21	207.15	414.30	207.15	414.30	1242.89	-10.68
COMER. II	18.50%	860.00	141.40	282.80	141.40	282.80	848.41	+11.59
TECIDOS	34.81%	1642.10	266.04	532.09	266.04	532.09	1596.26	+45.84
TOTAL	100.00%	4 601.41	764.20	1 528.41	764.20	1 528.41	4 585.23	

Na Tabela 4.26, encontra-se o modelo de repartição baseado em consumo, para período de contagem das 12h30 às 12h45, do dia 11 de janeiro de 2019. A energia a repartir da UPAC para as IU encontra-se assinalada com a cor cinzenta.

Neste modelo, toda a energia produzida é repartida de forma a não originar desperdício de energia (injetar na rede).

Tabela 4.26 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição baseado no consumo, do Cenário III

IU	Cons. (kWh)	Repartição das UPAC para as IU				Repart. total (kWh)	Fluxo energia (kWh)
		ACABA. (kWh)	COMER. I (kWh)	TECIDOS (kWh)	EXTERIOR (kWh)		
ACABAM.	867.10	144.01	288.02	144.01	288.02	864.05	+3.05
COMER. I	1232.21	204.65	409.29	204.65	409.29	1227.87	+4.33
COMER. II	860.00	142.83	285.66	142.83	285.66	856.98	+3.02
TECIDOS	1642.10	272.72	545.44	272.72	545.44	1636.33	+5.77
TOTAL	4 601.41	764.21	1 528.41	764.21	1 528.41	4 585.23	

Na Tabela 4.27, encontra-se o modelo de repartição híbrido para período de contagem das 12h30 às 12h45, do dia 11 de janeiro de 2019. A energia a repartir da UPAC para as IU encontra-se assinalada com a cor cinzenta. Os coeficientes usados neste modelo são os mesmo do modelo de repartição por coeficientes (opção mantida dos outros cenários).

Para este cenário, o modelo de repartição híbrido apresenta resultados piores que os outros cenários. O propósito disto foi demonstrar-se que o modelo de repartição híbrido não é sempre, necessariamente, melhor do que modelo de coeficientes fixos, quando se consideram determinados coeficientes. Reparou-se que, nos períodos de contagem, em que as potências produzidas e consumida na CER são muito semelhantes, esta dupla influência de coeficiente e consumo pode prejudicar um bocado a eficiência deste modelo. Isto, no entanto, só se verifica quando é necessário o uso de coeficientes não iguais. Se tal não for necessário, então o modelo de repartição híbrido é sempre melhor que o modelo baseado em coeficientes.

Tabela 4.27 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição híbrido, do Cenário III

IU	Coefic.	Cons. (kWh)	Repartição das UPAC para as IU				Repart. total (kWh)	Fluxo energia (kWh)
			ACABA. (kWh)	COMER. I (kWh)	TECIDOS (kWh)	EXTERIOR (kWh)		
ACABAM.	19.58%	867.10	105.08	210.16	105.08	210.16	630.49	+236.62
COMER. I	27.11%	1232.21	206.75	413.51	206.75	413.51	1240.52	-8.32
COMER. II	18.50%	860.00	98.50	197.00	98.50	197.00	591.01	+268.99
TECIDOS	34.81%	1642.10	353.87	707.74	353.87	707.74	2123.21	-481.11
TOTAL	100.00%	4 601.41	764.21	1 528.41	764.21	1 528.41	4 585.23	

O melhor caso para o modelo híbrido é quando todos os coeficientes são iguais (Tabela 4.28). Ao colocar estes coeficientes iguais, o modelo deixa de sofrer influência dos coeficientes e funciona como o modelo baseado no consumo puro.

Tabela 4.28 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição híbrido, no Cenário III, com coeficientes todos iguais

IU	Coefic.	Cons. (kWh)	Repartição das UPAC para as IU				Repart. total (kWh)	Fluxo energia (kWh)
			ACABA. (kWh)	COMER. I (kWh)	TECIDOS (kWh)	EXTERIOR (kWh)		
ACABAM.	25.00%	867.10	144.01	288.02	144.01	288.02	864.05	+3.05
COMER. I	25.00%	1232.21	204.65	409.29	204.65	409.29	1227.87	+4.33
COMER. II	25.00%	860.00	142.83	285.66	142.83	285.66	856.98	+3.02
TECIDOS	25.00%	1642.10	272.72	545.44	272.72	545.44	1636.33	+5.77
TOTAL	100.00%	4 601.41	764.21	1 528.41	764.21	1 528.41	4 585.23	

Na Tabela 4.29, está ilustrado outra particularidade deste modelo que é o fato de poder desligar e ligar determinadas IU, bastando colocar, para isso, o coeficiente respectivo a 0%, sem ter de se alterar os restantes coeficientes.

Tabela 4.29 - Repartição de energia, com base no modelo de repartição híbrido, do Cenário III, com um dos coeficientes a 0 (zero)

IU	Coefic.	Cons. (kWh)	ACABA. (kWh)	COMER. I (kWh)	TECIDOS (kWh)	EXTERIOR (kWh)	Repart. total (kWh)	Fluxo energia (kWh)
ACABAM.	00.00%	867.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	867.10
COMER. I	25.00%	1232.21	252.16	504.33	252.16	504.33	1512.98	-280.78
COMER. II	25.00%	860.00	175.99	351.99	175.99	351.99	1055.96	-195.96
TECIDOS	25.00%	1642.10	336.05	672.09	336.05	672.09	2016.28	-374.18
TOTAL	75.00%	4601.41	764.21	1528.41	764.21	1528.41	4585.23	

No modelo de repartição hierárquico, a repartição do excedente do nível anterior é proporcional ao consumo líquido do nível anterior. Encontra-se ilustrado na Figura 4.3. Para se entender melhor este modelo, proceder-se-á a uma descrição pormenorizada, passo a passo:

1. Repartição da energia entre as UPAC e as IU que se situem no nível 0. Neste caso, existem três níveis 0.
2. Não há veiculação de energia na RESP em BT, portanto não existe repartição no nível 1.
3. Repartição de energia entre as UPAC e as IU que se situem no nível 2. Esta energia paga tarifa de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo em MT. Neste caso, existem dois níveis 2. No nível 2 (I) dá-se a repartição da energia da UPAC EXTERIOR e da energia excedente do nível 0 (I) e do nível 0 (II). No nível 2 (II), dá-se a repartição da energia excedente do nível 0 (III).
4. Repartição de energia entre as UPAC e as IU que se situem no nível 3. Esta energia paga tarifa de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo em AT. Neste caso, dá-se a repartição da energia proveniente do nível 2 (I) e nível 2 (II).
5. No último nível, o que não for consumido é injetado na rede para venda.

Repare-se que, a energia paga as tarifas à medida que vai circulando, nos diferentes níveis, isto é, por exemplo, a energia que é repartida para a IU ACABAMENTOS, vindo da UPAC COMERCIO I, pagou a tarifa correspondente ao nível 2 e nível 3.

Este modelo, faz repartições por níveis, e do mais baixo para o mais alto. No entanto, ele por si próprio, não é um modelo de repartição, pois depende de outros modelos para o processo de repartição, propriamente dito. Assim, para cada nível, a repartição efetuada é baseada no consumo (modelo baseado no consumo).

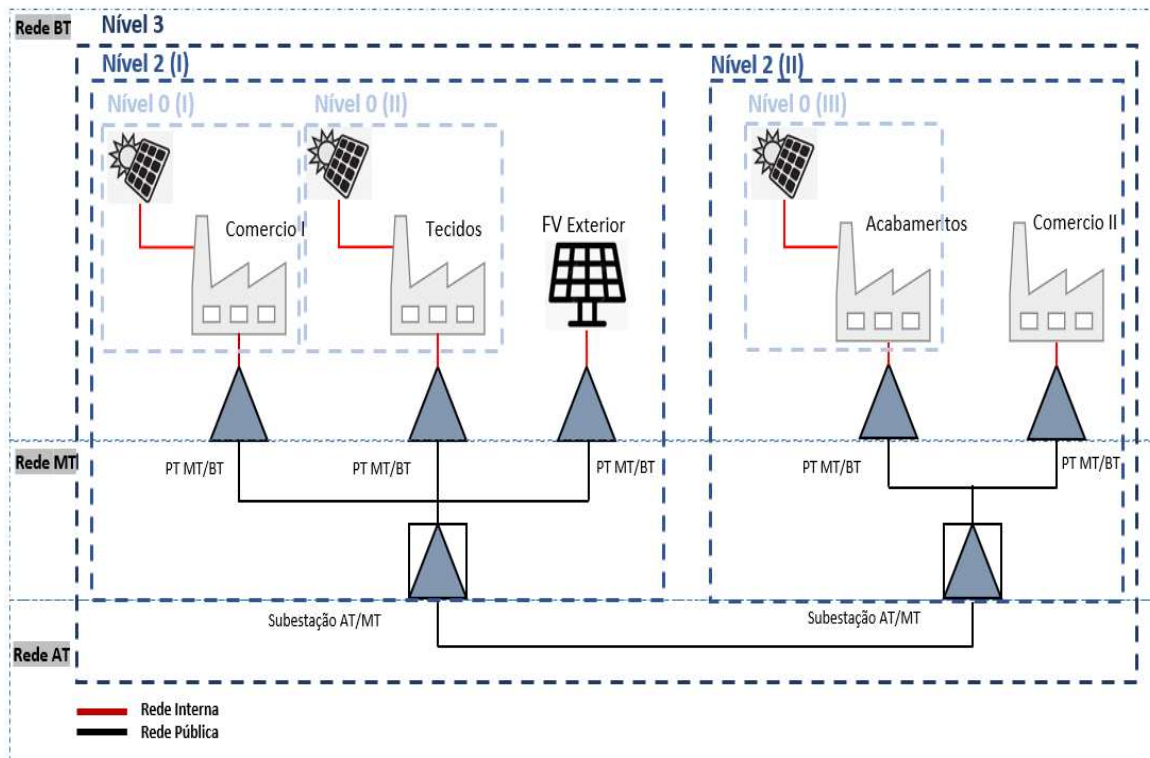


Figura 4.3 - Divisão para o modelo hierárquico, do caso de estudo

Comparação entre os modelos de repartição

Comparando-se os diferentes modelos, o modelo de repartição hierárquico apresenta melhores resultados energéticos (Tabela 4.30) e financeiros (Tabela 4.31).

Tabela 4.30 - Análise energética do Cenário III

	Coeficientes fixos	Proporcional ao consumo	Híbrido	Hierárquico
Consumo Total (MWh)	31 700.40	31 700.40	31 700.40	31 700.40
Produção Total (MWh)	12 326.86	12 326.86	12 326.86	12 326.86
Consumo Líquido (MWh)	20 868.07	20 764.61	21 237.22	20 008.92
Ponta (MWh)	1 474.50	1 452.06	1 604.32	1 400.51
Cheias (MWh)	8 512.49	8 467.14	8 713.12	8 157.84
Vazio (MWh)	5 972.10	5 936.44	6 010.81	5 724.41
S. Vazio (MWh)	4 908.99	4 908.97	4 908.97	4 726.16
Energia Injectada Rede (MWh)	1 494.53	1 391.07	1 863.68	635.38
Autoconsumida CER (MWh)	10 832.32	10 935.78	10 463.17	11 691.48
Circulada na RESP MT (MWh)	12 326.86	12 326.86	12 326.86	5 094.92
Ponta (MWh)	2807.23	2807.23	2807.23	1115.81
Cheias (MWh)	6503.40	6503.40	6503.40	2599.36
Vazio (MWh)	3003.09	3003.09	3003.09	1375.37
S. Vazio (MWh)	13.14	13.14	13.14	4.38
Circulada na RESP AT (MWh)	-	-	-	2 520.21
AT Ponta (MWh)	-	-	-	555.54
AT Cheias (MWh)	-	-	-	1134.32
AT Vazio (MWh)	-	-	-	830.35
AT S. Vazio (MWh)	-	-	-	0.00
% aproveitam. autoconsumo	87.88%	88.72%	84.88%	94.85%
% energia injetada rede	12.12%	11.28%	15.12%	5.15%
% energia circula na RESP	100.00%	100.00%	100.00%	41.33%
% energia autoconsumo	34.17%	34.50%	33.01%	36.88%

Tabela 4.31 - Análise da fatura do Cenário III

	Coeficientes fixos	Proporcional ao consumo	Híbrido	Hierárquico
Potência Contratada	99 001.36 €	99 001.36 €	99 001.36 €	99 001.36 €
Potência Horas de Ponta	107 915.13 €	106 272.79 €	106 272.79 €	103 657.35 €
Energia Ativa Líquida	1 454 713.37 €	1 447 501.25 €	1 480 446.76 €	1 448 774.97 €
T. Acesso E. Ponta	73 577.40 €	72 457.64 €	80 055.58 €	72 588.49 €
T. Acesso E. Cheias	329 433.32 €	327 678.50 €	337 197.91 €	327 920.52 €
T. Acesso E. Vazio	85 401.00 €	84 891.09 €	85 954.51 €	85 025.45 €
T. Acesso. E. S. Vazio	66 762.25 €	66 762.03 €	66 762.03 €	66 762.03 €
ISP Energia Elétrica	20 868.07 €	20 764.61 €	21 237.22 €	20 782.89 €
Preço venda Energia Injectada	-74 726.69 €	-69 553.74 €	-93 184.16 €	-31 768.99 €
	2 162 945.22 €	2 155 775.51 €	2 183 744.01 €	2 192 744.06 €

Comparando-se os montantes a pagar das tarifas de acesso às redes em autoconsumo sem os CIEG incluídos (Tabela 4.21) e com os CIEG incluídos (Tabela 4.22), os CIEG representam cerca de 74% do montante a pagar das tarifas de acesso às redes em autoconsumo.

A diferença do montante a pagar das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo sem os CIEG (Tabela 4.32) e com os CIEG (Tabela 4.33) é bastante elevado. No modelo de repartição hierárquica, o montante a pagar em tarifas de acesso às redes em autoconsumo sem os CIEG é de 3.0% do montante final (Tabela 4.34). Se se consideraram os CIEG, este valor sobre para os 11.3%.

Tabela 4.32 - Utilização da RESP em MT e AT (sem CIEG) para o Cenário III

	Coeficientes fixos	Proporcional ao consumo	Híbrido	Hierárquico
MT - Potência Ponta Mês	69 695.52 €	69 695.52 €	69 695.52 €	27 702.34 €
MT - Horas de ponta (€/kWh)	16 281.93 €	16 281.93 €	16 281.93 €	6 471.69 €
MT - Horas de cheias (€/kWh)	34 468.04 €	34 468.04 €	34 468.04 €	13 776.60 €
MT - Horas de vazio (€/kWh)	13 814.21 €	13 814.21 €	13 814.21 €	6 326.70 €
MT - Horas de s. vazio (€/kWh)	53.86 €	53.86 €	53.86 €	17.98 €
	134 313.55 €	134 313.55 €	134 313.55 €	54 295.30 €
AT - Potência Ponta Mes	-	-	-	2 729.67 €
AT - Horas de ponta (€/kWh)	-	-	-	2 222.15 €
AT - Horas de cheias (€/kWh)	-	-	-	4 310.41 €
AT - Horas de vazio (€/kWh)	-	-	-	2 989.27 €
AT - Horas de s. vazio (€/kWh)	-	-	-	0.00 €
	-	-	-	12 251.50 €
	134 313.55 €	134 313.55 €	134 313.55 €	66 546.81 €

Tabela 4.33 - Utilização da RESP em MT e AT (com CIEG) para o Cenário III

	Coeficientes fixos	Proporcional ao consumo	Híbrido	Hierárquico
MT - Potência Ponta Mês	69 695.52 €	69 695.52 €	69 695.52 €	27 702.34 €
MT - Horas de ponta (€/kWh)	153 836.13 €	153 836.13 €	153 836.13 €	61 146.27 €
MT - Horas de cheias (€/kWh)	253 632.78 €	253 632.78 €	253 632.78 €	101 375.01 €
MT - Horas de vazio (€/kWh)	40 241.38 €	40 241.38 €	40 241.38 €	18 429.95 €
MT - Horas de s. vazio (€/kWh)	170.77 €	170.77 €	170.77 €	56.99 €
	517 576.58 €	517 576.58 €	517 576.58 €	208 710.57 €
AT - Potência Ponta Mes	-	-	-	2 729.67 €
AT - Horas de ponta (€/kWh)	-	-	-	20 999.29 €
AT - Horas de cheias (€/kWh)	-	-	-	28 925.14 €
AT - Horas de vazio (€/kWh)	-	-	-	11 043.69 €
AT - Horas de s. vazio (€/kWh)	-	-	-	0.00 €
	-	-	-	63 697.80 €
	517 576.58 €	517 576.58 €	517 576.58 €	272 408.36 €

No modelo de repartição hierárquica, o montante a pagar em tarifas de acesso às redes em autoconsumo, sem os CIEG incluídos, é de 3.0% do montante final (Tabela 4.34). Se se consideraram os CIEG, este valor sobre para os 11.7%. Para os restantes modelos, os montantes são, respetivamente, de 5.8% e de 19.3%.

Tabela 4.34 - Balanço Financeiro final do Cenário III

	Sem a componente CIEG	Com a componente CIEG
Coeficientes fixos	2 297 258.77 €	2 680 521.80 €
Proporcional ao consumo	2 290 089.07 €	2 673 352.09 €
Híbrido	2 318 057.56 €	2 701 320.59 €
Hierárquico	2 183 995.83 €	2 326 159.59 €

Através do preço da energia total (Tabela 4.35) que se obteve, têm-se vários casos. Para todos os modelos, sem a componente CIEG incluída, as CER são vantajosas, pois apresentam sempre um preço de energia total inferior ao preço da energia total no cenário base (104,31 €/MWh).

No entanto, quando se consideram os cenários com a componente CIEG incluída, apenas o modelo Hierárquico é vantajoso.

Os CIEG são, pois, um fator determinante da análise da viabilidade dos projetos das CER.

Tabela 4.35 - Preço da energia total do Cenário III

	Sem componente CIEG	Com a componente CIEG
Coeficientes fixos	93.85 €	105.95 €
Proporcional ao consumo	93.63 €	105.72 €
Híbrido	94.51 €	106.60 €
Hierárquico	92.27 €	97.14 €

O preço da energia adquirida à rede, para este cenário, é de 107,41 €/MWh para o modelo de repartição hierárquico e 107,23 €/MWh para os restantes.

Capítulo 5

Conclusão

Com a presente dissertação, analisando-se o novo regime do autoconsumo, pretende-se avaliar a viabilidade de uma Comunidade de Energia Renovável (CER), face ao anterior regime de autoconsumo, num contexto industrial. Para o efeito, fez-se uma análise à nova legislação e dos novos regulamentos e enquadrou-se o presente caso de estudo, baseado no grupo Polopiqué, de forma a que se possa constituir uma CER.

Partindo de um caso real, criou-se um caso de estudo, começando-se por recolher os dados do consumo e da produção. Após a caracterização e tratamento desses dados, em perfis de consumo e de produção para cada IU e para cada UPAC, constituiu-se a CER, segundo o previsto no novo regime. Para se avaliar a viabilidade económica da CER, constituíram-se vários cenários, com diferentes pressupostos e, para cada um deles, simularam-se vários modelos de repartição de energia.

Assim, partindo do anterior regime do autoconsumo (autoconsumidores individuais), simulou-se o cenário inicial. Partindo do novo regime, simulou-se então três cenários, cada um com pressupostos e propósitos distintos, com o intuito de avaliar e analisar determinados aspetos do regime para CER.

No Cenário I, privilegiou-se a repartição, primeiramente, nas redes internas, minorando-se o montante a pagar de tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo. O Cenário II, em contraposição, considerou-se que toda a veiculação da energia produzida nas UPAC e consumida nas IU fazia uso da RESP e, portanto, paga tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo. Não é claro, para o regime em vigor, se a repartição de energia tem de ser feita a partir do excesso da produção (cenário I) ou se tem de ser feita a partir de toda a produção (cenário II). Após a simulação, a comparação entre estes dois cenários ajudar-nos-á a perceber qual o modo de aplicação do regime de autoconsumo mais favorável.

Simulou-se ainda o Cenário III, baseado no Cenário II, mas com a produção total instalada fotovoltaica duplicada. Este aumento, provoca mais excedente na rede, possibilitando a simulação do modelo hierárquico. Este modelo baseia-se na repartição da energia em excesso por níveis.

Tendo-se definido os cenários que irão ser simulados, é necessário definir-se os modelos de repartição de energia a usar. Os modelos de repartição previstos na própria legislação são

modelos de repartição baseado em coeficientes e o modelo de repartição com base no consumo. Além destes, testaram-se mais dois: modelo híbrido entre consumo e coeficientes e o modelo hierárquico de repartição de energia. O propósito é perceber-se qual a influência que cada modelo tem para o cálculo da viabilidade económico da CER e verificar qual os modelos mais adequados para o caso de estudo.

Feita a simulação dos cenários, em diferentes modelos de repartição, conclui-se que a estruturação e configuração da CER, aliado à escolha dos modelos de repartição de energia adequados são elementos cruciais para garantir o uso mais eficiente da CER.

Assim, comparando-se os cenários I e Cenário II, pode-se concluir que é importante garantir que a repartição ocorra, numa primeira fase, entre a UPAC e a IU ao qual está integrada e, só depois, seja partilhado a energia cuja veiculação entre as UPAC e as IU implique o uso de redes em RESP. Não só se garante menor congestionamento das redes públicas, como também menores encargos com os montantes a pagar de tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo.

Nos cenários referidos no parágrafo anterior, os modelos de repartição também influenciaram os custos. Do ponto de vista económico, o modelo de repartição baseado no consumo (e o modelo híbrido com coeficientes iguais pois se comporta como uma repartição baseada no consumo), apresenta melhores resultados, pois conseguem ter uma repartição mais eficiente da energia. Isto deve-se ao fato de a repartição neste método minimizar a injeção de energia na rede. No entanto, a repartição proporcional ao consumo, é feita pelo operador da rede, com base nos dados medidos, não existindo intervenção da EGAC neste processo. Em casos em que as CER são constituídas por diferentes autoconsumidores e entidades distintas, existe a necessidade de repartir a energia, de acordo com a participação de cada um deles, no projeto. Assim, esta forma de repartir energia possui a desvantagem de não permitir controlar, externamente, a energia que é repartida para cada autoconsumidor. No entanto, isto não se verifica para o presente caso de estudo, porque todas as UPAC e IU pertencem ao mesmo grupo e, como tal, é do seu interesse que a energia seja repartida da maneira mais eficiente possível, diminuindo os encargos globais com a faturação e os custos de acesso às redes em autoconsumo.

Tal como referido anteriormente, testou-se também dois modelos de repartição diferentes dos que estão definidos como possíveis. O modelo híbrido é um modelo versátil que tanto pode fazer uma repartição proporcional ao consumo (coeficientes iguais) como fazer uma repartição com coeficientes. É uma solução de responder à questão associada com a desvantagem que o modelo de repartição proporcional ao consumo possui: a falta de capacidade de controlo. No modelo híbrido, a repartição é influenciada quer pelos consumos medidos, quer pelos coeficientes estipulados. Embora os resultados demonstraram que o método híbrido, para os cenários 1 e 2, não é o melhor, deve-se ter em consideração que os coeficientes que usou não eram os melhores. No melhor dos casos, é tão eficiente como o proporcional, com a vantagem de ser mais versátil. Também foi testada outra particularidade, que é o fato de se poder desligar da repartição as IU, bastando para isso colocar o coeficiente corresponde a 0%, não precisando de se alterar os restantes coeficientes. É um mecanismo interessante para ser usado pelas EGAC, por exemplo, quando os autoconsumidores entram em incumprimento.

O último modelo que se testou, foi o modelo de repartição hierárquico. Como nos cenários I e II, a produção total na CER, quando comparada com o consumo total, é baixa, os modelos usados mostram-se eficientes na repartição de energia e são muito semelhantes, entre si. Quando o valor da produção total aumenta, a dificuldade da repartição também aumenta, tornando-a menos eficiente e originando mais injeção desnecessária de energia na rede. Para

se poder simular este último modelo, foi criado o Cenário III, no qual a potência instalada passou para o dobro. Neste cenário, a diferença entre os diferentes modelos já foi mais distinta. Os períodos mais críticos para a repartição são aqueles em que a produção e o consumo, para o mesmo período de contagem, se encontram muito próximos. Idealmente, a energia produzida deveria ser toda autoconsumida, mas isso não acontece. No modelo baseado em coeficientes fixos e no modelo híbrido, a influência dos coeficientes reparte a energia em excesso para determinadas IU, e, para outras IU, não partilha energia suficiente, obrigando a IU em questão a adquirir energia à rede para consumo. O modelo hierárquico, é uma modelo está direcionado para projetos onde existem múltiplos níveis de tensão e onde se faz uma repartição com base nos excedentes. É melhor que os restantes neste tipo de cenários, tal como ficou demonstrado no Cenário III. Isto deve-se ao fato de este modelo permitir uma repartição por níveis, garantindo que a energia é repartida, primeiramente, nas IU que lhe estão mais próximas, diminuindo os encargos com as tarifas de acesso às redes em autoconsumo.

Todos estes cenários foram simulados com base em tarifas com CIEG e sem CIEG. Era crucial analisar e perceber o impacto destes custos para a viabilidade económica de uma CER. No Cenário I, visto que a energia que circula na RESP e que, portanto, está sujeita ao pagamento das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo, é a mais baixa de todos os cenários, o impacto destes encargos é marginal. No cenário seguinte, os encargos já são mais elevados e tornam as tarifas com CIEG inviáveis economicamente. No último cenário, a produção na CER é mais elevada, e como não existem redes internas, toda a veiculação de energia produzida para alimentar as IU faz-se usando a RESP. Assim, as tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo representam uma fatia significativa da faturação final e, por sua vez, os encargos correspondentes aos CIEG, em relação a estas tarifas, representam grande parte do seu valor. Dado este fato, é de esperar que, em projeto de autoconsumo coletivo e CER, que necessitem de veicular pela RESP grandes quantidades de energia, estes valores vão ter grande impacto. Os encargos com os CIEG representam um custo desproporcional e que desincentiva o investimento nestes projetos. Portanto, é importante que continuem a ser deduzidos parcial ou totalmente ao valor das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo.

Em jeito de conclusão, para o presente caso de estudo, a constituição de uma CER é viável para determinados cenários. Preferencialmente, dever-se-ia garantir que a repartição da energia, em casos de UPAC integradas em IU, seja o excesso líquido e não o total.

Em relação aos modelos de repartição, o modelo baseado no consumo é o melhor para minimizar a injeção na rede, nos dois primeiros cenários. No entanto, nem sempre será possível escolher este, pois poderá ser necessário fazer a repartição com base em quotas. Assim, o híbrido tem a vantagem de, mudando os coeficientes, ser tão eficiente como o modelo baseado no consumo, mas, se assim for necessário, usar coeficientes para influenciar a repartição. Pode-se, como foi demonstrado anteriormente, desligar, muito facilmente, uma determinada IU, manipulando-se os coeficientes. Quando existe múltiplos níveis de tensão, cenário III, o modelo hierárquico é o melhor.

O fator mais determinante para a viabilidade de uma CER é a inclusão ou não dos CIEG nas tarifas de acesso às redes em autoconsumo. À medida que a energia que usa a RESP aumenta, (cenários II e III) a parcela referente às tarifas assume maior relevo. Considerando que, em média, mais de 70% desse valor corresponde aos CIEG, estes assumem uma ponderação elevada. Portanto, pelo menos numa fase inicial, a isenção no pagamento destes encargos é essencial para se impulsionar e incentivar o aparecimento de novas CER.

Referências

- [1] Governo de Portugal. (2019, junho). *ROTEIRO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA 2050 (RNC2050)*. <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=6c5643a0-0dc6-4133-ae2c-efb66e8bf6fe>
- [2] APA - agência portuguesa do ambiente. (2019, dezembro). *PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030)*. https://apambiente.pt/_zdata/Alteracoes_Climaticas/Mitigacao/PNEC/PNEC%20PT_Template%20Final%202019%2030122019.pdf
- [3] EUROPEAN COMMISSION. (2016, novembro). *Clean Energy For All Europeans*. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fa6ea15b-b7b0-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF
- [4] PARLAMENTO EUROPEU E O CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA, (2018, December 11). *DIRETIVA (UE) 2018/2001 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO*. Eur-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=LV>
- [5] I. (2019, October 25). *Decreto-Lei 162/2019, 2019-10-25*. Diário Da República Eletrónico. <https://dre.pt/pesquisa/-/search/125692189/details/maximized>
- [6] O PARLAMENTO EUROPEU E O CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA. (2019, June 5). *DIRETIVA (UE) 2019/944 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO*. Eur-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>
- [7] I. (2019, October 25). *Decreto-Lei 162/2019, 2019-10-25*. Diário Da República Eletrónico. <https://dre.pt/pesquisa/-/search/125692189/details/maximized>
- [8] DGEG. (2019, December). Proposta de implementação do novo regime de autoconsumo de eletricidade
- [9] Hanna, R. (2017, December). Community Renewables Innovation Lab: Energy Transition Platform policy briefing. Imperial College London. Disponível em: <https://spiral.imperial.ac.uk/handle/10044/1/55465>
- [10] Huybrechts, B., e Mertens, S. (2014). The relevance of the cooperative model in the field of renewable, Annals of public and cooperative economics.
- [11] IDAE. (2019). Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales. Disponível em: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-para-el-desarrollo-de-instrumentos-de-fomento-de-comunidades-energeticas-locales>
- [12] Dóci, G., e Gotchev, B. (2016). When energy policy meets community: Rethinking risk perceptions of renewable energy in Germany and the Netherlands, Energy Research and Social Science, 22, pp. 26-35. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.08.019>.

- [13]Solarcomplex. (2013). Mauenheim - The First Bio-Energy village of Baden-Württemberg, Solarcomplex. Singen, Germany.
- [14]I. (2020, March 20). *Diretiva 5/2020, 2020-03-20*. Diário Da República Eletrónico.
https://dre.pt/home/-/dre/130469271/details/maximized?serie=II&parte_filter=33&day=2020-03-20&date=2020-03-01&dreId=130469191
- [15]ERSE. (2019, December). Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, pag. 107.
- [16]DGEG. (2019, December). Regulamento Técnico de Qualidade.
https://apesf.pt/images/eventos_calendario/anexos/2019_12_19_RTQ.pdf
- [17]DGEG. (2019, December). Regulamento de Inspeção e Certificação. Disponível em:
https://apesf.pt/images/eventos_calendario/anexos/2019_12_19_RIC.pdf
- [18]Jäger-Waldau, A., & Joint Research Center. (2019). PV STATUS REPORT 2019. Publications Office of the European Union. Disponível em:
<https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/pv-status-report-2019>