



COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: GESTÃO E VIABILIDADE

MIGUEL ÂNGELO PINTO LEAL

Setembro de 2023

COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: GESTÃO E VIABILIDADE

Miguel Ângelo Pinto Leal



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2023

–Estágio do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Miguel Ângelo Pinto Leal, Nº 1180781, 1180781@isep.ipp.pt

Orientação científica: Teresa Alexandra Nogueira, tan@isep.ipp.pt

Empresa: Tiago Sousa Engenharia, Unipessoal Lda

Supervisão: Tiago André Nunes Ribeiro de Sousa, email: tsousa@ts-engenharia.com



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2023

Agradecimentos

Ao terminar esta etapa particularmente importante na minha vida, não poderia deixar de agradecer a todos aqueles que estiveram presentes, que sempre me apoiaram durante esta caminhada, e que, de alguma forma contribuíram para que eu conseguisse chegar até aqui.

Agradeço à minha orientadora, professora Doutora Teresa Nogueira e ao meu coorientador, Mestre Engenheiro Tiago Sousa, pela orientação, partilha de conhecimento e disponibilidade que demonstraram ao longo do meu percurso, em particular na execução deste trabalho.

Quero agradecer a todos os docentes e não docentes que ao longo do meu percurso no ISEP me estimularam e forneceram ferramentas importantes para o meu desenvolvimento profissional. Aos meus amigos Hugo, João Silva, João Freiras e Rogério, um muito obrigado pelas tantas horas passadas juntos depois do trabalho ou em longas jornadas durante os fins de semana, sem vocês este percurso teria sido muito mais difícil.

Aos meus pais e à minha irmã, quero expressar o meu profundo agradecimento, pois estiveram ao meu lado desde o primeiro dia. Foi graças a vocês que percorri esta longa jornada, e é igualmente graças a vocês que hoje sou quem sou. Vocês foram e serão sempre os pilares da minha vida. Aos meus restantes familiares que se mantiveram sempre atentos ao meu percurso, muito obrigado.

E a ti, Diana, que sempre foste e serás o meu porto seguro, a minha companheira de vida. Por teres estado sempre ao meu lado, nos bons e maus momentos. Por me teres feito acreditar que conseguia conquistar o mundo, por todo o amor e paciência que tiveste comigo, o meu mais verdadeiro Obrigado!

Resumo

Ao longo dos últimos anos, tem-se assistido a uma significativa transformação na cadeia de valor do setor elétrico, nomeadamente, na produção, transporte e distribuição de energia. Esta alteração está diretamente relacionada com a crescente apreensão em torno da crise climática, levando diversas entidades a promoverem incentivos para a adoção de fontes de energia renovável descentralizadas.

A pertinência e atualidade do tema serviram como impulso para a elaboração desta dissertação, que se concentra na análise das Comunidades de Energia Renovável (CER) como uma ferramenta fundamental na mitigação dos impactos ambientais.

Posto isto, definiu-se como objetivo fundamental desta dissertação a estruturação detalhada do processo de dimensionamento das CER. Como resultado, foi elaborada uma sequência de passos a serem seguidos, culminando em uma avaliação rigorosa tanto do aspeto energético quanto econômico do projeto. Como um recurso essencial para facilitar todo esse processo, foi desenvolvida uma ferramenta de cálculo, destinada a realizar o balanço energético e a análise econômica do projeto em questão.

O caso de estudo utilizado para a avaliação da metodologia desenvolvida envolveu a análise dos dados de consumo de uma potencial comunidade composta por 10 consumidores, na sua maioria empresas e estabelecimentos comerciais. Na análise dos resultados, verifica-se que a participação em comunidades de energia renovável face ao autoconsumo individual é mais vantajoso, quando comparados o cenário A, autoconsumo individual, com o cenário B e C, CER com diferentes configurações, verificamos uma redução na fatura da eletricidade anual de 16 336 € e 66 738 €, respetivamente.

Em suma, além dos impactos ambientais positivos associados às CER, uma análise cuidadosa do seu dimensionamento pode resultar em benefícios tanto em termos energéticos quanto financeiros.

Palavras-Chave

Energias renováveis, Comunidades de energia, Modelos de negócio, Política energética, Autoconsumo.

Abstract

Over the past years, there has been a significant transformation in the value chain of the electrical sector, specifically in the production, transportation, and distribution of energy. This change is directly related to the growing concern surrounding the climate crisis, leading various entities to promote incentives for the adoption of decentralized renewable energy sources.

The relevance and timeliness of this topic served as the driving force for the development of this dissertation, which focuses on the analysis of Renewable Energy Communities (CER) as a basic instrument in minimizing environmental impacts.

Thus, the primary objective of this dissertation was to provide a detailed framework for the dimensioning process of CERs. As a result, a series of processes was established, ending in a rigorous review of the project's energy and economic elements. An essential resource to facilitate this entire process was the creation of a calculation tool designed to perform the energy balance and economic analysis of the project in question.

The case study used to evaluate the developed methodology involved the analysis of consumption data from a potential community composed of 10 consumers, predominantly industries and commercial establishments. The examination of the results shows that engaging in renewable energy communities is more advantageous than individual self-consumption. When scenario A, individual self-consumption, is compared to scenarios B and C, CERs with different configurations, the annual bill of electricity is reduced by €16,336 and €66,738, respectively.

In summary, besides the positive environmental impacts associated with CERs, a thorough analysis of their dimensioning can result in benefits both in terms of energy and finance.

Keywords

Renewable energies, Energy communities, Business models, Energy policy, Self-consumption.

Résumé

Ces dernières années, un changement important s'est produit dans la chaîne de valeur du secteur de l'électricité, en particulier dans la production, le transport et la distribution d'énergie.

Ce changement est directement lié à la préoccupation grandissante au sujet de la crise climatique, ce qui a conduit plusieurs entités à promouvoir et à encourager l'adoption de sources d'énergie renouvelables décentralisées.

La pertinence et l'actualité du sujet ont servi d'impulsion à l'élaboration de cette thèse, qui se concentre sur l'analyse des Communautés d'Énergie Renouvelables (CER) comme un outil clé dans l'atténuation des impacts environnementaux.

Cela dit, le but fondamental de cette thèse était de structurer dans le détail le processus de dimensionnement des CER. Par conséquent, une séquence des mesures à prendre a été élaborée, résultant en un examen rigoureux des aspects énergétiques et économiques du projet.

En tant que ressource essentielle pour faciliter l'ensemble de ce processus, un outil de calcul a été développé afin de réaliser le bilan énergétique et l'analyse économique du projet en question.

Les cas d'études utilisées pour l'évaluation de la méthodologie développée ont consisté à analyser les données de consommation d'une communauté potentielle composée de 10 consommateurs, en majorité des entreprises et des établissements commerciaux.

Lors de l'analyse des résultats, au scénario A, il s'avère que la participation aux communautés d'énergie renouvelables en comparaison à l'autoconsommation individuelle est plus avantageuse. Au scénario B et C, les CER avec différentes configurations nous ont permis de constater une réduction de la facture d'électricité annuelle respectivement de 16 336 € et 66 738 €.

En résumé, outre les impacts positifs sur l'environnement associés aux CER, une analyse minutieuse de leur conception peut générer des avantages énergétiques et financiers.

Mots clés

Énergies renouvelables, Communauté énergétique, Modèles d'entreprise, Politique énergétique, Autoconsommation.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
RESUME	VII
ÍNDICE	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XIII
SIGLAS E ACRÓNIMOS	1
1. INTRODUÇÃO	3
1.1. ENQUADRAMENTO	3
1.2. OBJETIVOS DO TRABALHO	5
1.3. ORGANIZAÇÃO DO ESTUDO	5
2. AS COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL	7
2.1. CARACTERIZAÇÃO E CONCEITOS	7
2.2. CONFIGURAÇÕES DE AUTOCONSUMO	8
2.3. ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO	14
2.4. RELACIONAMENTO COMERCIAL DAS CER	19
2.5. MODELOS DE NEGÓCIO	20
3. METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DAS CER	26
3.1. DIMENSIONAMENTO DA COMUNIDADE	26
3.2. CONFIGURAÇÃO DA COMUNIDADE	27
3.3. ESTIMATIVAS DE CONSUMOS	30
3.4. PRODUÇÃO E PARTILHA DE ENERGIA	31
3.5. FERRAMENTA DE CÁLCULO	34
4. CASO DE ESTUDO: EXECUÇÃO E RESULTADOS	39
4.1. CARACTERIZAÇÃO DOS CONSUMIDORES	39
4.2. GESTÃO DA PRODUÇÃO PARA 3 CENÁRIOS DE ESTUDO	43
4.2.1. CARACTERIZAÇÃO DA PRODUÇÃO MENSAL	41
4.2.2. CENÁRIO A	44
4.2.3. CENÁRIO B	45
4.2.4. CENÁRIO C	45
4.3. RESULTADOS OBTIDOS	50

4.4. ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO	56
5. ANÁLISE CONCLUSIVA	58
5.1. PERSPETIVAS FUTURAS	59
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60

Índice de Figuras

Figura 1 - Autoconsumo individual, com armazenamento na IU [11].	9
Figura 2 - Venda de excedentes de autoconsumo individual [11]	10
Figura 3 - Autoconsumo coletivo: a) ACC em rede interna; b) ACC com uso da RESP; c) ACC em rede interna com armazenamento [11].	11
Figura 4 - Intervenientes na gestão do autoconsumo coletivo [11].	12
Figura 5 -Exemplo esquemático de 2 tipologias diferentes de CER [13].	13
Figura 6 – TAR a aplicar ao autoconsumo através da RESP [11].	19
Figura 7 – Exemplo de modelo de negócio com recurso a P2P [31].	22
Figura 8 - Processo de dimensionamento da CER.	27
Figura 9 - Processo de configuração da CER.	29
Figura 10 - Processo de estimativa de consumos.	31
Figura 11 - Processo de previsão da produção.	34
Figura 12 – Introdução dos dados dos participantes – Dados dos consumidores.	35
Figura 13 – Repartição da energia – Ferramenta de cálculo.	36
Figura 14 – Sistema de codificação – ferramenta de cálculo.	36
Figura 15 - Visão geral da análise energética e económica – Ferramenta de cálculo.	37
Figura 16–Análise de cenários e diferentes configurações de comunidades – Ferramenta de cálculo.	38
Figura 17 - Valores mensais de consumo para o ano de 2022 - Consumidores MT	40
Figura 18 - Valores mensais de consumo para o ano de 2022 - Consumidores BTE	41

Figura 19 - Valores anuais de consumo, de todos os consumidores, por período horário.	42
Figura 20 – Consumos mensais de todos os consumidores no ano de 2022.	43
Figura 21 - Valores anuais de produção, de todos as UPAC, por período horário.	45
Figura 22 - Produção mensal de todas as UPAC no ano de 2022.	46
Figura 23 – Repartição do excedente de energia da CER pelos consumidores – Cenário B.	48
Figura 24 – Repartição da energia da CER pelos consumidores – Cenário C.	49
Figura 25 – Consumo líquido através da RESP para os períodos I, II, III e IV - Cenários A, B e C.	50
Figura 26 – Energia repartida nas CER, cenários A, B e C.	51
Figura 27 – Custo com a tarifa de energia para os períodos I, II, III e IV - Cenários A, B e C.	52
Figura 28 – Custo com as TAR aplicadas ao consumo, para os períodos I, II, III e IV - Cenários A, B e C.	53
Figura 29 – Custo com as TAR aplicadas ao autoconsumo, para os períodos I, II, III e IV - Cenários A, B e C.	54
Figura 30 - Soma das faturas elétricas para os períodos I, II, III e IV - Cenários A, B e C.	55

Índice de Tabelas

Tabela 1 Resumo dos procedimentos de licenciamento (controlo prévio).	16
Tabela 2 - Resumo das restrições de proximidade.	17
Tabela 3 - Resumo de modelos de CER.	24
Tabela 4 - Caracterização dos consumidores.	39
Tabela 5 - Caracterização da área e potência instalada dos geradores fotovoltaicos.	44
Tabela 6 - Cenários A, B e C simulados.	47

Siglas e Acrónimos

AC	–	AutoConsumo
ACC	–	AutoConsumo Coletivo
CE	–	Comunidade de Energia
CER	–	Comunidade de Energia Renovável
CIEG	–	Custos de Interesse Económico Geral
CPE	–	Código de Ponto de Entrega
CPEc	–	Código de Ponto de Entrega de Consumo
CPEp	–	Código de Ponto de Entrega de Produção
DGEG	–	Direção Geral de Energia e Geologia
EGAC	–	Entidade Gestora de Autoconsumo Coletivo
ERSE	–	Entidade Reguladora do Sistema Elétrico
IA	–	Instalação de Armazenamento
IC	–	Instalação de Consumo
IPr	-	Instalações de Produção
IU	–	Instalação de Utilização
ORD	–	Operador da Rede de Distribuição
PNAER	–	Plano de Ação para as Energias Renováveis
PNEC	–	Plano Nacional Energia e Clima

RARI – Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações

RRC – Regulamento das Relações Comerciais

TRA – Tarifas de Acesso às Redes

UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo

1. INTRODUÇÃO

1.1. ENQUADRAMENTO

As comunidades de energia renovável (CER) surgiram como uma resposta aos desafios globais relacionados com a transição para um sistema energético mais sustentável e à necessidade de redução das emissões dos gases com efeito estufa. As CER apareceram como um complemento aos modelos de produção de energia baseados em combustíveis fósseis e na geração centralizada de energia. Estas novas formas de produção e consumo de energia são soluções tecnológicas que trazem a transição energética para junto dos cidadãos, criando oportunidades e benefícios para os participantes, promovendo a eficiência energética nas instalações, com consequente redução da faturação mensal de energia.

Além disso, a promoção do uso de fontes de energia renovável revela-se essencial para assegurar a segurança do abastecimento energético, fornecer energia sustentável a preços acessíveis, impulsionar o desenvolvimento tecnológico e a inovação, e fomentar a liderança industrial e tecnológica. Esta mudança de paradigma acarreta benefícios significativos em termos ambientais, sociais e de saúde, bem como, oportunidades importantes em matéria de emprego e desenvolvimento regional, especialmente nas áreas mais remotas [1]

Posto isto, a União Europeia, através da publicação da Diretiva (EU) 2018/2001, de 11 de dezembro de 2018 [2], estabelece a necessidade dos estados-membros promoverem uma maior utilização de fontes de energia renovável definindo critérios de sustentabilidade e de redução dos gases com efeito de estufa. Um dos principais objetivos da diretiva é fomentar a adoção de fontes de energia renovável, ressaltando a relevância do autoconsumo através das mesmas, seja de forma individual, coletiva ou por meio de CER.

Através da aprovação, pela resolução do Conselho de Ministros nº107/2019, de 1 de julho, do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), Portugal assumiu o compromisso de alcançar a neutralidade carbónica até 2050. Para o período compreendido entre, de 2021 a 2030, foi desenvolvido o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) [3], o qual desempenha um papel fundamental como instrumento de política energética e climática a nível nacional ao longo da presente década. Neste documento, são estabelecidas as metas, objetivos, políticas e medidas relacionadas com a energia e o clima a serem alcançadas até 2030. [3].

De modo alcançar as metas definidas no PNEC, é desenvolvida regulamentação e legislação para a promoção do autoconsumo. Através do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica nº 373/2021 [4] é estabelecida a modalidade de autoconsumo coletivo onde surge pela primeira vez o conceito de CER. Neste contexto, dois novos intervenientes emergem no setor elétrico, a Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC) e a Comunidade de Energia Renovável (CER) [4].

De forma inovadora, o Decreto-Lei n.º 15/2022 [1], de 14 de janeiro, vem instituir as novas regras de organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 [5], sobre o mercado interno de eletricidade, e a Diretiva (UE) 2018/2001 [2], relativa às energias renováveis. Este decreto-lei [1] promove a descentralização da produção de energia elétrica, atribuindo maior relevância aos consumidores que adquirem a capacidade de produzir, consumir, partilhar, armazenar e vender eletricidade. O regulamento promove diversas ações sustentáveis, tais como, a redução na fatura energética, a redução no custo do investimento inicial, a redução das emissões de CO₂ e ainda o combate à pobreza energética [1].

Tendo em consideração o significativo investimento no desenvolvimento das CER, compreende-se que estas desempenharão um papel fundamental na transição energética e no cumprimento das metas estabelecidas pela União Europeia. No entanto, a complexidade da gestão e operacionalização de uma CER traz consigo diversos desafios, uma vez que, a definição de elementos como o intervalo de tempo para a produção e consumo de energia, a configuração ideal para a partilha de energia, o modelo de comunicação mais adequado e a localização ótima dos dispositivos de produção e armazenamento não são evidentes.

Com a crescente procura por soluções sustentáveis e a necessidade imperativa de transição energética, é crucial superar os obstáculos existentes neste setor. Desta forma, a presente dissertação define o seu propósito na necessidade de responder às dificuldades encontradas na implementação de comunidades de energia renovável, propondo ferramentas que possam automatizar o seu processo de dimensionamento. Ao desenvolver ferramentas eficientes e automatizadas, espera-se facilitar o dimensionamento das CER, tornando o processo mais rápido e preciso, contribuindo assim para o avanço da implementação de fontes de energia renováveis.

1.2. OBJETIVOS DO TRABALHO

Este trabalho de dissertação tem como principal objetivo a automatização do processo de dimensionamento das CER através de unidades de produção fotovoltaicas. Tendo em conta que se trata de um tema inovador e complexo é necessário garantir os seguintes pontos:

- Revisão da literatura relativa a modelos de negócio de instalações CER;
- Desenvolver metodologia de cálculo para a avaliação energética e repartição da energia excedente pelos diferentes participantes da Comunidade;
- Analisar a viabilidade técnico-económica de unidades de armazenamento da CER;
- Aplicar e validar a metodologia em casos de estudo reais;
- Elaborar ferramenta automática de cálculo para testar a referida metodologia;
- Efetuar simulações para diferentes cenários reais de funcionamento;
- Analisar e comparar os diferentes resultados obtidos.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO ESTUDO

A dissertação encontra-se estruturada em cinco capítulos. O primeiro capítulo proporciona uma contextualização e relevância do estudo realizado, definindo o âmbito do tema abordado e os múltiplos objetivos propostos. Além disso, neste capítulo, é exposta a estrutura detalhada da dissertação.

No segundo capítulo, é efetuado o estado da arte no qual se procede a uma descrição rigorosa do enquadramento conceitual e do regime jurídico aplicável às comunidades de energia renovável. São apresentadas diversas configurações de autoconsumo e as suas interações comerciais, assim como os potenciais modelos de negócio.

No terceiro capítulo, é detalhada a metodologia para o dimensionamento de comunidades de energia renovável. Esta metodologia é composta por uma sequência de passos que permitem definir os parâmetros necessários à implementação de uma comunidade. São apresentados os critérios e as etapas envolvidas nesse processo, abordando desde a seleção do local e a análise dos recursos disponíveis, determinação da capacidade de geração, armazenamento e distribuição de energia finalizando com o processo de avaliação da viabilidade económica

da mesma. O objetivo é fornecer uma estrutura clara e orientações práticas para auxiliar no dimensionamento eficiente e adequado de comunidades de energia renovável.

O propósito do quarto capítulo é realizar um estudo de caso detalhado. Este, inicia-se com a caracterização dos perfis de consumo dos diferentes consumidores envolvidos na comunidade, destacando as suas necessidades energéticas e padrões de consumo. É também abordada a forma como a produção de energia renovável é gerida e coordenada entre os membros da comunidade, considerando a interação com a rede elétrica e o armazenamento de energia. Finalizando com a análise e interpretação dos resultados obtidos avaliando o desempenho da comunidade em termos de eficiência energética, sustentabilidade e economia. Através deste estudo de caso, pretende-se fornecer conhecimentos relevantes para compreender a viabilidade e o impacto das comunidades de energia renovável na prática.

No quinto e último capítulo, são expostas as conclusões relativas ao tema da dissertação, com especial ênfase na utilidade da metodologia desenvolvida.

2. AS COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL

2.1. CARACTERIZAÇÃO E CONCEITOS

O conceito de comunidade de energia (CE) tem vindo a ser debatido na literatura desde há muitos anos. Apesar dos esforços, não existe uma definição consensual, uma vez que, a definição de comunidade de energia ajusta-se de acordo com os parâmetros de cada um desses estudos. Contudo, segundo vários autores, este conceito está intimamente relacionado com a produção de energia através de fontes de energia renováveis, assinalando-se um aumento do investimento neste tipo de fontes de produção, sejam estas de produção fotovoltaica, eólica, de aquecimento através de fontes renováveis, ou de armazenamento de energia [6].

As CER podem adotar várias características e por isso serem alvo de diversas interpretações. Todavia, o principal diferencial entre elas prende-se com o processo, ou seja, quem gere a comunidade e o consumidor final, isto é, quem usufrui da comunidade [7].

As CER são apontadas como um dos meios para ajudar a democratizar, descarbonizar e descentralizar o setor de energia em todo o mundo. As CER são um fenómeno reconhecido dentro e fora da UE, e seu crescimento foi apoiado por um mecanismo de financiamento eficiente, uma estrutura legislativa clara que delineou os papéis dos serviços públicos, governos locais e dos consumidores [8].

De acordo com o Parlamento Europeu e de acordo com a Diretiva Europeia 2018/2001 [2], uma comunidade de energia renovável é uma pessoa coletiva, constituída mediante adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas os quais podem ser pessoas singulares, entidades governamentais ou PME e a sua finalidade é propiciar aos seus membros, benefícios ambientais, económicos e sociais [2].

Existem várias configurações de autoconsumo, no que diz respeito à produção e consumo de energia, a CER é uma modalidade de autoconsumo com um funcionamento idêntico ao autoconsumo coletivo, mas que difere na sua definição institucional [9].

Na representação jurídica das CER está a própria comunidade, os membros da comunidade, a Entidade Gestora do Autoconsumo (EGAC), a entidade investidora, os operadores de rede, o agregador e o comercializador. Relativamente aos protagonistas e instalações presentes

numa comunidade estes são normalmente, as Instalações de Produção (IPr), as Instalações de consumo (IC), as Instalações de armazenamento (IA) entre outros que possam ser integrados na comunidade de energia.

Como em outros casos de instalações de consumo, a cada instalação é atribuído um Código Ponto de Entrega (CPE). Neste caso, dependendo do fluxo de energia que se verifique na instalação, dispõe-se de um Código de Ponto de Entrega de Produção (CPEp), um Código de Ponto de Entrega de Consumo (CPEc), ou ambos.

Os diversos intervenientes da comunidade interagem entre si e desempenham um papel essencial nos modelos de negócio. A EGAC assume a responsabilidade pela gestão da distribuição de energia, disponibilização dos dados de consumo ou produção, e venda dos excedentes não consumidos. Atualmente, existem diversos modelos de negócio previstos, modelos baseados em coeficientes de partilha proporcionais ao consumo, no qual toda a produção é partilhada com as instalações de consumo (e de armazenamento, se aplicável) em proporção aos consumos registados em cada período de 15 minutos, e outro modelo baseado em coeficientes de partilha fixos, no qual a partilha da produção é determinada pelos coeficientes comunicados pela EGAC ao Operador da Rede de Distribuição (ORD) [4].

Esses modelos de negócio têm o objetivo de estabelecer regras claras e transparentes para a distribuição e utilização da energia produzida dentro da comunidade. Ao definir coeficientes de partilha proporcionais ou fixos, procura-se equilibrar a distribuição da energia excedente de forma justa entre os participantes, de acordo com os seus consumos. Através desses modelos, pretende-se incentivar a maximização do autoconsumo e a redução da dependência de fontes convencionais de energia, promovendo assim a transição para um sistema energético mais sustentável, justo e resiliente.

2.2. CONFIGURAÇÕES DE AUTOCONSUMO

Entende-se por autoconsumo (AC) o consumo assegurado através de energia elétrica produzida por uma ou mais Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável. Deste modo, é dado o direito ao consumidor final de se tornar autoconsumidor, produzindo a sua própria energia através de fontes renováveis, na(s) sua(s) instalação(ões), de acordo com as condições previstas no Decreto-Lei n.º 15/2022 [1]. O mesmo diploma legal veio reforçar o direito do autoconsumidor armazenar ou vender de energia elétrica, através dos mercados de

eletricidade, nomeadamente, mercados organizados, contratos bilaterais ou de regimes de comercialização entre pares diretamente ou através de terceiros com origem renovável de produção própria [1].

Autoconsumo individual

No autoconsumo individual, o consumidor final produz energia elétrica, através de fontes de energia renováveis, para consumo próprio sendo a produção no mesmo espaço da instalação de utilização (IU). Esta energia pode ser armazenada, cedida à rede (gratuitamente) ou vendida a um comercializador ou agregador, desde que, não constitua a principal atividade económica do consumidor [10].

Na Figura 1 é ilustrado um exemplo de autoconsumo individual recorrendo a uma UPAC fotovoltaica, neste exemplo, está representado um modelo em que existe um armazenamento na própria IU e há utilização da RESP, o que implica um pagamento das TAR.



Figura 1 - Autoconsumo individual, com armazenamento na IU [11].

O excedente do autoconsumo pode ser transacionado de três formas, através do agregador, através do facilitador do mercado, diretamente em mercado organizado ou através de contrato bilateral [4]. A Figura 2 demonstra um esquema com os diferentes contratos para que seja possível ao autoconsumidor vender os excedentes de energia elétrica.



Figura 2 - Venda de excedentes de autoconsumo individual [11].

Autoconsumo coletivo

O autoconsumo coletivo (ACC) concretiza-se quando existe uma ou mais unidades de produção que estão associadas a vários consumidores finais (diferentes CPE), numa proximidade geográfica e elétrica definidas na Tabela 2. A distribuição, pelas IU, da eletricidade produzida pela UPAC pode fazer-se através de rede interna ou da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Nos casos em que a atividade de autoconsumo opere através da RESP devem ser contabilizados os custos das taxas de acesso à rede e demais encargos abordados neste capítulo [1], [4].

O ACC pode adotar as seguintes configurações:

- Autoconsumo coletivo em rede interna;
- Autoconsumo coletivo com uso da RESP;
- Autoconsumo coletivo em rede interna com armazenamento;
- Autoconsumo coletivo com armazenamento e uso da RESP.

Este modelo de autoconsumo tem como vantagem a participação dos vários consumidores nos custos de investimento e manutenção da UPAC, definindo assim a distribuição de energia pelos diversos membros [11]. Na Figura 3 estão representadas três possíveis configurações de autoconsumo coletivo. A Figura 3 a) representa um ACC em rede interna com recurso a uma UPAC fotovoltaica, instalada na cobertura do edifício. Por outro lado, a

Figura 3 b) apresenta uma instalação em que a UPAC é instalada fora da IU, sendo necessária a utilização da RESP. A configuração presente na Figura 3 c) é semelhante à da Figura 3 a) contudo neste terceiro cenário existe o recurso ao armazenamento.

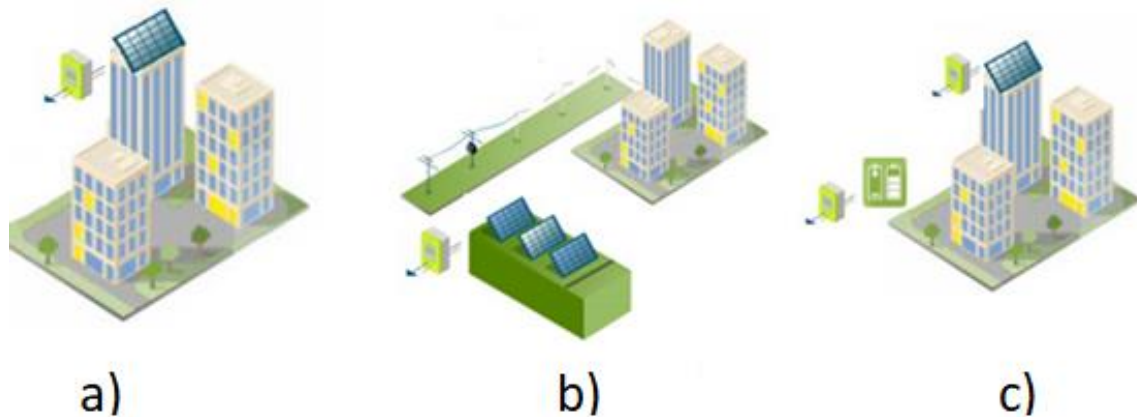


Figura 3 - Autoconsumo coletivo: a) ACC em rede interna; b) ACC com uso da RESP; c) ACC em rede interna com armazenamento [11].

Os autoconsumidores coletivos devem aprovar um regulamento interno que defina os requisitos de acesso de novos membros e a saída de participantes existentes, as maiorias deliberativas exigíveis, as regras de partilha da energia elétrica produzida para autoconsumo e respetivos coeficientes, as regras de partilha do pagamento das TAR, o destino dos excedentes do autoconsumo e a política de relacionamento comercial a adotar e, se for caso disso, a aplicação da respetiva receita. No caso de ser necessário recorrer à RESP, para a prática de autoconsumo coletivo, a EGAC tem de estabelecer um contrato de uso das redes com o ORD, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) e do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) [12]. No esquema da Figura 4 estão demonstrados os possíveis intervenientes da gestão do autoconsumo coletivo.

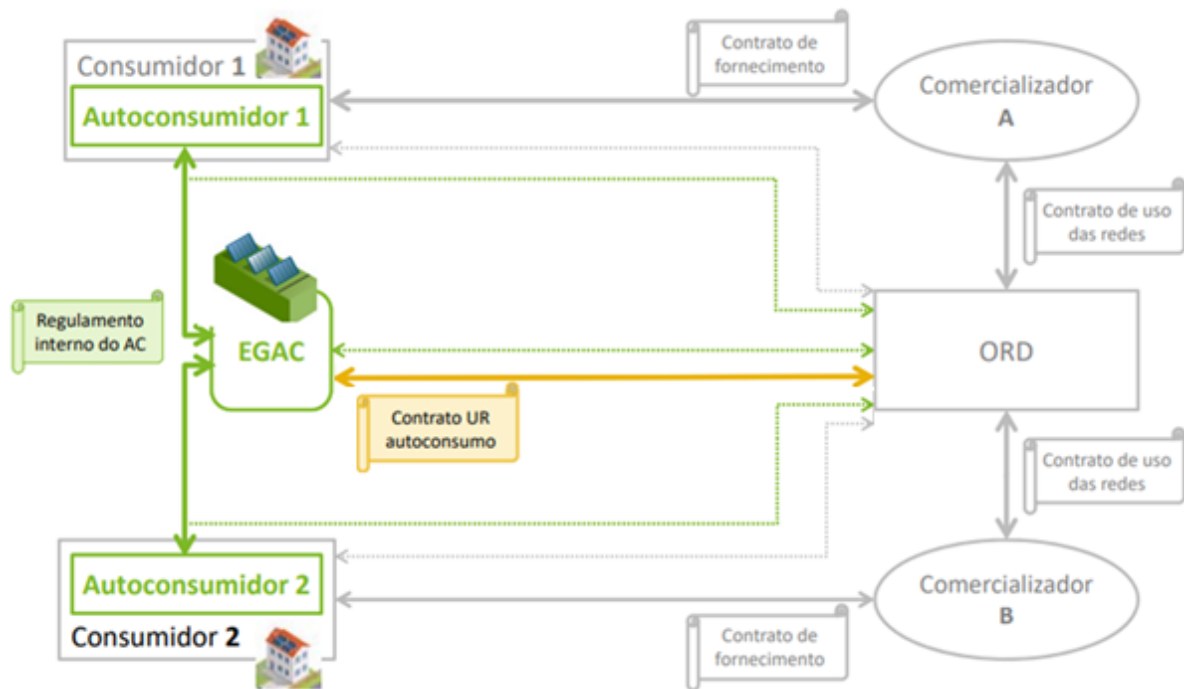


Figura 4 - Intervenientes na gestão do autoconsumo coletivo [11].

Comunidades de Energia Renovável

A definição de comunidade de energia renovável encontra-se definida no artigo nº 189 do Decreto-Lei nº 15/2022 [1] como “uma pessoa coletiva [...], com ou sem fins lucrativos, mediante 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”:

- a) 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, incluindo necessariamente UPAC;
- b) Os referidos projetos sejam detidos e desenvolvidos pela CER ou por terceiros, desde que em benefício e ao serviço daquela;
- c) A CER tenha por objetivo principal propiciar aos membros ou às localidades onde opera a comunidade benefícios ambientais, económicos e sociais em vez de lucros financeiros.

O modelo de CER é uma tipologia de autoconsumo semelhante ao autoconsumo coletivo, não existem aspectos técnicos de produção, consumo ou de dimensões que os diferenciem, apenas divergindo na sua organização. No ACC os autoconsumidores têm uma associação regida por regulamentos internos definindo direitos e obrigações já nas CER esta organização figura uma pessoa coletiva (do tipo cooperativa ou sociedade) que integra os autoconsumidores e outras entidades envolvidas no autoconsumo, tais como, financiadores e entidades gestoras da comunidade [9].

Na Figura 5 estão representados dois exemplos de uma CER com recurso à RESP, em que no exemplo 1 apenas se faz uso da rede de baixa tensão e no exemplo 2 utiliza-se níveis superiores de tensão. Esta diferença terá influência no preço da energia, nomeadamente nas TAR.

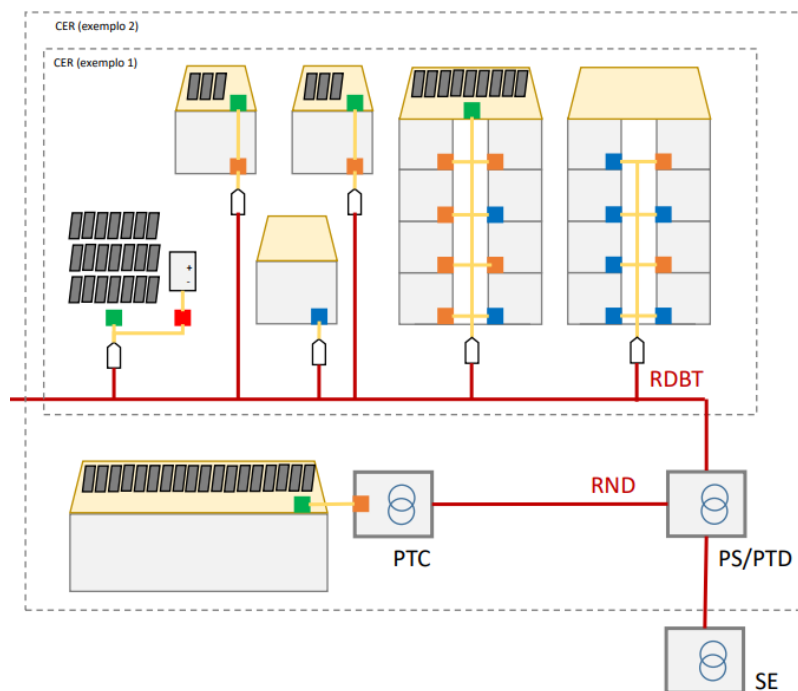


Figura 5 -Exemplo esquemático de 2 tipologias diferentes de CER [13].

Os modelos de ACC e CER têm como objetivo agregar autoconsumidores com unidades de produção próximas e possibilitar a partilha de energia entre eles. Por esse motivo foi necessário criar uma figura para gerir a comunidade.

A EGAC, tem o papel de representar a comunidade coletivamente perante operadores de mercado e entidades administrativas. A EGAC é responsável pelas funções de:

- **Gestão da repartição de energia:**
 - Comunicação dos coeficientes de partilha;
 - Gestão do Armazenamento.
- **Gestão da Informação:**
 - Disponibilização dos dados do consumo e produção das IC da comunidade;
- **Relacionamentos comerciais:**
 - Contrato com comercializador para o autoconsumo;
 - Venda dos excedentes - contrato com o agregador/comercializador;
 - Contrato com o ORD para as Tarifas de Acesso às Redes;
 - Fornecimento aos sistemas de armazenamento com ligação autónoma - Contrato com o comercializador.

Este organismo simplifica a gestão individual de cada autoconsumidor, mas aumenta a responsabilidade em termos da gestão da informação e fluxos financeiros associados aos contratos de cada autoconsumidor.

2.3. ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO

Com o surgir das unidades de produção de eletricidade de baixa potência foi implementado o Decreto-Lei n.º 363/2007 [14], de 2 de novembro, que estabelecia o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência. Este decreto-lei [14] definia quem tinha permissão à atividade de produção, bem como, os seus direitos e deveres, neste diploma são instituídas as competências da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) surgindo também o conceito de microprodução [14]

Em 2011, através do Decreto-Lei n.º 34/2011[15], de 8 de março, é caracterizado o conceito de unidade de miniprodução associado à produção de eletricidade a partir de energias renováveis, baseadas em uma só tecnologia de produção cuja potência de ligação à rede não excedesse os 250 kW [15].

Após a concretização do Plano de Ação para as Energias Renováveis (PNAER 2020) [16], aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 20/2013, surge o Decreto-Lei n.º 153/2014 [10], de 20 de outubro, que não só reformula e integra os anteriores regimes de

miniprodução e microprodução como elabora um enquadramento legal único para as unidades de pequena produção. O decreto-lei [10], estabeleceu que a pequena produção poderia vender a totalidade da energia elétrica à RESP com tarifa atribuída segundo modelos de licitação. Por outro lado, a energia elétrica produzida em autoconsumo que se destinasse predominantemente a consumo, na instalação associada à unidade de produção, tinha a possibilidade de ligação à RESP para venda, a preço de mercado, da eletricidade não autoconsumida.

Esta modalidade de produção, também conhecida como autoconsumo individual, poderia ser baseada em fontes de energia renováveis ou não renováveis que passaram a designar-se como “Unidade de Produção para Autoconsumo”. Este diploma [10] referia-se apenas ao autoconsumo como individual e que o mesmo não teria de ser necessariamente renovável [10].

Posteriormente, com a introdução da Diretiva Europeia (UE) n.º 2018/2001[2], do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, foi instituído o conceito de Comunidade de Energia Renovável. Esta diretiva veio estabelecer metas e objetivos para reforçar a necessidade de promoção das energias renováveis na União Europeia e nos diferentes Estados-Membros através do autoconsumo individual, coletivo e das comunidades de energia renovável. Segundo o artigo n.º 22 desta diretiva [2], os Estados-Membros devem assegurar que autoconsumidores, entidades públicas ou privadas que pretendam ser participantes num projeto de energia se possam juntar e constituir uma Comunidade. O diploma [2] defende que, de forma a promover o autoconsumo renovável, os Estados-Membros viabilizem e facilitem o desenvolvimento das CER, reduzindo os obstáculos regulamentares e administrativos e permitindo que os autoconsumidores possam ter acesso a todos os mercados de energia de forma não discriminatória [2].

Neste âmbito, e em articulação com os objetivos do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), Portugal desenvolveu o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) [3], que representa o principal instrumento de política energética e climática nacional para a presente década. Neste documento foram estabelecidas metas, objetivos, respetivas políticas e medidas em matéria de energia e clima para 2030. Uma das metas mais ambiciosas que foram definidas foi a de alcançar uma quota de 47 % de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto em 2030 [3].

De forma a promover o autoconsumo renovável e cumprir os objetivos definidos no PNEC, foi implementado o Decreto-Lei n.º 162/2019 [17], de 25 de outubro, que transpôs parcialmente a Diretiva Europeia n.º 2018/2001 [2], e revogou o decreto-lei n.º 153/2014 [10]. Este diploma [17] introduziu no regime jurídico português o conceito de Comunidade de Energia Renovável e proporcionou aos autoconsumidores de energia renovável a participação ativa na transição energética, seja através da produção, armazenamento, consumo ou partilha de energia. Esta forma de autoconsumo introduziu alterações significativas face à anterior. O autoconsumo coletivo passou a ser permitido, mesmo com recurso à RESP, a instalação de contadores inteligentes para recolha de dados de produção passou a ser obrigatória, foram modificados os requisitos de contagem para períodos de 15 minutos e foi aceite a integração de infraestruturas de armazenamento de energia elétrica [3], [17].

Em 2022, o Decreto-Lei n.º 15/2022 [1], de 14 de janeiro, veio instituir de forma inovadora as novas regras de organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 [5] do Parlamento Europeu e do Conselho, sobre o mercado interno de eletricidade, e a Diretiva (UE) 2018/2001 [2], relativa às energias renováveis [1], [2], [5]. Este diploma [1] apresenta como principais alterações a dispensa de parecer do ORD dentro de **limiares de potência**, refletidos na Tabela 1.

Tabela 1 Resumo dos procedimentos de licenciamento (controlo prévio) [1].

Potência Instalada da UPAC	Informação a fornecer às entidades responsáveis
$\leq 700W$	Isenção de controlo prévio (sem injeção na RESP)
$> 700W$ e $\leq 30kW$	Comunicação Prévia
$> 30kW$ e $\leq 1MW$	Registo prévio e certificado de exploração
$> 1MW$	Licença de produção e de exploração

De outra forma, é concretizado o conceito de **proximidade**, física e elétrica, resumido na Tabela 2.

Tabela 2 - Resumo das restrições de proximidade [1].

Nível de Tensão	Relação entre UPAC e IU
Baixa Tensão	UPAC e IU \leq 2 km ou ligadas ao mesmo posto de transformação
Média Tensão	UPAC e IU \leq 4 km ou ligadas à mesma subestação
Alta Tensão	UPAC e IU \leq 10 km ou ligadas à mesma subestação
Muito Alta tensão	UPAC e IU \leq 10 km ou ligadas à mesma subestação

Em Portugal, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) tem o dever de fazer aprovar um “regulamento de autoconsumo” abrangendo matérias como a medição, leitura e disponibilização de dados, os modos de partilha de energia entre autoconsumidores, a aplicação de tarifas, preços regulados e o relacionamento comercial entre as entidades intervenientes. Neste sentido, após o processo de Consulta Pública nº 93, é aprovado o Regulamento nº 373/2021, a 5 de maio de 2021 [4]. Este regulamento [4] destaca o papel da EGAC atribuindo-lhe responsabilidades pela interação com o ORD, para efeitos de gestão da partilha de energia e de disponibilização dos dados de produção, assim como, pela relação com o agregador para efeitos da venda dos excedentes do autoconsumo coletivo.

O novo regime prevê também as regras para a utilização do armazenamento de energia elétrica sendo o armazenamento equiparado a uma instalação de consumo ou de produção, adotando-se as respetivas regras (de consumo ou de produção) consoante o comportamento dominante do armazenamento em cada período quarto-horário.

No que concerne à partilha de energia em autoconsumo passam a ser previstas situações em que uma instalação de consumo injete energia na rede, nomeadamente, quando tenha ligadas no seu interior uma UPAC ou um sistema de armazenamento. Nessas situações, a energia injetada na rede é contabilizada para partilha, como a restante energia para partilha no autoconsumo, e é partilhada pelas restantes instalações de consumo em proporção dos coeficientes de partilha aplicáveis. Por outro lado, sempre que uma UPAC necessitar da RESP para alimentar a instalação de consumo, há lugar à cobrança de tarifas de acesso às redes sobre o valor de energia partilhada, sendo esta cobrança efetuada pelo ORD à EGAC [4].

O regulamento [4] estabelece ainda a possibilidade de realizar projetos-piloto, sob proposta de interessados em autoconsumo e tendo em conta uma aprovação por parte da ERSE.

Para além do regulamento do autoconsumo [4], a ERSE emitiu a Instrução n.º 3/2020 [18], de 30 de julho, onde aprova a minuta de contrato de aquisição de energia elétrica pelo comercializador de último recurso a produtores, nos termos do artigo 288.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 [1], aplicando-se também ao excedente no autoconsumo. Através da Diretiva n.º 12/2022 [19], de 19 de maio, foram aprovadas as condições gerais dos contratos de uso das redes para autoconsumo através da RESP. Já a Diretiva n.º 19/2022 [20] valida o regulamento do preço para a instalação urgente de contador no regime de autoconsumo previsto no n.º 7 do art.º 95.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 [1].

A DGEG transmitiu o Despacho n.º 46/2019 [21], de 30 de dezembro, onde esclarece os procedimentos para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo seja através da apresentação de uma comunicação prévia de exploração ou de um pedido de registo e de certificado de exploração. Através da portaria n.º 16/2020 [22], de 23 de janeiro, são estabelecidos os montantes das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos à atividade de autoconsumo e às CER. Surge também o Despacho n.º 4/2020 [12], de 3 de fevereiro, que aprova o Regulamento de Inspeção e Certificação (RIC) e o Regulamento Técnico e de Qualidade (RTQ) [12]. O RIC estabelece os procedimentos associados às ações de inspeção e certificação, bem como, as condições técnicas necessárias de aprovação da UPAC para entrada em exploração. O RTQ estabelece as regras de carácter técnico genericamente aplicáveis à UPAC e demais instalações elétricas, onde são incluídos os esquemas de ligação permitidos, proteções associadas, as regras de aprovação, a certificação de equipamentos que compõem a UPAC e suas instalações auxiliares [12].

Importa salientar que a legislação abordada neste tópico poderá sofrer alterações ou até mesmo ser revogada por legislações futuras.

2.4. RELACIONAMENTO COMERCIAL DAS CER

Da partilha de energia efetuada pela EGAC a cada quarto-horário podem surgir excedentes, ou seja, energia que não é consumida pelas IU nem armazenada em eventuais IA. A gestão da venda do excedente das CER é da responsabilidade da EGAC que tem o papel de representar a comunidade perante os operadores de mercado e outras entidades. O remanescente de energia pode ser transacionado através de um agregador, recorrendo a um facilitador do mercado e ainda em mercado organizado ou através de contrato bilateral [4]. A apreciação dos excedentes transacionadas em mercado é feita de acordo com o que for livremente negociado entre o agregador e a EGAC, aplicando-se as regras previstas no RRC e demais regulamentação da ERSE.

Nos casos em que exista a necessidade de utilização da RESP, para veicular energia elétrica entre a UPAC e a(s) IU, a EGAC estabelece um contrato de uso das redes com a ORD onde é definido o pagamento das TAR, a aplicar ao autoconsumo, nos termos do RARI e do RRC [23].

As TAR, a aplicar ao autoconsumo, resultam das TAR aplicáveis ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas, da totalidade ou parte, das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, no montante a definir pela ERSE. Para além desta dedução as CER podem ter uma isenção nos encargos com os CIEG, esta isenção dos CIEG pode ser de 50%, no caso do autoconsumo individual, ou de 100%, no caso do autoconsumo coletivo ou autoconsumo desenvolvido em CER, competindo à DGEG a verificação das condições de elegibilidade. A Figura 6 demonstra um esquema resumo de como são determinadas as TAR a aplicar ao autoconsumo que recorra à RESP [26].

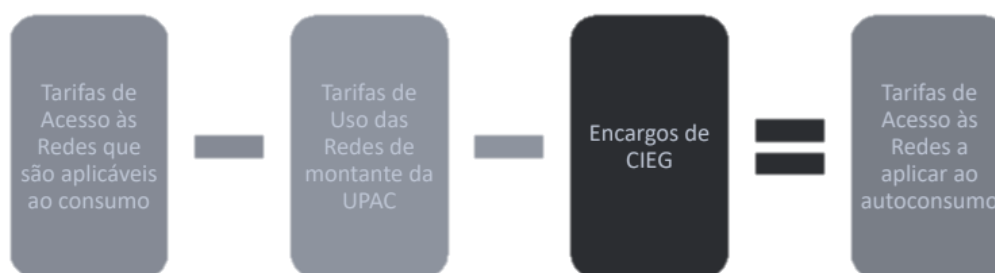


Figura 6 – TAR a aplicar ao autoconsumo através da RESP [11].

No Anexo A apresentam-se as tabelas para os preços das tarifas acima referidas, propostas pela ERSE, para o ano de 2023, e ainda os montantes dos CIEG para os vários níveis de tensão e opções tarifárias.

Importa salientar que a utilização de redes internas que não envolvam a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU não está sujeita a qualquer tarifa. Por outro lado, é preciso ter em conta que a EGAC é responsável pelo pagamento dos desvios provocados no Sistema Elétrico Nacional [4].

2.5. MODELOS DE NEGÓCIO

Atualmente os modelos de negócio com maior relevância podem ser categorizados em duas vertentes, modelos de negócio tradicionais e modelos de negócio avançados. Os modelos de negócio convencionais referem-se a modelos que estão diretamente associados ao autoconsumo individual. Nestes modelos, um ou mais consumidores passam a produzir energia renovável assegurando, parcial ou totalmente, as suas necessidades de consumo. Geralmente, este tipo de instalação está ligada à rede elétrica pública o que possibilita ao autoconsumidor a exportação do excesso de produção [25].

O autoconsumo e a gestão dos excedentes podem ser realizados essencialmente de três formas [28], [29], [30]:

- Autoconsumo puro;
- Autoconsumo com “*Feed in Tariffs*” (FIT);
- Autoconsumo com “*net-metering*” ou “*net-purchasing*”.

Considera-se autoconsumo puro aquele em que o consumo é assegurado por energia elétrica produzida através de uma UPAC e concretizado por um ou mais autoconsumidores de energia. O autoconsumidor apenas gera e consome a sua própria energia sendo que as exportações de energia não são remuneradas ou compensadas [28].

Atualmente o autoconsumo está estreitamente ligado às *FIT*. Este mecanismo é utilizado por diversos governos em todo o mundo e tem como objetivo a aceleração do investimento em fontes de energia renováveis. Através da oferta de contratos de longo prazo é garantido, aos produtores, o retorno dos investimentos. Uma outra política de *FIT* baseia-se em incentivos

fixos previamente estabelecidos, uma prática utilizada frequentemente nos USA. Os valores estabelecidos nos contratos das *FIT* diferem em função do tipo de fonte de energia renovável instalada, conseguindo os países controlar o maior investimento em determinada tecnologia em detrimento de outra. As *FIT* muitas vezes incluem uma diminuição gradual do preço ou tarifa de forma a encorajar as reduções de custos tecnológicos [29].

Um outro mecanismo de compensação dos produtores de energia renovável é o *net-metering* onde o autoconsumidor tem um contrato com a empresa fornecedora de energia. O excesso de eletricidade produzido é injetado na rede, através dessa injeção de eletricidade na rede, o agora produtor recebe créditos que pode utilizar para reduzir na fatura mensal de eletricidade. No modelo de *net-metering* existe um contador que contabiliza, ao mesmo tempo, as importações e exportações avaliando-as ao mesmo preço. Já para *net-purchasing* as importações e exportações são realizadas por diferentes contadores gerando desta forma diferentes valores de compra e venda de energia. Em resumo, ambos os modelos refletem um incentivo ao autoconsumo através de incentivos fiscais [30].

Contudo, muitos consumidores não possuem espaço físico nem recursos financeiros para investir num sistema produtor. Desta forma, surge a gestão coletiva de ativos energéticos que através de estratégias comunitárias permite aos membros de uma comunidade de energia compartilharem os benefícios de um sistema de energia renovável. Porém, as CERs apresentam um nível de complexidade significativo, o que resulta no surgimento de novos modelos de negócio.

Na literatura são apresentados vários modelos de negócio que divergem bastante um dos outros dada a multiplicidade de leis e restrições dos diferentes países. Através de uma extensiva revisão da literatura Botelho D. et al. [31] divide os modelos de negócio avançados em cinco categorias, modelos de negócio baseados em agregadores, modelos de negócio baseados na *demand-response*, modelos de negócio com foco em plataformas de P2P e modelos de negócio voltados para os serviços coletivos [31].

Por outro lado, Reis et al [32], com base em comunidades europeias, identifica vários modelos de negócio de acordo com o atual regime jurídico europeu. Tendo em conta que a presente dissertação assenta no estudo de projetos a aplicar em Portugal serão resumidos os modelos de negócio examinados por Reis et al. [32]:

Nas comunidades de produção coletiva, a geração e distribuição de energia são realizadas em espaços compartilhados por todos os membros. Nesse modelo, o investimento é dividido entre os participantes, assim como a produção de energia e a receita obtida com a venda do excedente, seguindo regras estabelecidas de forma colaborativa.

Em Portugal, um modelo de negócio que já se encontra em vigor e que conta com diversos exemplos é aquele em que as comunidades são parcial ou totalmente financiadas por terceiros. Nesses casos, as entidades investidoras detêm os ativos da comunidade e assumem os custos e riscos associados. O investidor assume o esforço financeiro e obtém retorno por meio da venda de energia produzida aos membros da comunidade. Por sua vez, os consumidores passam a ter acesso a energia a preços mais acessíveis.

Já os modelos de negócio das comunidades de agregação de flexibilidade visam a implementação de estratégias coletivas de gestão da procura entre os membros, com o intuito de oferecer flexibilidade ao operador. Embora os mercados de flexibilidade atuais sejam voltados para clientes comerciais e industriais que possuem capacidade de fornecer flexibilidade em larga escala, a comunidade de agregação de flexibilidade procura reunir a flexibilidade de vários membros para alcançar volumes de negócios significativos nesse mercado. Nesta tipologia de modelo, são estabelecidos contratos bilaterais entre o agregador da comunidade e os membros, nos quais, os membros se comprometem a ajustar os seus padrões de consumo em troca de benefícios, tais como, a redução da fatura da eletricidade. Por conseguinte, a comunidade de agregação de flexibilidade cria uma abordagem colaborativa para otimizar o consumo de energia e oferecer vantagens econômicas aos participantes. Atualmente, existem dois tipos de gestão da procura de energia, também conhecidos como *Demand Side Management* (DSM): o DSM Despachável e o DSM não Despachável.

No DSM Despachável, os membros da comunidade concordam em permitir que as suas cargas sejam controladas diretamente por uma entidade externa durante os períodos de ponta. Isto significa que a entidade externa tem autoridade para ajustar ou desligar temporariamente certos equipamentos ou cargas para reduzir o consumo de energia durante os momentos de pico.

Já na DSM não Despachável os membros da comunidade estão sujeitos a sinais de preço dinâmicos que influenciam o seu perfil de consumo. Esses sinais de preço podem variar ao

longo do dia, refletindo a oferta e a procura de eletricidade em diferentes momentos. Os consumidores são incentivados a ajustar o seu consumo de acordo com sinais de preço, deslocando atividades de maior consumo energético para os períodos de tarifa mais baixa. Caso não cumpram os requisitos estabelecidos, podem ser aplicadas penalizações. [31][32].

A variedade de modelos de negócio no âmbito das CER tem desempenhado um papel fundamental ao proporcionar uma maior participação de consumidores na transição energética. Estes modelos oferecem oportunidades para que os consumidores se tornem ativos na produção e consumo de energia renovável, promovendo a partilha de recursos e benefícios, reduzindo os custos energéticos e contribuindo para a descarbonização do setor energético. Além disso, tais modelos estimulam a participação ativa dos consumidores, fomentando o envolvimento comunitário e a conscientização ambiental. Através da implementação de estratégias colaborativas e da adoção de tecnologias adequadas, as comunidades de energia renovável têm desempenhado um papel importante na transformação do sistema energético, direcionando-o para uma transição mais sustentável e inclusiva, com ênfase na produção de energia renovável.

Como visto anteriormente, existe uma infinidade de modelos de negócio que se ajustam conforme as características de cada, na Tabela 3 estão resumidos alguns modelos de negócio e quais as suas principais vantagens.

Tabela 3 - Resumo de modelos de CER

Modelo de negócio	Finalidade
Edifício com autoconsumo individual	Redução na fatura / Venda de excedentes
Edifício com autoconsumo coletivo em rede interna	Redução na fatura das diferentes IU / Venda de excedentes
Conjunto de edifícios com autoconsumo coletivo e uso da RESP.	Redução na fatura das diferentes IU / Transação em mercado <i>Peer to Peer (P2P)</i> / Venda de excedentes
UPAC detida por uma empresa de Serviços de Energia ou Comercializadora	Venda de energia e excedentes às CER a preços reduzidos

A variedade de modelos de negócio no âmbito das CER tem desempenhado um papel fundamental ao proporcionar uma maior participação de consumidores na transição energética. Estes modelos oferecem oportunidades para que os consumidores se tornem ativos na produção e consumo de energia renovável, promovendo a partilha de recursos e benefícios, reduzindo os custos energéticos e contribuindo para a descarbonização do setor

energético. Além disso, tais modelos estimulam a participação ativa dos consumidores, fomentando o envolvimento comunitário e a conscientização ambiental. Através da implementação de estratégias colaborativas e da adoção de tecnologias adequadas, as comunidades de energia renovável têm desempenhado um papel importante na transformação do sistema energético, direcionando-o para uma transição mais sustentável e inclusiva, com ênfase na produção de energia renovável.

3. METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DAS CER

3.1. DIMENSIONAMENTO DA COMUNIDADE

Tal como abordado anteriormente, é amplamente reconhecido que o setor da produção de energia está a passar por uma mudança drástica. O caminho que será percorrido ainda não está definido, mas é expectável que envolva a descentralização da produção e a liberalização do mercado energético. Este cenário resultará num aumento significativo dos projetos de comunidades de energia renovável, nos quais, pessoas individuais e as comunidades poderão desempenhar um papel ativo na geração e consumo de energia.

Posto isto, torna-se de extrema importância desenvolver métodos e processos que, por um lado, agilizem a implementação de projetos e, por outro lado, avaliem a sua viabilidade antes da sua execução. Desta forma, é possível garantir que apenas os projetos viáveis e sustentáveis sejam levados adiante, otimizando recursos e maximizando os benefícios das comunidades de energia renovável. A criação de critérios claros e de ferramentas eficientes de análise contribuirá para um processo mais eficiente e seguro, promovendo o avanço dessa transformação energética.

Nesta dissertação foram estabelecidos vários processos que pretendem auxiliar o dimensionamento de uma CER. A Figura 8 apresenta uma visão geral e sistematizada de todos os procedimentos para o correto dimensionamento de uma CER. Cada um desses processos será detalhado nos capítulos subsequentes.

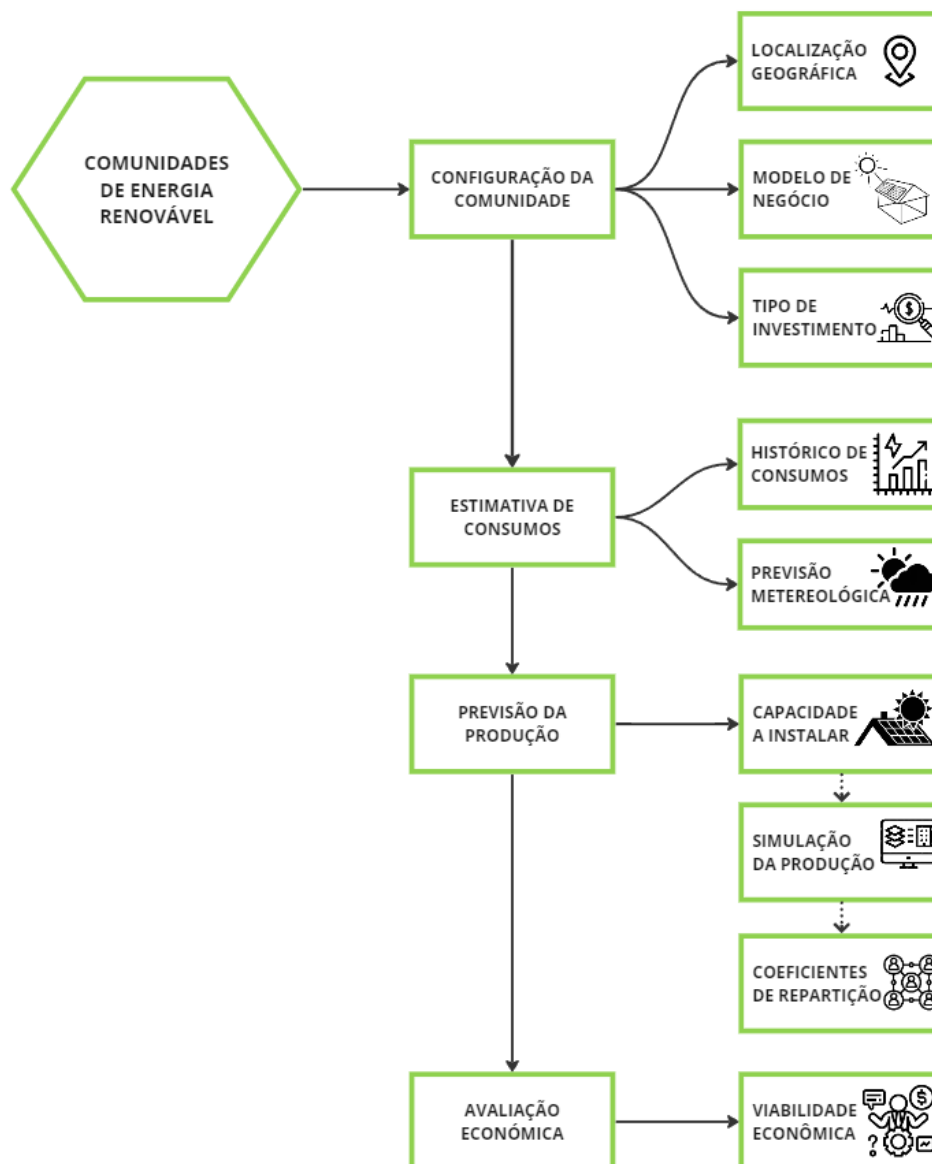


Figura 8 - Processo de dimensionamento da CER.

3.2. CONFIGURAÇÃO DA COMUNIDADE

Na etapa inicial de conceção da comunidade, é importante estabelecer três elementos fundamentais: a localização geográfica, o modelo de negócio a ser implementado e a origem do investimento.

A localização geográfica da CER tem um impacto significativo em diversos aspetos do seu dimensionamento. Esta pode estar situada em áreas urbanas, rurais, industriais ou mistas, cada uma com características distintas que influenciam diretamente na escolha do modelo de negócio a aplicar. No caso de uma localização rural, por exemplo, é mais provável que existam terrenos para a implantação das UPAC. Este indicador pode levar à implantação de

uma UPAC centralizada num terreno dedicado exclusivamente para esse fim. Por outro lado, quando a CER está localizada em áreas urbanas, talvez seja mais apropriado utilizar o modelo de autoconsumo em rede interna, aproveitando as coberturas dos edifícios participantes para a instalação das UPAC.

No caso de uma localização em meio industrial, o contexto é caracterizado por um consumo de energia geralmente elevado. Neste cenário, a escolha do modelo de negócio pode passar pela implantação de unidades de produção distribuídas em diferentes pontos da área industrial, aproveitando as coberturas, terrenos ou outras estruturas disponíveis. Além disso, em ambientes industriais, é comum existir uma maior capacidade de investimento e infraestruturas, o que pode viabilizar a implementação de soluções mais complexas, como sistemas de armazenamento de energia ou a participação em mercados de energia.

No que concerne à tipologia do investimento existem várias possibilidades a considerar. Entre elas, destacam-se o investimento privado, no qual um ou mais consumidores recorrem a capitais próprios para financiar um determinado projeto. Outra opção, é o investimento público, no qual entidades governamentais ou organizações públicas fornecem financiamento ou subsídios para apoiar o desenvolvimento de uma CER. As comercializadoras de energia também apresentam várias soluções para a implementação de autoconsumo, assumindo, por exemplo, os encargos iniciais e realizando contratos de longo prazo com os beneficiários.

Da mesma forma, as empresas de serviços energéticos (ESE) podem colaborar no financiamento de projetos, provendo capital ou facilitando o acesso a linhas de crédito. Auxiliando assim os participantes da comunidade a obterem recursos financeiros necessários para a implantação das infraestruturas. Estas empresas têm a capacidade de oferecer contratos de desempenho energético, nos quais se comprometem a reduzir os custos energéticos e garantir economias aos participantes da comunidade. Além disso, a(s) ESE desempenham um papel relevante no processo de implementação das CER, disponibilizando serviços de consultoria energética que contribuem para a conceção e dimensionamento adequados dos sistemas de produção de energia renovável. Adicionalmente, as ESE auxiliam na seleção e instalação dos equipamentos mais adequados, assegurando a correta operação das infraestruturas.

Atualmente, existem diversos outros modelos de investimento disponíveis, os quais apresentam uma série de variáveis a serem consideradas. É por isso fundamental a realização de uma análise minuciosa de cada caso. A seleção do tipo de investimento dependerá de vários fatores, tais como, a dimensão do projeto, o envolvimento da comunidade, a disponibilidade de recursos financeiros e o contexto regulamentar e político. Cada tipo de investimento apresenta vantagens e adversidades específicas, devendo ser cuidadosamente avaliado de acordo com as necessidades e objetivos da CER em questão.

O esquema da Figura 9 tem por objetivo facilitar a compreensão dos processos de configuração de uma comunidade de energia renovável.

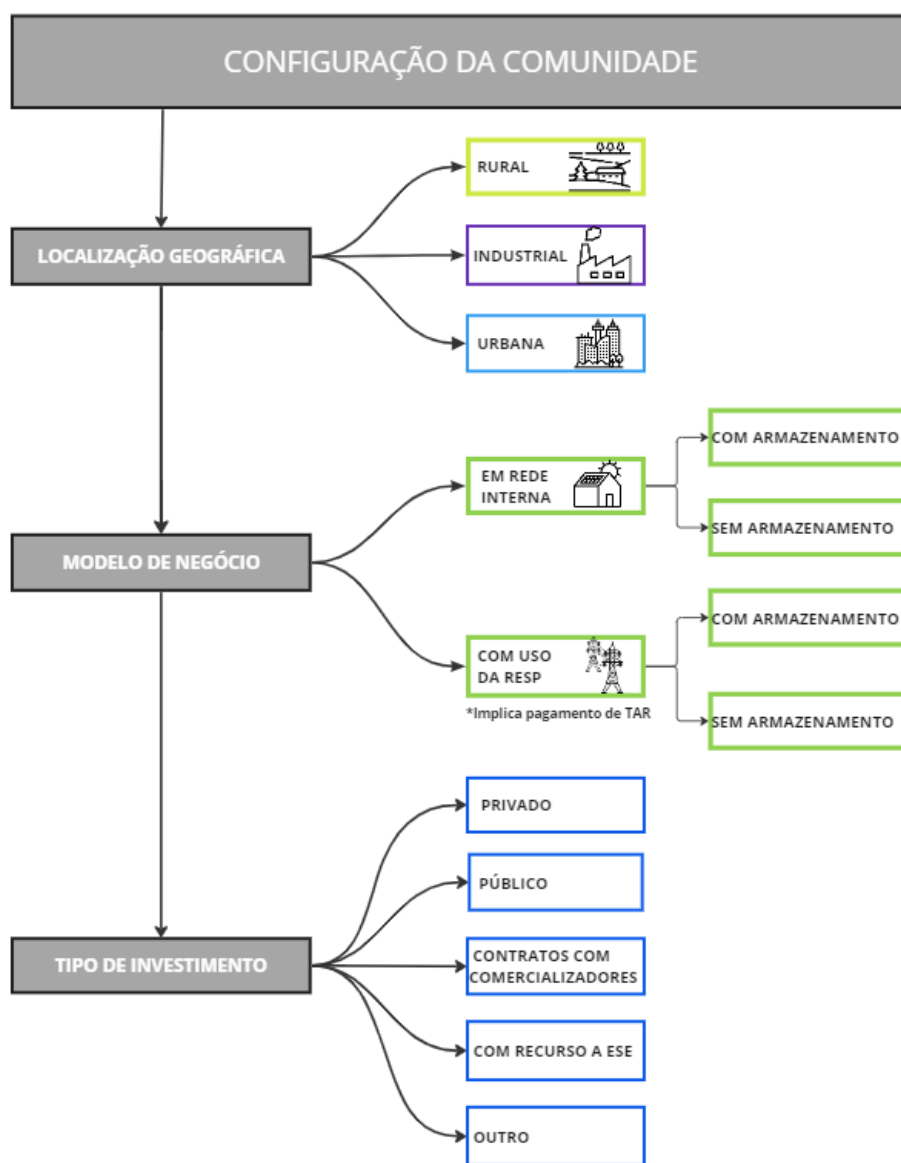


Figura 9 - Processo de configuração da CER.

3.3. ESTIMATIVAS DE CONSUMOS

Concluída a seleção da localização, modelo de negócio e tipo de financiamento para a comunidade, é necessário realizar-se uma estimativa de consumos. Nesta fase, é crucial compreender quais serão os potenciais consumos dos diferentes intervenientes da comunidade. Esta estimativa deve ser realizada com base em perfis de consumo ou, quando possível, através de diagramas de carga, minimizando erros ou desacertos provocados por fatores alheios.

A realização de um estudo detalhado de cada consumidor permitirá obter uma previsão mais concreta do consumo total da comunidade. A análise exaustiva dos participantes envolve a consideração de diversos fatores, tais como, padrões de uso, horários de pico, sazonalidade e especificidades de cada tipo de consumidor. Com base nessas informações, é possível obter uma previsão final de consumo que servirá como base para a elaboração adequada do novo sistema a implementar.

Na ausência de dados de contagem, é possível utilizar-se diagramas de carga padrão, para diferentes níveis de tensão e opção tarifárias. Estes perfis, elaborados pela REN e posteriormente aprovados e disponibilizados pela ERSE, resultam de um levantamento de dados de consumo durante sete anos e representam de maneira adequada os perfis de consumo dos consumidores em BTN.

Importa destacar que consumidores em MT e BTE podem não dispor de sistemas de telecontagem, devido a impedimentos técnicos decorrentes da falta de cobertura de rede de comunicações móveis ou linha telefônica da rede fixa. Nessas circunstâncias, a contagem deve ser efetuada de forma manual no local da instalação.

De outra forma, é importante realizar uma previsão meteorológica do local onde serão projetadas as infraestruturas de produção da comunidade. Estes dados irão contribuir para a realização de cálculos precisos e estimativas confiáveis do potencial de produção de energia ao longo do ano.

Além disso, a meteorologia desempenha um papel importante na seleção do tipo de componentes a instalar. Conhecer as condições climáticas da região, como a temperatura média, ocorrência de chuvas ou o número de horas de sol por dia, permite-nos selecionar os equipamentos mais adequados que possam operar de forma eficiente e durável em condições

específicas.

Em suma, a análise criteriosa dos consumos e da meteorologia local são dois fatores essenciais para um dimensionamento adequado das fontes de produção, permitindo aproveitar ao máximo o potencial energético dos recursos naturais e garantir um desempenho ótimo dos sistemas ao longo do tempo.

A Figura 10 resume o processo de estimativa dos consumos que está dependente de um determinado perfil de consumo, influenciado pelas condições climáticas da região.



Figura 10 - Processo de estimativa de consumos.

3.4. PRODUÇÃO E PARTILHA DE ENERGIA

Após a obtenção dos perfis de consumo, é possível estimar a capacidade a ser instalada. No entanto, esse valor não é fixo e depende de variáveis como a área disponível para a instalação das unidades produtoras, o modelo de negócio adotado ou a meta de produção de energia que a comunidade pretende alcançar.

Uma vez selecionada a capacidade apropriada a instalar, torna-se crucial realizar uma simulação da quantidade de energia a ser produzida. Nesse sentido, é importante que a simulação da produção seja o mais realista possível levando em consideração as possíveis perdas que podem ocorrer no sistema. Tendo em vista a otimização da instalação, decidiu-se que a simulação de produção deverá ser efetuada através de software específicos, tais como, PVSOL, utilizado nesta dissertação, ou equivalentes.

De acordo com os valores de produção simulados, é necessário definir-se como ocorrerá a partilha da energia. Essa decisão envolve a determinação da chave de repartição, que pode ser baseada em diferentes modelos que poderão garantir a eficiência e eficácia, tanto energética como financeira, dos projetos [23].

No regulamento [4], da ERSE, a interpretação dos modelos de repartição pode ser algo subjetiva, contudo, é possível estabelecer três modelos de repartição de energia.

A partilha de energia baseada em coeficientes fixos que incide sobre a energia injetada na rede por IC, IA, IPr com armazenamento ou UPAC integrados. A definição da repartição é feita de acordo com coeficientes fixos, para cada período de 15 minutos. Neste modelo a EGAC é responsável por comunicar ao respetivo ORD, através do portal do autoconsumo e das CER, os respetivos coeficientes aplicáveis à partilha da energia. O modelo em questão tem como principal vantagem a sua simplicidade, uma vez que, cada UPAC reparte a energia por cada IU de acordo com coeficientes fixos indicados pela EGAC. Por outro lado, apresenta um elevado nível de ineficiência, dado que, injeta excesso individual na rede, quando o consumo é baixo, em vez de repartir para outras IU.

A energia que é repartida na IU pode ser calculada através da equação [25]:

$$ER_{IU_i} = \frac{F_{IU_i}}{\sum_i F_{IU_i}} * \sum_j E_{UPACj} \quad (1)$$

Em que:

- ER_{IU_i} - Energia repartida na IU_i ;
- F_{IU_i} - Fator de repartida na IU_i ;
- $\sum_j E_{UPACj}$ - Energia produzida a repartir;
- i - Índice da IU;
- j - Índice da unidade produção.

Um segundo modelo é baseado em coeficientes proporcionais ao consumo, onde a partilha da energia pelas IC e IA é feita de forma proporcional ao consumo medido nas IC e à injeção medida na IA, em cada período de quarto-horário. Neste cenário o consumo de energia

autoproduzida é maximizado tornando este modelo mais eficiente. Contudo, a CER deixa de ter influência na repartição da energia ficando a mesma ao encargo da ORD [4]. A equação 2 reflete o cálculo a efetuar neste modelo de coeficientes [25]:

$$ER_{IU_i} = \frac{EC_{IU_i}}{\sum_i EC_{IU_i}} * \sum_j E_{UPACj} \quad (2)$$

Em que:

- ER_{IU_i} - Energia repartida na IU_i ;
- EC_{IU_i} – Energia consumida na IU_i ;
- $\sum_j E_{UPACj}$ – Energia produzida a repartir;
- i - Índice da IU ;
- j - Índice da unidade produção.

Além disso, é possível optar por um modelo híbrido, que combina elementos dos dois modelos previamente mencionados, proporcionando maior flexibilidade na partilha de energia. Contudo, a escolha da chave de repartição dependerá sempre das características e objetivos de cada CER em particular.

Atualmente estão em desenvolvimento modelos com base em sistemas específicos de gestão dinâmica que possibilitam a monitorização, controlo e gestão dinâmica de energia, em tempo real, com vista à otimização dos fluxos energéticos. Este tipo de gestão requer um sistema complexo de interação de informação entre a EGAC e a E-REDES. Em casos de projetos piloto sobre as CER, a ERSE pode aprovar regras de partilha diferentes das que são contempladas no regulamento [4].

É importante ressaltar que dadas as indefinições existentes na partilha de energia, aquando da escrita desta dissertação, não podemos assumir as equações acima apresentadas como máximas, mas um reflexo da interpretação da legislação e regulamentação em vigor.

Mais uma vez foi desenvolvido um fluxograma para auxílio no processo de dimensionamento de uma comunidade. Nesta etapa é executada uma previsão da produção seguindo o esquema da Figura 11.

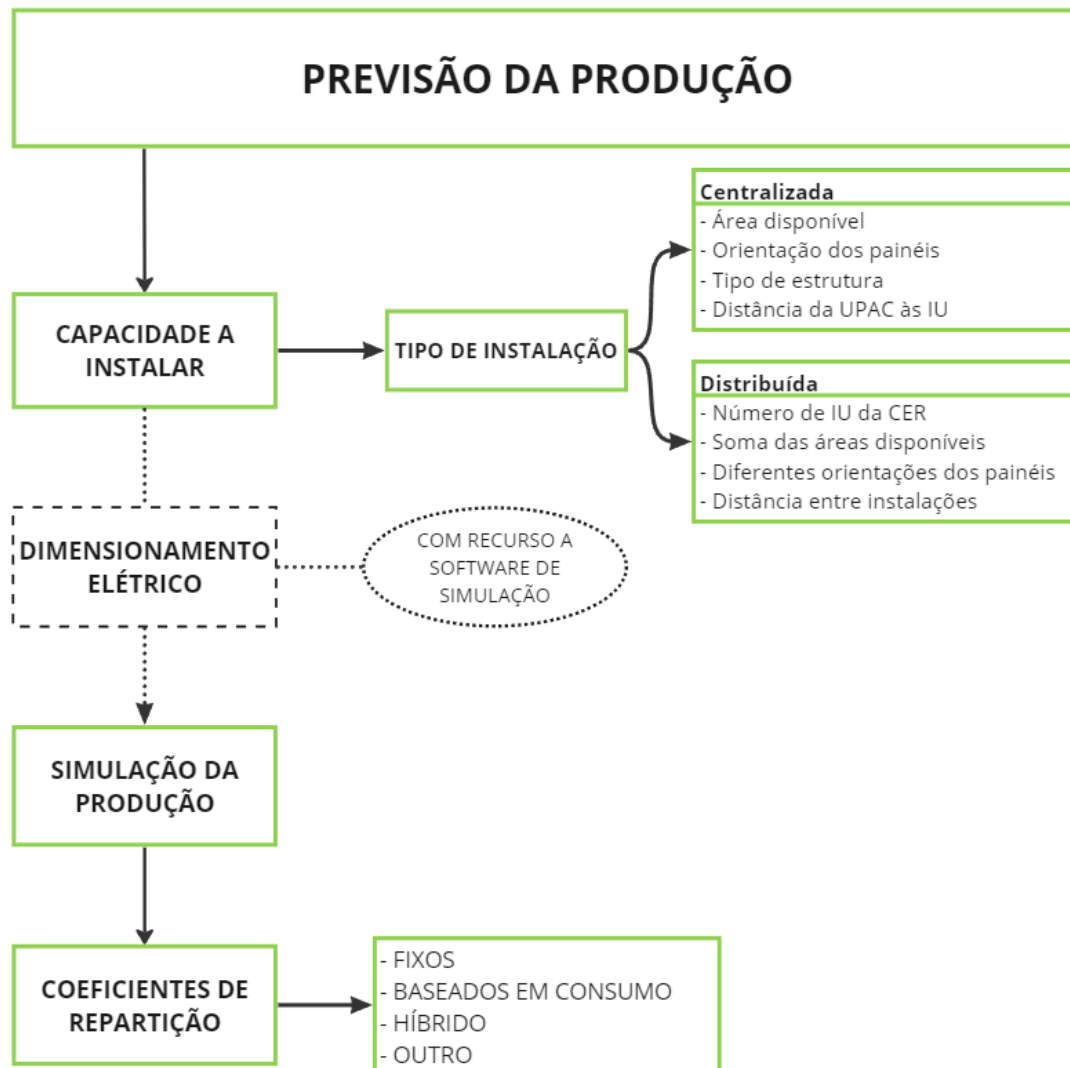


Figura 11 - Processo de previsão da produção.

3.5. FERRAMENTA DE CALCULO

Por fim, com o objetivo de auxiliar os estudos de implementação de CER foi desenvolvida a uma ferramenta com recurso a Excel. Esta permite efetuar cálculos energéticos, assim como, financeiros, auxiliando o processo de decisão.

É importante salientar que o funcionamento da folha depende de softwares externos para obtenção de valores de consumo ou produção das centrais fotovoltaicas a implementar. Posto isto, em seguida será explanado o funcionamento da ferramenta de cálculo.

Inicialmente o utilizador deverá introduzir as informações referentes aos diferentes consumidores, tais como, nível de tensão, a potência contratada, o ciclo de faturação e o ciclo tarifário. Veja-se a Figura 12 abaixo apresentada.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Consumidor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Nível de Tensão	MT	BTE	BTE	BTE	MT	BTE	MT	MT	BTE	MT
3	Potência Contratada (kVA)	292,95	41,41	44	43	63,98	45	418	518	56	116,25
4	Ciclo de Faturação	Semanal	Diário	Diário	Diário	Semanal	Diário	Semanal	Semanal	Diário	Semanal
5											
6											
7											
8											
9											
10											
11											
12											
13											
14											
15											
16											
17											
18											
19											
20											
21											
22											

Figura 12 – Introdução dos dados dos participantes – Dados dos consumidores.

Em seguida, já com os perfis de consumo e produção obtidos é necessária a introdução dos mesmos na folha de cálculo. Desta forma serão calculados os valores de energia a repartir, bem como o consumo líquido em intervalos de 15 minutos. Na Figura 13 é demonstrado um exemplo do cálculo da repartição de energia.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Consumidor	data/ hora	Período do ano	Dia da Semana	DDS	Consumo (kWh)	Produção (kWh)	Repartição da energia (kWh)	Consumo Líquido (kWh)	Ciclo
32	1	01/01/2022 07:30	Inverno	sábado	6	13,5	0	-	13,50	3
33	1	01/01/2022 07:45	Inverno	sábado	6	13,5	0	-	13,50	3
34	1	01/01/2022 08:00	Inverno	sábado	6	14,50005	0	0,00	14,50	3
35	1	01/01/2022 08:15	Inverno	sábado	6	15	0,121796	0,09	14,91	3
36	1	01/01/2022 08:30	Inverno	sábado	6	14,50005	0,3469532	0,25	14,25	3
37	1	01/01/2022 08:45	Inverno	sábado	6	14,25	0,702687	0,40	13,85	3
38	1	01/01/2022 09:00	Inverno	sábado	6	15	5,814729	3,27	11,73	3
39	1	01/01/2022 09:15	Inverno	sábado	6	13,75005	10,6181	4,81	8,94	2
40	1	01/01/2022 09:30	Inverno	sábado	6	15,75	5,85479	3,16	12,59	2
41	1	01/01/2022 09:45	Inverno	sábado	6	16,9995	6,17761	3,46	13,54	2
42	1	01/01/2022 10:00	Inverno	sábado	6	18	3,18116	1,79	16,21	2
43	1	01/01/2022 10:15	Inverno	sábado	6	16,2495	12,27088	6,03	10,22	2
44	1	01/01/2022 10:30	Inverno	sábado	6	13,75005	11,113962	6,74	7,01	2
45	1	01/01/2022 10:45	Inverno	sábado	6	16,2495	18,51753	12,49	3,76	2
46	1	01/01/2022 11:00	Inverno	sábado	6	15	19,6837685	10,24	4,76	2
47	1	01/01/2022 11:15	Inverno	sábado	6	13,00005	20,26633	10,20	2,80	2
48	1	01/01/2022 11:30	Inverno	sábado	6	17,25	13,08599	7,94	9,31	2
49	1	01/01/2022 11:45	Inverno	sábado	6	14,25	14,14537	7,10	7,15	2
50	1	01/01/2022 12:00	Inverno	sábado	6	19,0005	19,878819	13,26	5,74	2
51	1	01/01/2022 12:15	Inverno	sábado	6	16,0005	17,27299	9,28	6,72	2
52	1	01/01/2022 12:30	Inverno	sábado	6	15	24,11776	13,92	1,08	2
53	1	01/01/2022 12:45	Inverno	sábado	6	14,74995	22,59543	11,15	3,60	2
54	1	01/01/2022 13:00	Inverno	sábado	6	14,50005	15,87229	8,67	5,83	2
55	1	01/01/2022 13:15	Inverno	sábado	6	15,2505	20,841793	14,01	1,24	2

Figura 13 – Repartição da energia – Ferramenta de cálculo.

Para o desenvolvimento da ferramenta utilizou-se a equação (2) que flete uma repartição da energia produzida baseando-se nos consumos de cada participante. Contudo, a alteração do método de repartição é de fácil acesso ao utilizador.

Com o intuito de associar cada perfil de consumo aos seus respetivos períodos tarifários (ponta, cheia, vazio normal e super vazio), desenvolveu-se um sistema de codificação, conforme ilustrado na Figura 14. Este método revelou-se eficaz para a identificação precisa dos diferentes perfis de consumo.

BTE				BTE/MT					
Horário	Diário		Horário	Ciclo semanal					
	Tarifa treta-			Inverno			Verão		
	Inverno	Verão		Sem.	Sab.	Dom.	Sem.	Sab.	Dom.
00:00	3	3	00:00	3	3	3	3	3	3
00:15	3	3	00:15	3	3	3	3	3	3
00:30	3	3	00:30	3	3	3	3	3	3
00:45	3	3	00:45	3	3	3	3	3	3
01:00	3	3	01:00	3	3	3	3	3	3
01:15	3	3	01:15	3	3	3	3	3	3
01:30	3	3	01:30	3	3	3	3	3	3
01:45	3	3	01:45	3	3	3	3	3	3
02:00	3	3	02:00	3	3	3	3	3	3
02:15	4	4	02:15	4	4	4	4	4	4
02:30	4	4	02:30	4	4	4	4	4	4
02:45	4	4	02:45	4	4	4	4	4	4
03:00	4	4	03:00	4	4	4	4	4	4
03:15	4	4	03:15	4	4	4	4	4	4
03:30	4	4	03:30	4	4	4	4	4	4
03:45	4	4	03:45	4	4	4	4	4	4
04:00	4	4	04:00	4	4	4	4	4	4
04:15	4	4	04:15	4	4	4	4	4	4
04:30	4	4	04:30	4	4	4	4	4	4

1	Ponta
2	Cheias
3	Vazio
4	Super vazio

Figura 14 – Sistema de codificação – ferramenta de cálculo.

Através dos novos perfis de consumo devidamente calculados, segue-se a folha denominada como “Estudo Geral” onde o utilizador terá acesso, de forma automática, a valores de consumo, produção fotovoltaica, preços de tarifas, incluindo as TAR a aplicar ao Autoconsumo e ainda o valor final da fatura. Tal como é possível verificar na Figura 15 os valores são divididos por mês e por consumidor.

	A	B	C	D				E	F	G	H	I				J	K	L
1				CONSUMO (kWh)							Consumo Total Liq.	Produção Fotovoltaica (kWh)						
2	Consumidor	Nível de Tensão	Mês	Vazio N.	S. Vazio	Ponta	Cheia			Vazio N.		S. Vazio	Ponta	Cheia				
3				3	4	1	2			3	4	1	2					
4	1	MT	Janeiro	19369,401	14422,5	10966,2	30289,5	75047,612	6,32724426	0	28,3693781	45,8204096						
5	2	BTE	Janeiro	1027,1507	1148,25	1202,58	2323,7	5701,684	0	0	3,35376421	15,991053						
6	3	BTE	Janeiro	1041,9868	524,511	994,96	2486,99	5048,450	0	0	2,15467322	21,0667187						
7	4	BTE	Janeiro	3857,6278	2731,5	2330,89	6075,03	14995,052	0	0	5,39466646	43,7576443						
8	5	MT	Janeiro	181,43123	170,134	0	0	351,566	0,00482117	0	0	6,8781E-05						
9	6	BTE	Janeiro	1644,6304	1632,75	1866,92	4985,01	10129,305	0	0	5,61812837	35,5276971						
10	7	MT	Janeiro	28079,444	24541,5	25007,4	65867,8	143496,146	81,9782364	0	93,975607	224,179748						
11	8	MT	Janeiro	9088,4029	5150,25	11930,2	27079,9	53248,703	30,7858542	0	47,5460073	82,5569737						
12	9	BTE	Janeiro	2442,6616	2095,5	2326,32	6381,83	13246,312	0	0	6,70123197	53,9970758						
13	10	MT	Janeiro	384,07806	340,998	1362,41	4120,42	6207,902	0,00506367	0	6,01298263	9,03379615						
14	1	MT	Fevereiro	16575,538	13789	10453,1	28002,5	68820,144	9,34991801	0	29,0126243	51,5359294						
15	2	BTE	Fevereiro	951,14723	1032,25	1042,32	2015,63	5041,352	0,00770842	0	5,18377226	21,7339238						
16	3	BTE	Fevereiro	818,82433	469,009	705,093	2094,71	4087,635	0,00558569	0	3,56341587	39,4969998						
17	4	BTE	Fevereiro	3348,1422	2298,5	1882,62	4891,52	12420,784	0,00746834	0	7,92060509	81,5445702						
18	5	MT	Fevereiro	24,155538	140,251	0	0	164,407	0,00144295	0	0	0,00015731						

Figura 15 - Visão geral da análise energética e económica – Ferramenta de cálculo.

Esta folha de cálculo possibilita ao utilizador a flexibilidade de ajustar a informação disponível de acordo com o consumidor, nível de tensão ou meses do ano. Isso proporciona uma análise mais abrangente e precisa dos dados, atendendo às necessidades específicas do utilizador em questão.

A análise económica pode ser realizada através desta mesma folha. Contudo, criou-se uma outra folha de cálculo onde é possível analisar os dados de faturação da comunidade de acordo com os períodos tarifários definidos pela ERSE.

Como é possível verificar na Figura 16, os valores são demonstrados de acordo com os períodos I e IV valores relativos aos meses de inverno e períodos II e III referentes aos meses mais quentes.

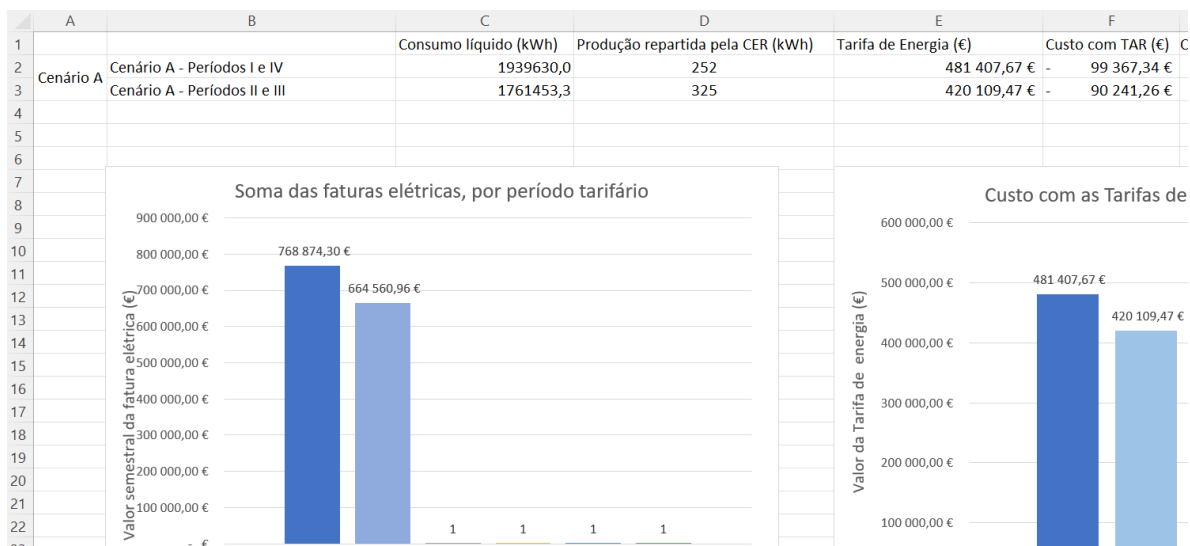


Figura 16–Análise de cenários e diferentes configurações de comunidades – Ferramenta de cálculo.

Com o auxílio desta ferramenta, torna-se viável não apenas dimensionar uma comunidade de energia renovável, mas também realizar comparações entre diversas configurações dessas comunidades.

De maneira simples e eficiente, os utilizadores podem criar cenários e avaliá-los por meio dos gráficos de consumo de energia e despesas energéticas gerados. Essa abordagem fornece uma visão abrangente e facilita a tomada de decisões informadas sobre a implementação e gestão de comunidades de energia renovável.

Através da análise de dados e gráficos gerados por esta ferramenta, os decisores podem aprimorar a eficiência e a viabilidade de projetos de energia renovável em diferentes configurações. No capítulo seguinte, aplicaremos essa ferramenta em estudos de caso específicos, a fim de ilustrar o seu valor prático na análise de cenários reais de comunidades de energia renovável.

4. CASO DE ESTUDO: EXECUÇÃO E RESULTADOS

Neste capítulo é apresentado um caso de estudo no qual será aplicado a metodologia desenvolvida no capítulo anterior. Além disso, serão utilizados diversos métodos para a gestão da produção, seguidos de uma análise energética e económica dos resultados obtidos.

No contexto deste caso de estudo, todos os dados utilizados correspondem ao ano de 2022. A escolha deste ano específico deve-se à sua isenção dos estados de emergência e confinamento que caracterizaram os anos de 2020 e 2021, os quais provocaram distorções notáveis nos perfis de consumo dos edifícios.

4.1. CARACTERIZAÇÃO DOS CONSUMIDORES

Para o caso de estudo em questão foram utilizados dados de consumo de diferentes instalações que se localizam nos distritos do Porto e Braga. Embora as instalações estejam, na realidade, bastante afastadas umas das outras, para efeitos deste estudo, partimos do pressuposto que todas se situam a menos de quatro quilómetros de distância umas das outras. Esta suposição foi adotada com o propósito de satisfazer as restrições de proximidade estabelecidas pela ERSE.

Neste contexto, como demonstrado na Tabela 4 a comunidade é composta por 10 consumidores com diferentes perfis de consumo e níveis de tensão, sendo que, cinco destes consumidores estão ligados à MT e outros cinco à BTE.

Tabela 4 - Caracterização dos consumidores.

Consumidor	Tipo de instalação	Potência Cont. (kVA)	Nível de tensão	Ciclo horário
1	Indústria	292,95	MT	Semanal
2	Pastelaria	41,4	BTE	Diário
3	Pizzaria	44,0	BTE	Diário
4	Pastelaria	43,0	BTE	Diário
5	Pastelaria	63,98	MT	Semanal
6	Escritórios	45,0	BTE	Diário

7	Indústria	418,0	MT	Semanal
8	Câmara Municipal	518,0	MT	Semanal
9	Pastelaria	56,0	BTE	Diário
10	Escola básica	116,25	MT	Semanal

Os dados de consumo energético dos membros da CER representam informações cruciais para o dimensionamento das centrais fotovoltaicas produtoras. Portanto, após a recolha dos dados de potência consumida, com o objetivo de obter os perfis diários de consumo, procedeu-se a uma simulação detalhada utilizando o software PV Sol 2023. Este software permitiu a obtenção de dados de consumo em intervalos de minuto a minuto, fornecendo informações precisas para o dimensionamento adequado do sistema.

Nos gráficos da Figura 17 e Figura 18 estão representados os consumos mensais (kWh) de cada consumidor, consumidores de média tensão e consumidores de baixa tensão especial, respetivamente.

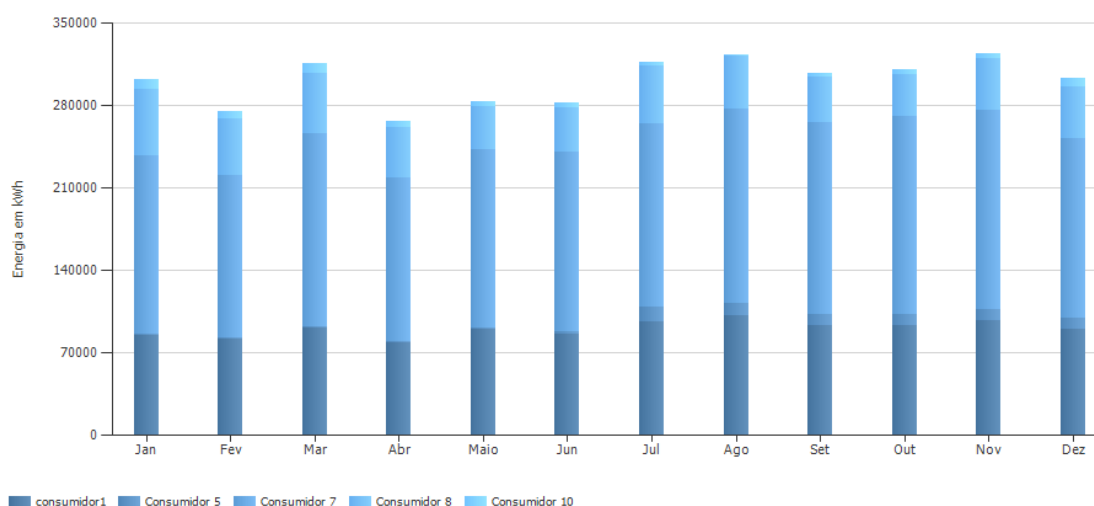


Figura 17 - Valores mensais de consumo para o ano de 2022 - Consumidores MT

De entre os consumidores em média tensão é importante destacar algumas questões. No caso do consumidor 5, observa-se que nos meses de janeiro a junho, o consumo é consideravelmente baixo em comparação com o restante do ano, sugerindo que possivelmente não estava em funcionamento durante esse período. Por outro lado, em

relação ao edifício escolar, regista-se uma redução significativa no consumo durante o mês de agosto, devido ao encerramento da instituição para as férias.

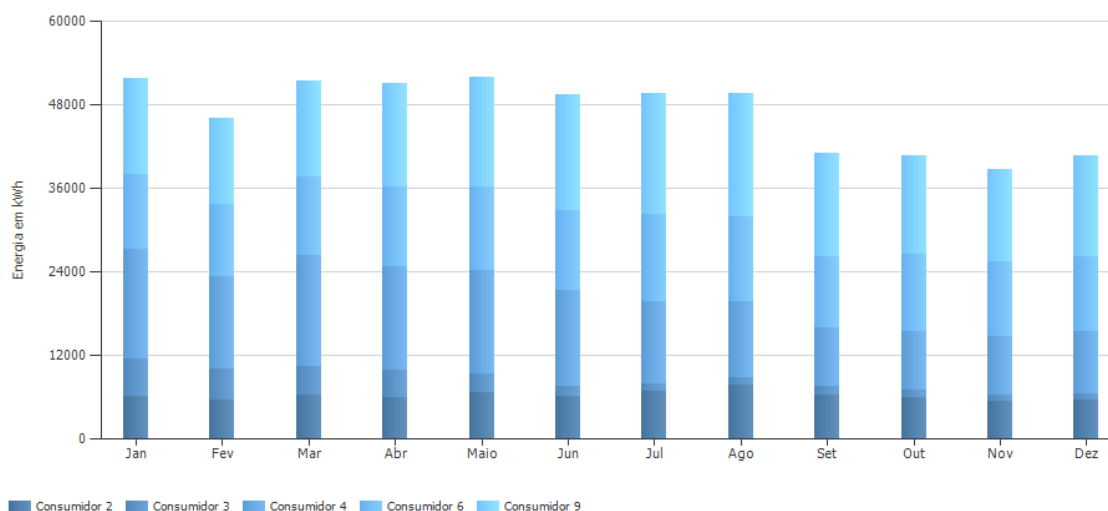


Figura 18 - Valores mensais de consumo para o ano de 2022 - Consumidores BTE

No que diz respeito aos consumidores em BTE, é relevante notar que o consumidor 3 apresentou uma significativa redução nos seus consumos nos meses de julho a dezembro. Este é um caso particular por se tratar de um estabelecimento que foi afetado por obras rodoviárias que condicionaram a acessibilidade do estabelecimento, resultando na diminuição do número de clientes e, conseqüentemente, na redução dos consumos durante esse período.

Com recurso à ferramenta desenvolvida na secção 3.5 os consumos foram desagregados em função do período tarifário. Assim sendo, a distribuição dos consumos ao longo das horas de super vazio, horas de vazio normal, horas de cheia e horas de ponta são ilustradas na Figura 19.

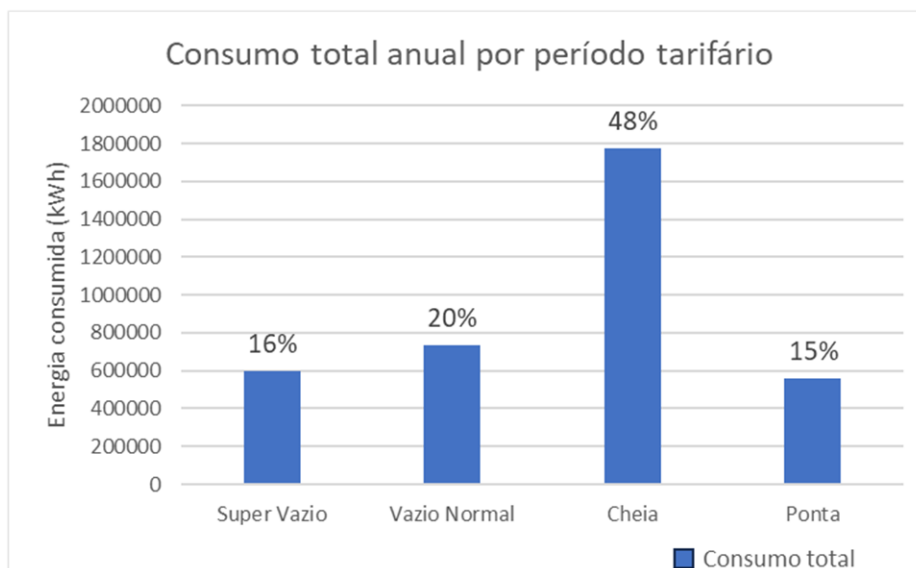


Figura 19 - Valores anuais de consumo, de todos os consumidores, por período horário.

Os consumos durante os períodos de cheia representam 48% do consumo total, seguidos pelos consumos nos períodos de vazio normal e super vazio, que correspondem a 20% e 16% do consumo total, respetivamente. Por último, os consumos durante os períodos de ponta representam 15% do consumo total.

Através do gráfico de barras da

Figura 20, podemos observar uma representação mensal dos consumos de todos os consumidores ao longo do ano de 2022.

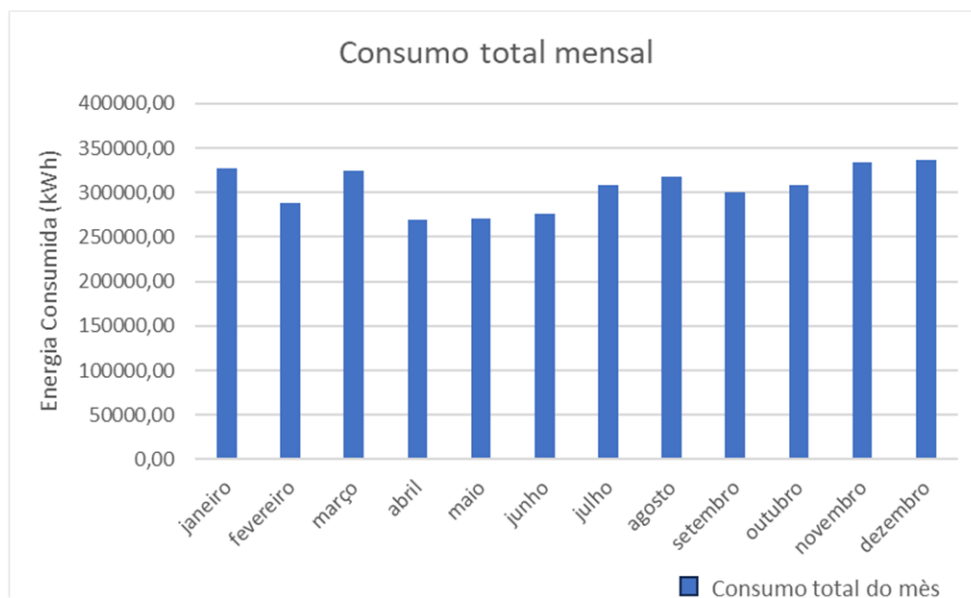


Figura 20 – Consumos mensais de todos os consumidores no ano de 2022.

Analisando o gráfico, verifica-se uma tendência de maior consumo nos meses mais frios. Seria de esperar que o mês de agosto apresentasse um consumo mais elevado devido às temperaturas mais altas. No entanto, é importante salientar que neste mês, estabelecimentos como a escola básica e algumas indústrias não estão em pleno funcionamento, o que se reflete nos consumos. No total dos meses verifica-se um consumo aproximado de 3674933 kWh anuais de energia consumida.

4.2. GESTÃO DA PRODUÇÃO PARA 3 CENÁRIOS DE ESTUDO

4.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA PRODUÇÃO MENSAL

Neste capítulo, será explorada a importância da gestão da produção nas CER, destacando como ela afeta o dimensionamento e a operação eficaz dessas comunidades. Através de casos de estudo, examinaremos como diferentes estratégias de gestão de produção podem influenciar o desempenho das CER.

Nesta análise, definiu-se que a capacidade de produção fotovoltaica instalada deveria ser determinada com base nas áreas disponíveis em cada um dos estabelecimentos. Isso inclui telhados, coberturas e outras áreas utilizáveis.

Posto isto, foi necessário determinar as áreas disponíveis para a implementação dos diferentes sistemas produtores fotovoltaicos. Para isso, utilizou-se a localização por satélite e, em seguida, empregou-se o software de simulação PV Sol.

Utilizando este software de simulação, foi possível não apenas estabelecer a localização da comunidade de forma precisa, mas também adquirir informações essenciais sobre a irradiância solar ao longo do ano de 2022. Com base nessas informações, foram conduzidos dez estudos detalhados para dimensionamento da UPAC, uma em cada um dos estabelecimentos.

A Tabela 5 apresenta um resumo das áreas disponíveis para instalação de sistemas fotovoltaicos de cada um dos participantes da CER e a potência instalada correspondente.

Tabela 5 - Caracterização da área e potência instalada dos geradores fotovoltaicos.

Consumidor	Área disponível (m ²)	Potência da UPAC (kWp)
1	697,7	134,9
2	30,0	5,0
3	20,0	3,36
4	50,0	9,05
5	61,7	12,06
6	46,05	9,05
7	477,9	93,47
8	174,7	34,17
9	36,0	7,04
10	110,0	21,11
Total	1704,05 (m ²)	329,21 (kWp)

Ao analisar a Tabela 5 torna-se evidente que muitos dos estabelecimentos possuem áreas bastante restritas para a instalação de sistemas fotovoltaicos. Contudo, o total das instalações conta com uma potência instalada de aproximadamente 329,21 kW/pico e produzem anualmente um valor próximo de 486.000 kWh.

Também para a produção, fez-se a dissociação da energia produzida pelos diferentes períodos tarifários, estes valores estão presentes na Figura 21.

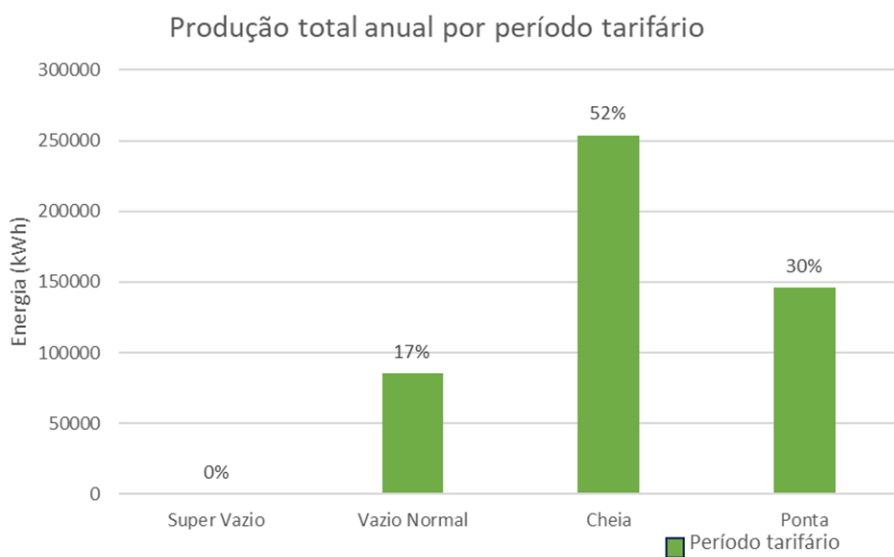


Figura 21 - Valores anuais de produção, de todas as UPAC, por período horário.

Relativamente à produção das diferentes centrais, a maioria da produção é efetuada durante os períodos de cheia que representam 52% da produção total. Nos períodos de ponta a produção é de cerca de 30% ficando os restantes 17% para as horas de vazio normal. Nos períodos de super vazio, a produção é praticamente nula, uma vez que esses momentos coincidem com o período noturno, no qual não existem condições para que uma central fotovoltaica produza energia.

Por fim, fez-se a análise mensal dos valores de produção da comunidade como um todo. Estes estão refletidos na Figura 22.

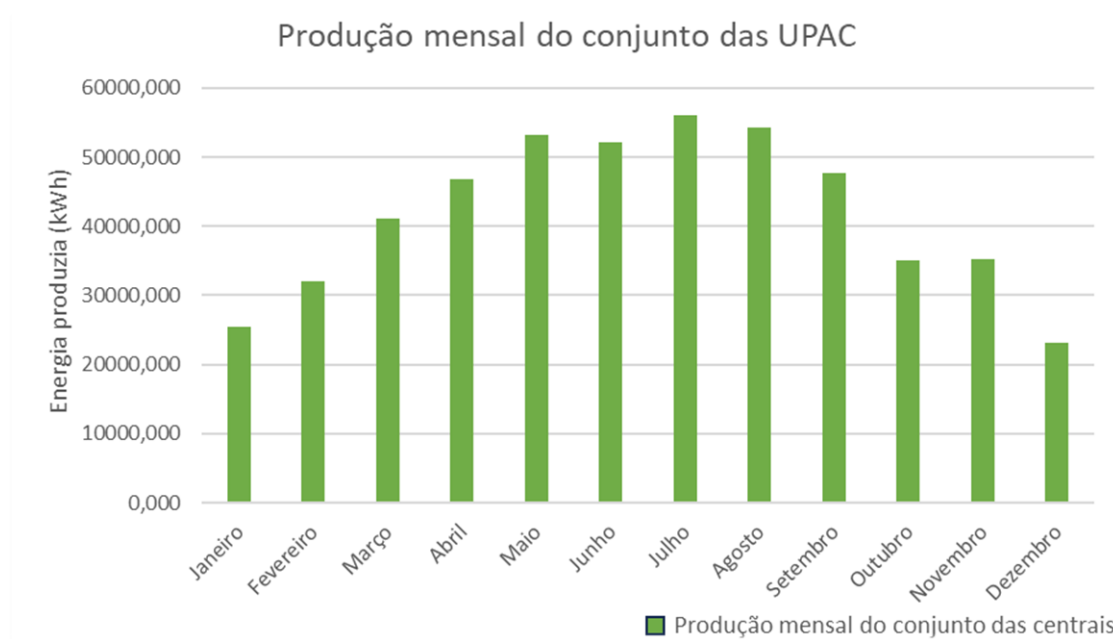


Figura 22 - Produção mensal de todas as UPAC no ano de 2022.

Ao contrário do perfil mensal de consumo, a produção da UPAC é maior durante os meses de verão, atingindo o seu pico em julho. Esse aumento na produção pode ser atribuído às condições meteorológicas favoráveis à geração de energia solar fotovoltaica nessa época do ano.

Depois de apresentadas as características detalhadas dos perfis de consumos e de produção, passou-se à análise de cenários. Esta etapa é fundamental para compreender como diferentes configurações de CER e coeficientes de partilha afetam os resultados energéticos e econômicos. Nesta análise, iremos explorar três cenários distintos, cada um com suas próprias peculiaridades e impactos.

Com o propósito de analisar as vantagens da instalação de uma CER em comparação com o autoconsumo individual foram desenvolvidos três cenários que estão detalhados na Tabela 6.

Tabela 6 - Cenários A, B e C simulados

Cenário	Número de UPAC	Tipologia da Instalação	Nível de Tensão para partilha de energia
A	10	UPAC Individual	-
B	10	CER com recurso à RESP	Média Tensão
C	1	CER com recurso à RESP	Média Tensão

4.2.2 CENÁRIO A

O cenário A representa um autoconsumo individual onde cada consumidor irá usufruir da sua própria UPAC, sem fazer qualquer tipo de venda ou partilha dos excedentes. Neste cenário não serão aplicadas as TAR, uma vez que os consumidores não utilizam as redes energéticas de serviço público.

No contexto atual, o cenário A será prejudicado por não recorrer às TAR, uma vez que estas se encontram em valores negativos.

4.2.3 CENÁRIO B

No cenário B, cada um dos 10 participantes possui uma UPAC instalada no seu edifício. A energia produzida nessas UPAC é consumida, sendo que, os excedentes são partilhados com os restantes participantes da comunidade.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Consumidor	data/ hora	Período do ano	Dia	DDS	Consumo 1 (kWh)	Produção (kWh)	Consumo 2 (kWh)	Repartição da energia (kWh)	Consumo Líquido 3 (kWh)	Ciclo	
2	1	01/01/2022 00:00	Inverno	sábado		6	15	0	15	-	15,000	3
3	1	01/01/2022 00:15	Inverno	sábado		6	13,00005	0	13,00005	-	13,000	3
4	1	01/01/2022 00:30	Inverno	sábado		6	14,74995	0	14,74995	-	14,750	3
5	1	01/01/2022 00:45	Inverno	sábado		6	12,49995	0	12,49995	-	12,500	3
6	1	01/01/2022 01:00	Inverno	sábado		6	13,5	0	13,5	-	13,500	3
7	1	01/01/2022 01:15	Inverno	sábado		6	14,74995	0	14,74995	-	14,750	3
8	1	01/01/2022 01:30	Inverno	sábado		6	19,2495	0	19,2495	-	19,250	3
9	1	01/01/2022 01:45	Inverno	sábado		6	19,5	0	19,5	-	19,500	3
10	1	01/01/2022 02:00	Inverno	sábado		6	21,2505	0	21,2505	-	21,251	3
11	1	01/01/2022 02:15	Inverno	sábado		6	20,7495	0	20,7495	-	20,750	4
12	1	01/01/2022 02:30	Inverno	sábado		6	15,2505	0	15,2505	-	15,251	4
13	1	01/01/2022 02:45	Inverno	sábado		6	17,5005	0	17,5005	-	17,501	4
14	1	01/01/2022 03:00	Inverno	sábado		6	15,2505	0	15,2505	-	15,251	4
15	1	01/01/2022 03:15	Inverno	sábado		6	13,5	0	13,5	-	13,500	4
16	1	01/01/2022 03:30	Inverno	sábado		6	14,25	0	14,25	-	14,250	4
17	1	01/01/2022 03:45	Inverno	sábado		6	15	0	15	-	15,000	4
18	1	01/01/2022 04:00	Inverno	sábado		6	15,2505	0	15,2505	-	15,251	4
19	1	01/01/2022 04:15	Inverno	sábado		6	13,99995	0	13,99995	-	14,000	4
20	1	01/01/2022 04:30	Inverno	sábado		6	15	0	15	-	15,000	4
21	1	01/01/2022 04:45	Inverno	sábado		6	15	0	15	-	15,000	4
22	1	01/01/2022 05:00	Inverno	sábado		6	14,74995	0	14,74995	-	14,750	4
23	1	01/01/2022 05:15	Inverno	sábado		6	11,74995	0	11,74995	-	11,750	4
24	1	01/01/2022 05:30	Inverno	sábado		6	17,5005	0	17,5005	-	17,501	4
25	1	01/01/2022 05:45	Inverno	sábado		6	16,9995	0	16,9995	-	17,000	4
26	1	01/01/2022 06:00	Inverno	sábado		6	17,5005	0	17,5005	-	17,501	4
27	1	01/01/2022 06:15	Inverno	sábado		6	16,0005	0	16,0005	-	16,001	3
28	1	01/01/2022 06:30	Inverno	sábado		6	17,25	0	17,25	-	17,250	3
29	1	01/01/2022 06:45	Inverno	sábado		6	17,7495	0	17,7495	-	17,750	3
30	1	01/01/2022 07:00	Inverno	sábado		6	17,5005	0	17,5005	-	17,501	3
31	1	01/01/2022 07:15	Inverno	sábado		6	15,75	0	15,75	-	15,750	3
32	1	01/01/2022 07:30	Inverno	sábado		6	13,5	0	13,5	-	13,500	3
33	1	01/01/2022 07:45	Inverno	sábado		6	13,5	0	13,5	-	13,500	3
34	1	01/01/2022 08:00	Inverno	sábado		6	14,50005	0	14,50005	-	14,500	3
35	1	01/01/2022 08:15	Inverno	sábado		6	15	0,121796	14,878204	-	14,878	3

Figura 23 – Repartição do excedente de energia da CER pelos consumidores – Cenário B.

Como apresentado na Figura 23 , no cenário B, o cálculo da gestão da energia é feito com base nos excedentes de cada UPAC. A coluna denominada “Consumo 1” representa o consumo real da instalação. A este valor serão subtraídos os valores da produção (energia proveniente da UPAC da instalação em questão). Por fim, ao “Consumo 2” é subtraída a energia excedente das UPAC dos restantes participantes. Obtendo-se assim o “Consumo 3” que representa o consumo líquido a ser taxado.

4.2.4 CENÁRIO C

Relativamente ao cenário C, simula-se a situação em que a comunidade implementa uma única UPAC, com a mesma área e potência instaladas que as do cenário A e B. À semelhança do cenário B, a distribuição foi feita com base nos consumos de cada consumidor. Porém toda a energia produzida pela UPAC é repartida pelos consumidores de acordo com os seus consumos nesse instante.

A repartição da energia foi realizada através de uma simplificação do algoritmo de distribuição descrito na secção 3.5, utilizando a ferramenta de cálculo desenvolvida em Excel. Neste cenário, a distribuição foi realizada com base no consumo de cada consumidor.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Consumidor	data/ hora	Período do ano	Dia da Semana	DDS	Consumo (kWh)	Produção (kWh)	Repartição da energia (kWh)	Consumo Líquido (kWh)	Ciclo
1	01/01/2022 00:00	Inverno	sábado	6	15	0	-	15,00	3
1	01/01/2022 00:15	Inverno	sábado	6	13,00005	0	-	13,00	3
1	01/01/2022 00:30	Inverno	sábado	6	14,74995	0	-	14,75	3
1	01/01/2022 00:45	Inverno	sábado	6	12,49995	0	-	12,50	3
1	01/01/2022 01:00	Inverno	sábado	6	13,5	0	-	13,50	3
1	01/01/2022 01:15	Inverno	sábado	6	14,74995	0	-	14,75	3
1	01/01/2022 01:30	Inverno	sábado	6	19,2495	0	-	19,25	3
1	01/01/2022 01:45	Inverno	sábado	6	19,5	0	-	19,50	3
1	01/01/2022 02:00	Inverno	sábado	6	21,2505	0	-	21,25	3
1	01/01/2022 02:15	Inverno	sábado	6	20,7495	0	-	20,75	4
1	01/01/2022 02:30	Inverno	sábado	6	15,2505	0	-	15,25	4
1	01/01/2022 02:45	Inverno	sábado	6	17,5005	0	-	17,50	4
1	01/01/2022 03:00	Inverno	sábado	6	15,2505	0	-	15,25	4
1	01/01/2022 03:15	Inverno	sábado	6	13,5	0	-	13,50	4
1	01/01/2022 03:30	Inverno	sábado	6	14,25	0	-	14,25	4
1	01/01/2022 03:45	Inverno	sábado	6	15	0	-	15,00	4
1	01/01/2022 04:00	Inverno	sábado	6	15,2505	0	-	15,25	4
1	01/01/2022 04:15	Inverno	sábado	6	13,99995	0	-	14,00	4
1	01/01/2022 04:30	Inverno	sábado	6	15	0	-	15,00	4
1	01/01/2022 04:45	Inverno	sábado	6	15	0	-	15,00	4
1	01/01/2022 05:00	Inverno	sábado	6	14,74995	0	-	14,75	4
1	01/01/2022 05:15	Inverno	sábado	6	11,74995	0	-	11,75	4
1	01/01/2022 05:30	Inverno	sábado	6	17,5005	0	-	17,50	4
1	01/01/2022 05:45	Inverno	sábado	6	16,9995	0	-	17,00	4
1	01/01/2022 06:00	Inverno	sábado	6	17,5005	0	-	17,50	4
1	01/01/2022 06:15	Inverno	sábado	6	16,0005	0	-	16,00	3
1	01/01/2022 06:30	Inverno	sábado	6	17,25	0	-	17,25	3
1	01/01/2022 06:45	Inverno	sábado	6	17,7495	0	-	17,75	3
1	01/01/2022 07:00	Inverno	sábado	6	17,5005	0	-	17,50	3
1	01/01/2022 07:15	Inverno	sábado	6	15,75	0	-	15,75	3
1	01/01/2022 07:30	Inverno	sábado	6	13,5	0	-	13,50	3
1	01/01/2022 07:45	Inverno	sábado	6	13,5	0	-	13,50	3
1	01/01/2022 08:00	Inverno	sábado	6	14,50005	0	0,00	14,50	3
1	01/01/2022 08:15	Inverno	sábado	6	15	0,121796	0,09	14,91	3

Figura 24 – Repartição da energia da CER pelos consumidores – Cenário C.

No caso do cenário C, tal como se verifica na Figura 24, ao consumo real é apenas subtraído o valor da energia produzida pela UPAC e repartida em função dos consumos de cada consumidor em cada instante.

Em todos os cenários, esta repartição de energia foi calculada para cada consumidor durante todo o ano de 2022, em períodos de 15 minutos. Dessa maneira, foi possível determinar quais porções de energia consumida foram provenientes da CER e da RESP, bem como a quantidade de energia injetada a cada momento.

É importante salientar que se partiu do pressuposto de que todos os consumidores já possuíam as UPAC, ou seja, custos com a aquisição das mesmas foram desconsiderados. Isto porque o principal objetivo é compreender qual a diferença de consumos e fatura quando comparadas as diferentes configurações de CER (cenários B e C) e o autoconsumo individual (cenário A).

4.3. RESULTADOS OBTIDOS

Após a definição dos três casos de estudo e a subsequente gestão da produção, apresentam-se agora os resultados obtidos. Estes resultados representam um passo fundamental para compreender e avaliar o desempenho de cada cenário de implementação de comunidades de energia renovável.

Embora os dados iniciais estivessem segregados por consumidor e mês, com o propósito de simplificar a análise, optou-se por efetuar uma comparação semestral entre os distintos modelos de CER. Esta análise agregou os períodos tarifários I e IV, que correspondem aos meses mais quentes, e os períodos II e III, que se relacionam com os meses mais frios do ano.

Primeiramente fez-se a comparação dos consumos entre as diferentes configurações de CER, tal como é possível visualizar na Figura 25.

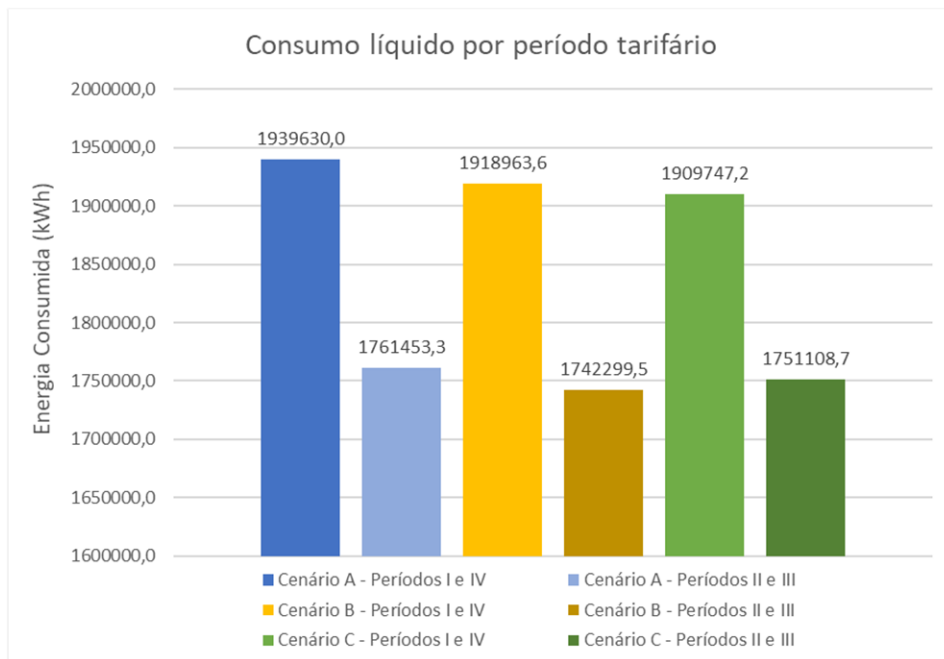


Figura 25 – Consumo líquido através da RESP para os períodos I, II, III e IV - Cenários A, B e C.

No gráfico da Figura 25, constata-se que o cenário A exhibe os níveis mais elevados de consumo ao longo de todo o ano. Em relação aos cenários B e C, nos períodos de inverno (períodos I e IV), a CER do cenário B consome, a partir da RESP, 9216,4 kWh a mais do que a comunidade do cenário C. No entanto, ao compararmos os períodos de verão (períodos II e III), percebemos que a CER do cenário B consome 8809,20 kWh a menos em relação à comunidade do cenário C.

De seguida, no gráfico da Figura 26 é exposta a energia a ser repartida nas diferentes configurações de comunidade.

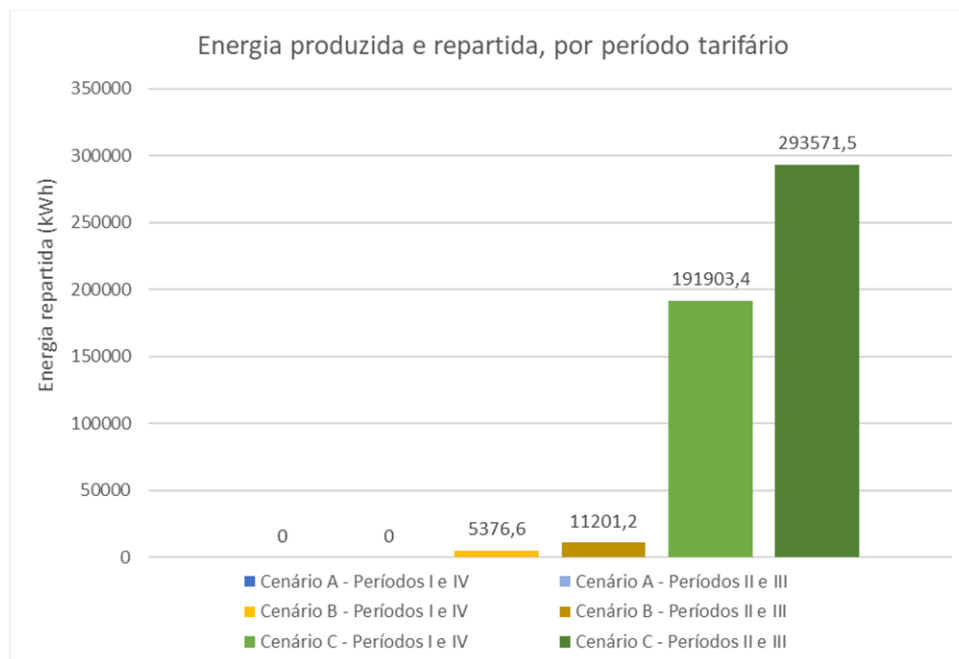


Figura 26 – Energia repartida nas CER, cenários A, B e C.

Considerando que o cenário A implica um consumo individual, não existe energia a ser partilhada. No cenário B, apenas os excedentes de energia são partilhados, resultando em valores de 5376,6 kWh, nos períodos I e IV, e 11201,2 kWh, nos períodos II e III. No cenário C, toda a energia produzida pela UPAC é distribuída pelos participantes, resultando em 191903,4 kWh, nos períodos I e IV, e 293571,1 kWh, nos períodos II e III.

Como seria de esperar, os custos com as tarifas de energia, refletem as variações de consumos. Observe-se a Figura 27.

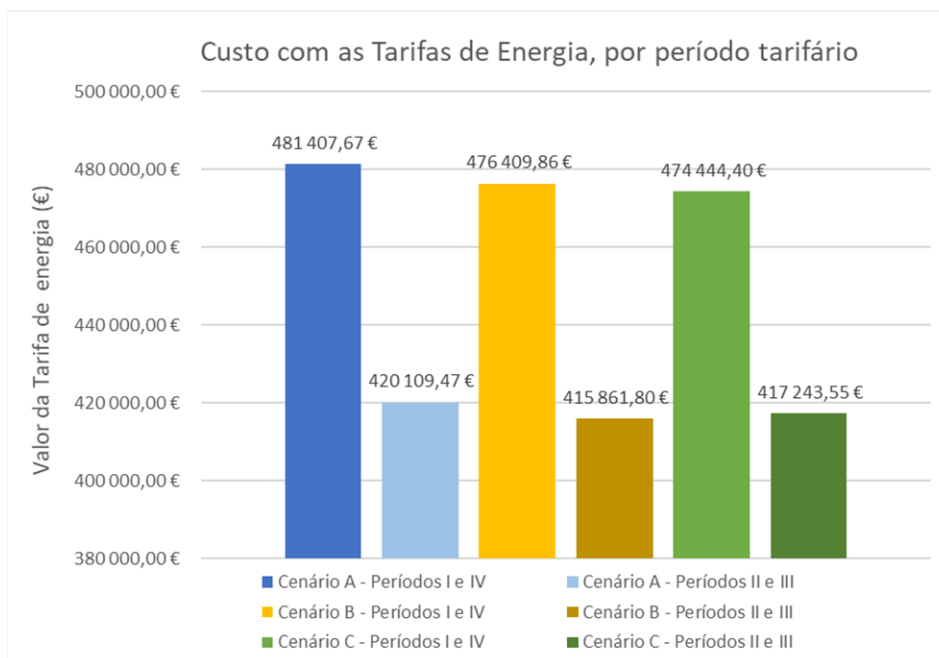


Figura 27 – Custo com a tarifa de energia para os períodos I, II, III e IV - Cenários A, B e C.

No âmbito da análise dos custos associados às tarifas de energia, observa-se uma variação significativa entre os cenários A, B e C. O cenário A, caracterizado por uma maior dependência da RESP, apresenta os custos mais elevados em termos tarifário, 901 517,14€ na soma dos períodos.

Ao focarmos nossa atenção nos períodos I e IV, observamos que o cenário B possui um custo de 476 409,86 €, enquanto o cenário C apresenta um custo ligeiramente inferior, situando-se nos 474 444,40 €. No entanto, quando analisamos os períodos II e III, notamos uma inversão nas tendências de custos. No cenário B, o custo é de 415 861,80 €, enquanto no cenário C é de 417 243,55 €, sendo este último ligeiramente superior.

Como pode ser visualizado na Figura 28, a magnitude dos custos tarifários cresce proporcionalmente ao aumento do consumo proveniente da RESP em cada cenário. Esta tendência é esperada, uma vez que o custo das TAR está intrinsecamente relacionado com a quantidade de energia adquirida a partir da rede convencional.

A Figura 28 ilustra claramente essa relação, evidenciando que os cenários com maior dependência da RESP, como o cenário A, incorrem nos custos tarifários mais elevados. Por outro lado, os cenários B e C, que demonstram uma menor dependência da rede convencional, apresentam custos tarifários inferiores.

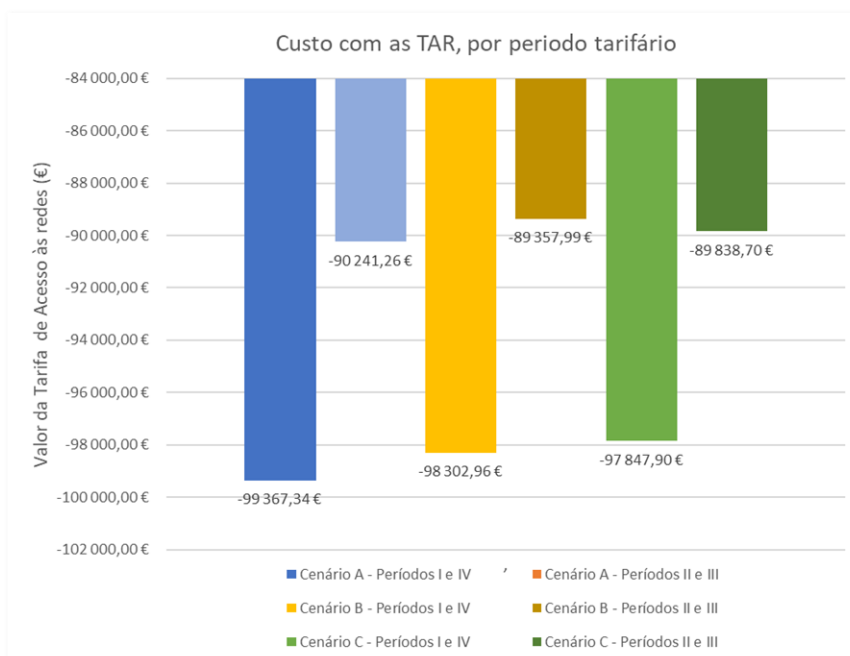


Figura 28 – Custo com as TAR aplicadas ao consumo, para os períodos I, II, III e IV - Cenários A, B e C.

É também importante mencionar que os valores das TAR atualmente encontram-se em valores negativos. Nesse sentido, considerando que esses valores são proporcionais ao consumo, observa-se que o cenário A apresenta o valor mais negativo, atingindo os -99 367,34 €, enquanto o cenário C registra o valor menos negativo, situando-se nos -89 838,70 €.

Um outro componente da fatura elétrica que deve ser considerado são as TAR aplicadas ao autoconsumo, sendo que, as mesmas não se aplicam ao cenário A. Tanto para o cenário B como para o cenário C foram aplicadas as tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP com cem por cento de isenção dos CIEG. A Figura 29 reflete isso mesmo.

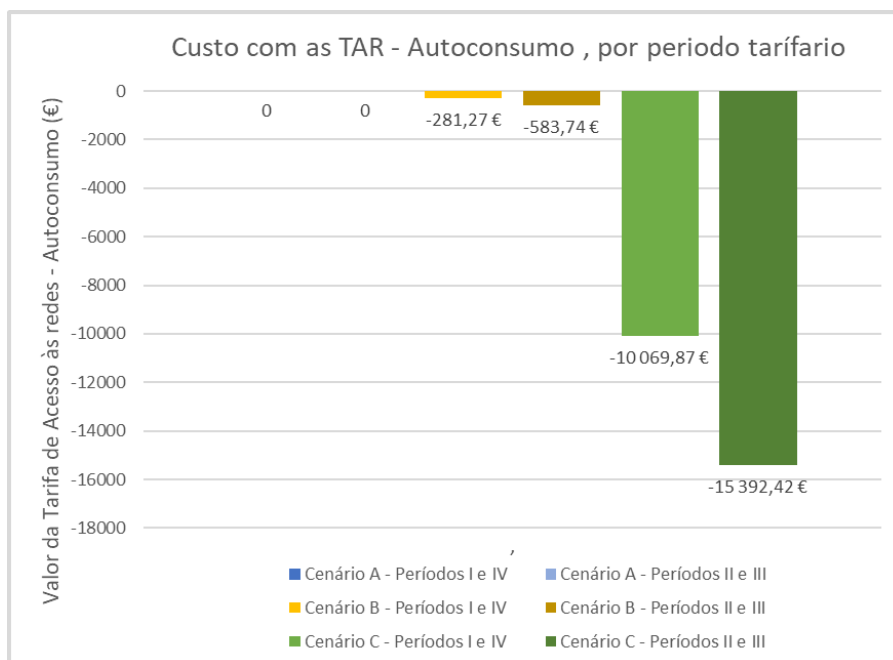


Figura 29 – Custo com as TAR aplicadas ao autoconsumo, para os períodos I, II, III e IV - Cenários A, B e C.

O custo para com a TAR aplicadas ao autoconsumo diferem bastante do cenário B para um cenário C uma vez que no cenário B apenas o excedente de energia é partilhado com os restantes participantes da comunidade. Esta tarifa será um fator determinante no valor da fatura de eletricidade final.

No caso do cenário A o custo anual com as TAR de autoconsumo representa apenas -865€ da fatura, já no caso do cenário B este valor é bastante superior fixando-se nos -25 462,29 €.

Por fim, procedeu-se à análise das faturas dos três cenários. No gráfico da Figura 30 foram agrupadas as faturas mensais de cada um dos cenários dividindo-as pelos respetivos períodos de inverno e verão definidos pela ERSE.

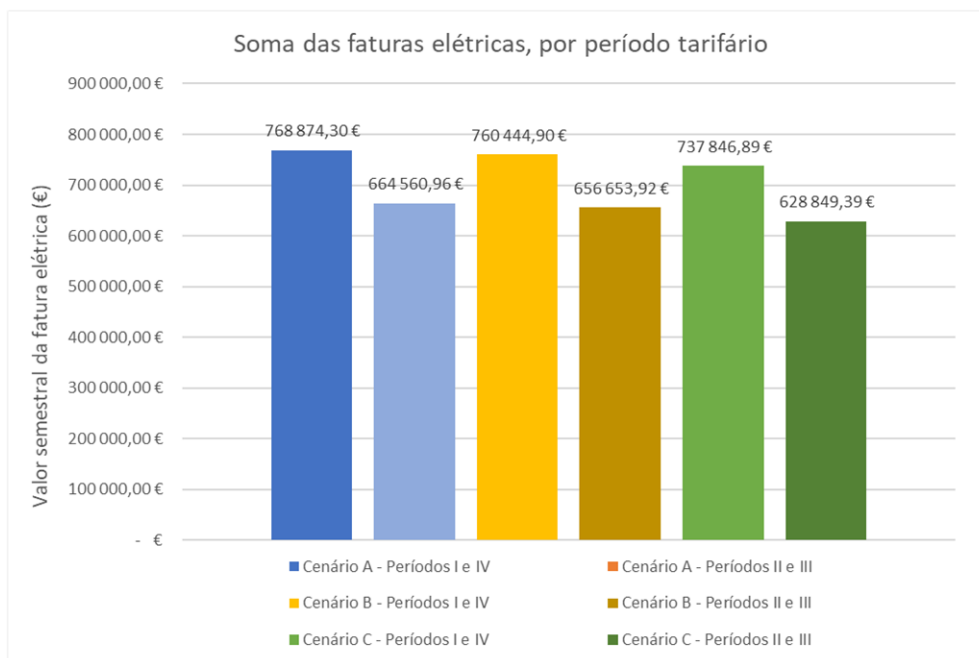


Figura 30 - Soma das faturas elétricas para os períodos I, II, III e IV - Cenários A, B e C.

Uma análise preliminar revela que, em todos os cenários, as faturas de energia elétrica são mais elevadas nos períodos I e IV. Isso se deve tanto ao aumento do consumo quanto à redução da produção de energia fotovoltaica durante esses períodos.

O cenário A, destaca-se dos restantes cenários, apresentando um valor fatura anual de aproximadamente 1 433 435€. No caso do cenário B, a fatura anual totaliza 1 417 098,8€, enquanto no cenário C, o valor é de 1 366 696,28€. Essas discrepâncias nos custos decorrem de diversos fatores, os quais serão minuciosamente analisados na próxima secção.

Importa ressaltar que essas análises da fatura de energia elétrica representam um aspeto crucial na avaliação do desempenho dos diferentes cenários de CER. Além disso, é fundamental aprofundar a compreensão desses fatores que influenciam diretamente o custo total, de forma a tomar decisões informadas e estratégicas para a implementação das CER.

4.4. ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO

A análise dos resultados obtidos é um ponto crucial nesta dissertação, pois fornece conhecimentos valiosos sobre a implementação de CER em comparação com sistemas de autoconsumo individual. Neste capítulo, apresentaremos uma análise abrangente dos três cenários de estudo definidos, abordando as diversas métricas e indicadores-chave utilizados.

Estes resultados são essenciais para avaliar o desempenho e a viabilidade das CER, bem como para compreender como a partilha de energia impacta os consumidores e as suas faturas de eletricidade. Esta análise é guiada pelo objetivo de fornecer informações substanciais que possam ser aplicadas no contexto das políticas energéticas e na tomada de decisões relacionadas com a transição para fontes de energia renovável.

Primeiramente, foi selecionado o método como seriam instalados os diferentes sistemas fotovoltaicos. A opção de utilizar apenas as áreas disponíveis nas coberturas e telhados dos participantes veio a revelar-se um fator determinante nos resultados. Essa restrição e o facto de a comparação de cenários ser entre CER e autoconsumo individual fez com que a poupança máxima alcançada fosse de aproximadamente 5% da fatura anual, no cenário C, quando comparado com o cenário A.

Para além disso, os resultados alcançados demonstram que a participação em comunidades de energia representa uma vantagem para os consumidores face ao autoconsumo individual. A comparação dos cenários A com os cenários B e C revela que seja através de uma UPAC única ou através de múltiplas UPAC, o consumo proveniente da RESP é sempre inferior quando os consumidores se associam em comunidade.

Mais interessante é comparar os cenários B e C, se nos períodos de I e IV existe um maior consumo com recurso à RESP no cenário B já nos períodos II e III é no cenário C que se encontra uma maior necessidade de recurso à rede elétrica de serviço público.

Essa inversão de necessidades ocorre porque, no cenário B a única energia partilhada são os excedentes. Sabendo que no inverno (períodos I e IV) a produção de energia fotovoltaica é menor, os excedentes disponíveis para distribuição na comunidade também são reduzidos. Refletindo-se assim numa maior necessidade de recorrer à RESP.

Apesar desta diferença de consumos, anualmente é o cenário B quem mais consome através da rede elétrica de serviço público.

Quanto à poupança das CER face ao consumo individual, é mais uma vez evidente que as comunidades oferecem uma notável vantagem em termos de poupança em comparação com o consumo individual de energia. No cenário C, a poupança anual atingiu aproximadamente, 66.738 €, destacando-se como a opção mais economicamente favorável. Por outro lado, no cenário B, a poupança foi significativamente inferior, totalizando apenas 16.336 € anualmente.

É importante salientar que os cenários apresentados foram calculados com base nas tarifas e preços de energia elétrica vigentes em 2023. Dessa forma, é relevante considerar que, se as TAR aplicáveis ao autoconsumo apresentassem valores positivos, o cenário mais vantajoso seria consistentemente o cenário B, no qual as redes são utilizadas apenas para o excedente de energia. Esta observação destaca a sensibilidade dos resultados às condições tarifárias e ressalta a importância de políticas tarifárias favoráveis ao desenvolvimento das CER.

Nos cenários estudados também não se contabilizou os custos com a operação pela EGAC, estes valores foram rejeitados por falta de informação. Para além disso, dada a dimensão da comunidade o valor, diluído pelos participantes, seria irrelevante para o estudo em questão.

5. ANÁLISE CONCLUSIVA

O conceito de comunidade de energia renovável surge com o objetivo fundamental de promover a descentralização da produção de energia e enfrentar as questões relacionadas com as alterações climáticas. Este modelo de produção de energia é adotado com o intuito de diminuir a dependência dos combustíveis fósseis e, conseqüentemente, mitigar as emissões associadas aos mesmos. Devido ao seu carácter comunitário, acredita-se que as iniciativas de CER possuam um impacto substancial no âmbito económico, uma vez que contribuam significativamente para a redução dos custos de energia e, como resultado direto, para a diminuição das despesas energéticas dos consumidores.

Posto isto, o desenvolvimento de uma metodologia que facilite o dimensionamento de uma CER surge como a principal motivação para a elaboração desta dissertação. Tendo em conta que se trata de um tema recente e que a existência de casos práticos é bastante reduzida, fizeram-se algumas suposições e interpretações teóricas que precisarão de ser provadas em trabalhos futuros.

A sistematização dos processos através de fluxogramas revelou-se uma mais-valia na compreensão do método a aplicar. Etapas como a estimativa de capacidade a instalar, produção fotovoltaica, análise dos consumos e avaliação económica foram possíveis de comprovar através do caso de estudo.

No que diz respeito à ferramenta de cálculo desenvolvida, esta desempenhou um papel crucial tanto na avaliação energética quanto na avaliação económica. Esta ferramenta pode ser uma valiosa aliada na tomada de decisões de futuros estudos relacionados com CER. No entanto, é importante destacar que são necessários ajustes específicos para cada caso de estudo.

No caso de estudo em questão, não foi contemplado um cenário em que os consumidores não possuíssem qualquer sistema de produção de energia, uma vez que já existem vários ensaios que evidenciam as vantagens do autoconsumo face ao consumo de eletricidade através da RESP.

Considerando os cenários analisados, é possível determinar que os fatores-chave que afetam os benefícios, tanto em termos energéticos como económicos, nas CER são a definição dos coeficientes de repartição e a presença de incentivos fiscais. Nos Cenários B e C, que se

beneficiaram da partilha de energia e da isenção dos CIEG, as suas faturas anuais foram reduzidas em cerca de 2% e 5%, respetivamente, em comparação com o Cenário A.

Em suma, com esta dissertação conclui-se que o contributo das CER para a transição energética depende de múltiplos fatores. A avaliação dos coeficientes utilizados na partilha de energia é fundamental e deve ser adaptada a cada comunidade. Além disso, os incentivos económicos e regulamentares para a implementação das CER desempenham um papel crucial, juntamente com o aumento dos investimentos no setor. Esses elementos são essenciais para a consolidação do conceito de CER na sociedade em geral.

5.1. PERSPETIVAS FUTURAS

Uma das principais dificuldades na implementação das CER reside na complexidade das regulamentações e políticas energéticas, que variam de região para região e de caso para caso. Essa falta de uniformidade pode dificultar o processo de licenciamento e a conformidade com os requisitos legais, aumentando os custos e o tempo necessário para o estabelecimento das CER.

Além disso, a falta de apoio financeiro e incentivos adequados pode representar um obstáculo significativo, uma vez que a viabilidade económica das CER muitas vezes depende de investimentos substanciais. A obtenção de financiamento e o desenvolvimento de modelos de negócios sustentáveis são, portanto, desafios cruciais a serem superados.

Outro ponto de considerável importância reside na gestão desempenhada pela EGAC dentro das CER. À medida que essas comunidades evoluem e se tornam mais complexas, com a implementação de sistemas de armazenamento de energia, aumento da carga e maior complexidade operacional, a presença de uma entidade de gestão dedicada torna-se imperativa. Essa importância será ainda mais evidente à medida que a transição energética progride, já que a EGAC desempenha um papel essencial em garantir a eficiência operacional, a conformidade regulatória e a gestão adequada dos recursos dentro das CER.

Em conclusão, à medida que a tecnologia e a infraestrutura das CER continuam a evoluir, é fundamental que sejam realizadas pesquisas contínuas para melhorar a eficiência, a segurança e a rentabilidade dessas comunidades. A colaboração entre governos, instituições académicas, empresas e comunidades locais será essencial para enfrentar esses desafios e promover uma transição energética bem-sucedida e sustentável.

Referências Bibliográficas

- [1] Presidência do Conselho de Ministros. Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro 2022.
- [2] Parlamento Europeu. Diretiva (UE) 2018/2001, 11 de dezembro de 2018 [Online]. Disponível: <https://eur-lex.europa.eu>
- [3] Plano nacional energia e clima 2021-2030 (PNEC 2030), Agência portuguesa do Ambiente, 2019.
- [4] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Autoconsumo de energia”, Regulamento nº 373/2021, 5 de maio de 2021.
- [5] Parlamento Europeu e Conselho, “Regras comuns para o mercado interno da eletricidade”, Diretiva (UE) 2019/944, 5 de junho de 2019.
- [6] V. Brummer, “Community energy – benefits and barriers: A comparative literature review of Community Energy in the UK, Germany and the USA, the benefits it provides for society and the barriers it faces,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94. Elsevier Ltd, pp. 187–196, Oct. 01, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2018.06.013.
- [7] E. Creamer, G. Taylor Aiken, B. van Veelen, G. Walker, and P. Devine-Wright, “Community renewable energy: What does it do? Walker and Devine-Wright (2008) ten years on,” *Energy Res Soc Sci*, vol. 57, p. 101223, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.erss.2019.101223.
- [8] G. Iazzolino, N. Sorrentino, D. Menniti, A. Pinnarelli, M. de Carolis, and L. Mendicino, “Energy communities and key features emerged from business models review,” *Energy Policy*, vol. 165, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.enpol.2022.112929.
- [9] L. Madureira Carvalho, “Gestão e operação de Comunidades de Energias Renováveis com integração de baterias”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 27 de março de 2022.
- [10] Diário da República, Presidência do Conselho de Ministros. Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de outubro de 2014.

- [11] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Autoconsumo formação aos centros de arbitragem de conflitos de consumo”, Accessed: Feb. 19, 2023. [Online]. Disponível: <http://www.erse.pt>
- [12] Direção-Geral de Energia e Geologia “Regulamento de Inspeção e Certificação, Regulamento técnico e de Qualidade”, Despacho nº 4/2020, 3 de fevereiro de 2020.
- [13] A. Cardoso de Oliveira, “Comunidades de energia renovável como mecanismo de mitigação ambiental no setor industrial”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 21 de fevereiro de 2022.
- [14] Diário da República, Presidência do Conselho de Ministros. Decreto-Lei 363/2007, de 2 de Novembro de 2007.
- [15] Presidência do Conselho de Ministros. Decreto-Lei 34/2011, de 8 de Março de 2011.
- [16] Presidência do Conselho de Ministros. Plano de Ação para Energias Renováveis 2013-2020, 10 de abril de 2013.
- [17] Presidência do Conselho de Ministros. Decreto-Lei 162/2019, de 25 de outubro de 2019.
- [18] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Minuta de contrato de aquisição de energia elétrica pelo comercializador de último recurso a produtores, nos termos do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho”, Instrução nº 3/2020, 30 de julho 2020.
- [19] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Perfis de consumo de gás e consumos médios diários aprovados pela ERSE para o período compreendido entre julho de 2022 e junho de 2023”, Diretiva nº. 12/2022”, 20 de junho de 2022.
- [20] Entidade Reguladora dos Serviços Energético “Aprova o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico”, diretiva nº. 19/2022, 18 de novembro de 2022.
- [21] Direção-Geral de Energia e Geologia,” Portal do autoconsumo e das CER, Despacho nº. 46/2019, 1 de janeiro de 2020.

- [22] Presidência do Conselho de Ministros, “Ambiente e Ação Climática”, Portaria nº 16/2020, de 23 de janeiro de 2020.
- [23] Agência para a Energia, “Autoconsumo e comunidade de energia renovável manual digital”, G. Legislativo, Disponível; 3 de novembro de 2022, https://www.adene.pt/wp-content/uploads/2022/11/Manual-Digital-Autoconsumo-e-Comunidade-de-Energia-Renovavel-Guia-Legislativo_vs2.pdf
- [24] “Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Primeira atualização da Tarifa de Energia do Setor Elétrico a vigorar a partir de 1 de abril de 2023”, Diretiva nº3/2023, 11 de janeiro de 2023.
- [25] R. Moura and M. C. Brito, “Prosumer aggregation policies, country experience and business models,” *Energy Policy*, vol. 132, pp. 820–830, Sep. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.06.053.
- [26] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,” *Applied Energy*, vol. 142. Elsevier Ltd, pp. 80–94, Mar. 05, 2015. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028.
- [27] Z. Abdmouleh, R. A. M. Alammari, and A. Gastli, “Review of policies encouraging renewable energy integration & best practices,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45. Elsevier Ltd, pp. 249–262, 2015. doi: 10.1016/j.rser.2015.01.035.
- [28] A. Gautier, B. Hoet, J. Jacqmin, and S. van Driessche, “Self-consumption choice of residential PV owners under net-metering,” *Energy Policy*, vol. 128, pp. 648–653, May 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.01.055.
- [29] D. F. Botelho, B. H. Dias, L. W. de Oliveira, T. A. Soares, I. Rezende, and T. Sousa, “Innovative business models as drivers for prosumers integration - Enablers and barriers,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 144. Elsevier Ltd, Jul. 01, 2021. doi: 10.1016/j.rser.2021.111057.
- [30] I. F.G. Reis, I. Gonçalves, M. A.R. Lopes, and C. Henggeler Antunes, “Business models for energy communities: A review of key issues and trends,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 144. Elsevier Ltd, Jul. 01, 2021. doi: 10.1016/j.rser.2021.111013.

[31] R. Faia, J. Soares, T. Pinto, F. Lezama, Z. Vale, and J. M. Corchado, “Optimal Model for Local Energy Community Scheduling Considering Peer to Peer Electricity Transactions,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 12420–12430, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3051004.

