

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Gestão de Repartição e Transação de Valor em Comunidades de Energia Renovável

Júlio Duarte

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

Co-orientador: Engenheiro Fábio Joel Gouveia Pereira

28 de junho de 2021

Resumo

Dados os objetivos Europeus orientados para a neutralidade climática, é criada a figura das Comunidades de Energia Renovável (CER) que permite a partilha de energia entre os seus membros. Portugal, enquanto estado-membro da União Europeia, contribui para esse objetivo estabelecendo metas individuais para 2030 e estabelecendo o regime jurídico aplicável ao autoconsumo e às CER. Perante isso, levantam-se questões relacionadas com a gestão das comunidades, como o método de repartição da energia, a respetiva repartição do valor, possíveis mercados locais internos à comunidade, modelos de negócio que são possíveis criar com esses elementos e a sua adequação à legislação atual.

A contribuição da presente dissertação surge nesse sentido, tendo sido desenvolvidos mecanismos de repartição da energia em CER, um novo conceito de Unidade de Armazenamento (UA) virtual, um novo método de transação de valor em comunidades baseado no conceito de Créditos de Energia (CrE) e um mecanismo de mercado local.

Foi desenvolvido um algoritmo com a implementação das indicações legisladas sobre a repartição de energia em CER, considerando a agregação de toda a produção antes da repartição. Dados alguns problemas levantados por esse mecanismo, optou-se por criar um novo algoritmo mais complexo e eficiente baseado em conceitos não presentes na legislação atual, como o conceito de rede interna e de UA virtual. Desta forma, otimizou-se a utilização da energia produzida no interior da comunidade, através do consumo prioritário da energia na respetiva rede interna, e conferiram-se poupanças na fatura anual dos consumidores, incentivando-os à instalação de produção renovável.

Criou-se ainda um mecanismo de transação de valor em comunidades baseado num novo um conceito de Créditos de Energia (CrE) que facilita e agiliza as transações de valor entre os agentes da comunidade, ao mesmo tempo que incentiva os membros a adquirir de sistemas de produção próprios e a investir em sistemas de produção para a CER. Foram exploradas as possibilidades de modelo de negócio que este conceito permite, tendo sido também criado um mecanismo de mercado local que gera sinais de preço com base nas previsões de produção e consumo da comunidade para gestão do excesso de produção. Também se estendeu o conceito de UA virtual à transação de valor de forma a este possibilite a transferências de energia entre diferentes comunidades.

Para validar a relevância dos conceitos referidos, utilizou-se um caso de estudo de uma potencial CER com 132 consumidores, onde se estudou a implementação do algoritmo de repartição simples, a aplicação do mecanismo de mercado local e a implementação de dois diferentes modelos de negócio. Foi feita ainda a adaptação desse caso de estudo para um caso de menor dimensão para validar os resultados da implementação do mecanismo de UA virtual e o algoritmo de repartição estendido que foi desenvolvido.

Palavras-chave: autoconsumo, comunidade de energia renovável, energia renovável, fotovoltaico, mercado local de energia.

Abstract

Given the European objectives towards climate neutrality, the Renewable Energy Communities concept is created, which allows its members to share energy with each other. Portugal, as a member state of the European Union, contributes to this goal by setting individual targets for 2030 and establishing the legal regime applicable to self-consumption and energy communities. Questions related to the management of communities arise, such as the method of sharing energy, the distribution of value, possible local energy markets, business models that are possible to create with these elements and their adequacy to the current legislation.

The contribution of the present dissertation is in that way, in the development of energy sharing mechanisms, in the creation of the storage unit concept, in the creation of a new method of value transaction in communities based on the Energy Credits concept and in the development of a local energy market mechanism.

An algorithm was developed with the implementation of the legislated indications about the energy sharing in energy communities, considering the aggregation of the whole production before the sharing. Given some problems raised by this mechanism, a new more complex and efficient algorithm was created based on concepts not present in the current legislation, such as the concept of internal network and virtual storage unit. With this algorithm, the use of energy produced inside the community was optimized, through the priority consumption of energy in each internal network, and savings in the consumers' annual bill were achieved, encouraging them to install renewable production.

A value transaction mechanism was also created in communities based on a new Energy Credits concept that facilitates value transactions between community actors while encouraging members to purchase their own production systems and invest in production systems for the community. The business model possibilities that this concept allows were explored and a local market mechanism that generates price signals based on community production and consumption forecasts was also created to manage excess production. The concept of virtual storage unit was also extended to the value transaction in order to make energy transfers between different communities possible.

To validate the relevance of these concepts, a case study of a potential energy community with 132 consumers was used, where the implementation of the simple sharing algorithm, the application of the local energy market mechanism and the implementation of two different business models were studied. This case study was also adapted to a smaller case study to validate the results of the implementation of the virtual storage unit mechanism and the extended algorithm that was developed.

Keywords: local energy market, photovoltaic, renewable energy, renewable energy community, self-consumption.

Agradecimentos

A todos os que contribuíram para a conclusão desta etapa, o meu profundo e sincero agradecimento.

Ao orientador e Professor Cláudio Monteiro, agradeço toda a dedicação, a constante disponibilidade e todo o apoio que se estendeu para lá da dissertação.

À Energia Simples e ao engenheiro Fábio Pereira, pelo contributo no desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus pais e irmão, por terem tornado tudo isto possível e por terem feito de mim o que sou hoje, sem uma falha do vosso infindável carinho e apoio.

À minha Rita, por ter caminhado a meu lado nesta jornada, com todo o amor, carinho e compreensão, não deixando faltar motivação em nenhum momento.

Ao César, pelo acolhimento e pelo apoio desde o primeiro dia no Porto.

Aos amigos que a FEUP trouxe à minha vida, pela vossa amizade ao longo deste percurso comum. Ao Bernardo, Ricardo, Rolando e Samuel, por todos os bons momentos durante a partilha dos primeiros passos desta caminhada. Ao Francisco, pelo companheirismo e por toda a evolução e aprendizagem proporcionadas.

A todos os docentes que fizeram parte do meu percurso académico pelo seu pesado contributo na minha formação.

A todos, muito obrigado!

Júlio Duarte

*“Seja o que for,
Será bom.
É tudo”*

Daniel Faria

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contextualização e motivação	1
1.2	Questões de Investigação	2
1.3	Objetivos	3
1.4	Estrutura da Dissertação	3
1.5	Desenvolvimento do Trabalho em Ambiente Empresarial	4
1.6	Dados Utilizados	4
2	Revisão Bibliográfica	5
2.1	Comunidades de Energia Renovável	5
2.1.1	Legislação e Regulamentação	5
2.1.2	Ativos e instalações relacionadas com uma CER	7
2.1.3	Modelos de Negócio	10
2.1.4	Modelos de Gestão	14
2.1.5	Algoritmo de repartição	16
2.2	Transação de Valor em Comunidades	20
2.2.1	Mercados de Eletricidade	20
2.2.2	Periodicidade de conciliação	22
2.2.3	Transação de Valor em Comunidades de Energia	22
3	Metodologia	29
3.1	Mecanismo de Transação de Valor	29
3.1.1	Créditos de Energia	29
3.1.2	Plataforma	30
3.2	Gestão da CER	34
3.2.1	Modelos de negócio	34
3.2.2	Repartição da energia	35
3.3	Mecanismo de Mercado Local	46
3.3.1	Cálculo determinístico do preço	48
3.3.2	Cálculo probabilístico do preço	49
3.3.3	Cálculo determinístico vs. probabilístico do preço	54
4	Caso de Estudo	57
4.1	Caracterização dos consumidores	57
4.2	Geração de séries temporais artificiais	59
4.3	Modelo de Negócio	59
4.4	Dimensionamento da central da comunidade	60
4.5	Repartição da energia produzida na central da CER	62

4.6	Aplicação do modelo de mercado	65
4.7	Análise económica da implementação da CER	69
4.7.1	Investimento por empresa investidora	70
4.7.2	Investimento por <i>crowdfunding</i>	71
4.8	Utilização do mecanismo de UA virtual	73
4.9	Algoritmo de repartição estendido	75
4.9.1	Adaptação e caracterização do caso de estudo	75
4.9.2	Algoritmo de repartição simples	76
4.9.3	Algoritmo de repartição estendido	77
5	Conclusões	83
A	Algoritmo de Repartição Virtual da Energia numa CER	91
	Referências	109

Lista de Figuras

2.1	Diferentes tipos de produção de uma CER.	8
2.2	Possibilidades de localização das UA na CER.	8
2.3	Esquema da configuração em que os ativos pertencem à comunidade.	9
2.4	Esquema da configuração em que os ativos pertencem a entidades privadas.	10
2.5	Esquema do papel da EGAC junto da CER e das entidades externas, adaptado de [1].	15
2.6	Exemplo de uma CER com duas redes internas correspondentes a dois edifícios de habitação multifamiliar.	17
2.7	Funcionamento do mercado em <i>Pool</i> simétrico, adaptado de [2, p. 35].	21
2.8	Processo da <i>blockchain</i> , adaptado de [3].	26
3.1	Possíveis movimentos de créditos de energia na carteira.	29
3.2	Agentes de uma CER e possíveis interações entre estes e a comunidade com base no conceito de créditos de energia.	34
3.3	Exemplo de uma CER com duas redes internas correspondentes a dois edifícios de habitação multifamiliar.	36
3.4	Esquema explicativo dos fluxos virtuais e físicos consequentes da utilização de um mecanismo de UA virtual em CER.	38
3.5	Esquema explicativo do ajuste aplicado à energia armazenada na UA virtual.	39
3.6	Esquema explicativo dos desvios causados pela energia armazenada na UA virtual.	40
3.7	Exemplo de séries temporais genéricas de consumo e produção durante 48 horas.	47
3.8	Preço obtido pelo método determinístico para as 48 horas do exemplo da figura 3.7.	49
3.9	Distribuições exemplo para as previsões probabilísticas de consumo e produção da figura 3.7 para a hora 13.	50
3.10	Distribuições exemplo para as previsões probabilísticas de consumo e produção da figura 3.7 para a hora 43.	50
3.11	Fluxograma de obtenção de um preço probabilístico para venda de energia aos membros da CER.	51
3.12	Previsões probabilísticas de consumo e produção para a hora 18 do exemplo da figura 3.7.	55
3.13	Preço obtido pelo método probabilístico para as 48 horas do exemplo da figura 3.7.	56
4.1	Caracterização dos potenciais membros da CER em potência contratada e consumo anual.	58
4.2	Consumos mensais totais da comunidade.	59
4.3	Ilustração do modelo de negócio a implementar na CER.	60
4.4	Localização prevista para a central da comunidade (41.7947, -7.5523).	61

4.5	Gráfico da origem da energia consumida na CER para valores crescentes de potência instalada na central.	62
4.6	Balanço anual da energia produzida e consumida na comunidade após a repartição.	64
4.7	Ilustração da produção e consumo mensais da CER durante um ano.	65
4.8	Ilustração da produção e consumo da CER nos períodos de consumo durante um ano.	65
4.9	Origem da potência consumida na CER para valores crescentes de potência instalada na central da comunidade.	74
4.10	Origem da energia consumida na CER com a aplicação dos dois algoritmos de repartição.	79
A.1	Exemplo de uma CER com duas redes internas correspondentes a dois edifícios de habitação multifamiliar.	108

Lista de Tabelas

2.1	Síntese dos modelos de negócio propostos por Reis <i>et al.</i> em [4].	13
2.2	CPE constituintes das redes internas da CER exemplo representada na figura 2.6.	17
2.3	Síntese de projetos e iniciativas de partilha local de energia.	25
3.1	Tabela de consulta dos membros, exclusiva para a EGAC, na plataforma de gestão da CER.	32
3.2	Tabela de consulta dos movimentos de CrE na plataforma de gestão da CER.	33
3.3	Tabela de consulta das transferências periódicas ativas na plataforma de gestão da CER.	33
3.4	Parâmetros das distribuições beta das previsões de consumo e produção para as horas 13 e 43 do exemplo da figura 3.7.	49
3.5	Resultados obtidos no cálculo do preço CER para as horas 13 e 43 do exemplo da figura 3.7.	54
3.6	Parâmetros das distribuições beta das previsões de consumo e produção para a hora 18 do exemplo da figura 3.7.	54
3.7	Resultados obtidos no cálculo do preço CER	56
4.1	Caracterização dos potenciais membros da CER.	58
4.2	Caracterização dos membros da CER considerados para o estudo da potência instalada a atribuir à central.	61
4.3	Dados de produção, consumo e injeção mensais da CER.	64
4.4	Dados anuais de produção, consumo e injeção da CER em cada período de consumo.	64
4.5	Custos anuais totais e médios da CER para diferentes tarifas e para diferentes níveis de relação com a CER.	68
4.6	Análise económica da implementação da CER do caso de estudo baseada num modelo de financiamento por uma empresa externa.	72
4.7	Análise económica da implementação da CER baseada num modelo de financiamento por <i>crowdfunding</i>	73
4.8	Caracterização das redes internas consideradas no novo cenário.	75
4.9	Comparação dos custos anuais de dois consumidores do caso de estudo com a aplicação dos algoritmos simples e estendido.	80
4.10	Comparação dos custos anuais totais e médios do caso de estudo com a aplicação dos algoritmos simples e estendido.	81
A.1	CPE constituintes das redes internas da CER exemplo representada na figura A.1.	108

Abreviaturas

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CER	Comunidade de Energia Renovável
CIEG	Custos Económicos de Interesse Geral
CPE	Código do Ponto de Entrega
CPEc	Código do Ponto de Entrega de Consumo
CPEp	Código do Ponto de Entrega de Produção
CrE	Créditos de Energia
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EGAC	Entidade Gestora do Autoconsumo
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
IU	Instalação de Utilização
MT	Média Tensão
ORD	Operador da Rede de Distribuição
P2P	<i>Peer-to-Peer</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
TAR	Tarifa de Acesso às Redes
UA	Unidade de Armazenamento
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo

Símbolos

$[coef_c]$	Vetor de coeficientes de repartição associados aos CPEc da CER
$\overline{coef_c}$	Variável com o valor do coeficiente de um dado CPEc da CER
E_c	Variável com o valor de energia consumida num determinado CPEc c
$E_{\acute{c}}$	Variável temporária que guarda o valor de energia consumida no CPEc c de uma rede interna em cada momento
$[E_{\acute{c}}]$	Vetor temporário que guarda os valores de energia consumida em todos os CPEc c de uma rede interna (blocos de repartição em redes internas) ou em todos os CPEc de qualquer rede (blocos de repartição em qualquer rede)
$[E_c]$	Vetor com o valor de energia consumida por cada CPEp num dado intervalo quarto-horário
E_{cCER}	Variável com o valor total da energia consumida em todos os CPEc c que pertencem à CER
E_{cri}	Variável com o valor total da energia consumida em todos os CPEc \acute{c} que pertencem à rede interna ri
$E_{d+CER(t)}$	Variável com a excesso de energia da CER que provoca desvio positivo na rede
$E_{d-CER(t)}$	Variável com a excesso de energia da CER que provoca desvio negativo na rede
$E_{c,ri}$	Variável com o valor de energia consumida pelo CPEc c que pertence à rede interna ri
E_{cri}	Variável com o valor total da energia consumida em todos os CPEc c que pertencem à rede interna ri
Ee_{cCER}	Variável com valor total da energia excedente da CER
$Ee_{c,ri}$	Variável com o valor de energia excedente do CPEc c que pertence à rede interna ri
$[Ee_p]$	Vetor com a energia excedente atribuída a cada um dos CPEp da CER
$[Ee_{p \rightarrow ri}]$	Vetor com a energia excedente produzida por cada CPEp da rede interna ri
$Ee_{\rightarrow c}$	Variável com a energia excedente que é atribuída ao CPEc c no final do processo
$Ee_{\rightarrow cri}$	Variável com valor total da energia excedente atribuída aos CPEc da rede interna ri
El_c	Vetor com valores de energia consumida líquida em cada um dos CPEc c da CER
E_p	Variável com o valor de energia disponível no CPEp p
$E_{\acute{p}}$	Variável que guarda o valor da energia ainda disponível em cada CPEp p
$[E_p]$	Vetor com o valor de energia produzida por cada CPEp num dado intervalo quarto-horário
$[E_{\acute{p}}]$	Vetor temporário que guarda os valores de energia produzida em todos os CPEp p de uma rede interna

$E_{p \rightarrow}$	Variável que acumula o valor de energia que transita desde o CPEp p ao longo do processo
$E_{p \rightarrow c}$	Variável com o valor da energia produzida no CPEp p que é entregue ao CPEc c
$[E_{p \rightarrow ri}]$	Vetor com a energia produzida por cada CPEp que circulou no interior da respectiva rede interna ri
E_{pCER}	Variável com o valor total da energia produzida por todos os CPEp p que pertencem à CER
E_{pr}	Variável com o valor total de energia produzida dentro da CER, não considerando redes internas
$E_{pr \rightarrow c}$	Variável com o valor de energia, do total produzido na CER, que transita para o CPEc c
E_{pri}	Variável com o valor total da energia produzida por todos os CPEp p que pertencem à rede interna ri
$E_{pri \rightarrow c}$	Variável com o valor de energia, do total produzido na rede interna ri , que transita para o CPEc c
$[E_{ri \rightarrow c}]$	Vetor com a energia repartida para cada um dos CPEc c a partir de CPEp dentro da mesma rede interna ri
$[E_{ri \rightarrow c}]$	Vetor com a energia repartida para cada um dos CPEc c a partir de um CPEp dentro da mesma rede interna ri
E_{vCER}	Variável com a energia armazenada na UA virtual da CER. Aparece associada a um instante de tempo
E_{vCERin}	Variável com a energia importada de outras CER, armazenada na UA virtual. Aparece associado a um instante de tempo
$E_{vCERout}$	Variável com a energia da UA virtual que é exportada para outras CER. Aparece associado a um instante de tempo
$E_{vCER \rightarrow c}$	Variável com a energia da UA virtual que é transferida para o CPEc c
$E_{\rightarrow c}$	Variável que acumula o valor de energia que transita para o CPEc c ao longo do processo
$E_{\rightarrow cCER}$	Variável com valor total da energia repartida dentro da CER
$E_{\rightarrow cri}$	Variável com valor total da energia transferida dentro da rede interna ri
N_{CERin}	Variável com o número de transferências recebidas pela CER no instante atual
N_{CERout}	Variável com o número de transferências efetuadas pela CER no instante atual
$[N_{CONS}]$	número de entradas da estrutura com a previsão de consumos
$[N_{prod}]$	número de entradas da estrutura com a previsão de produção
P_{CER}	preço final do mecanismo de mercado local no intervalo em questão, para venda da energia produzida na comunidade aos seus membros
P_{max}	preço máximo considerado no intervalo em questão, igual ao preço de compra de energia à rede
P_{min}	preço mínimo considerado no intervalo em questão, igual ao preço de venda de energia à rede
PM	Variável com o preço de mercado (€/MWh) da energia. Aparece associado a um instante de tempo
$[prev_{cons}]$	estrutura com a previsão de consumos para o intervalo de tempo em questão
$[prev_{prod}]$	estrutura com a previsão de produção para o intervalo de tempo em questão

$[Q_{cons}]$	vetor com os quantis 25, 50 e 75 da previsão de consumo
$[Q_{prod}]$	vetor com os quantis 25, 50 e 75 da previsão de produção
$Q25_{cons}$	Quartil 25 da função distribuição acumulada da previsão de consumo
$Q50_{cons}$	Quartil 50 da função distribuição acumulada da previsão de consumo
$Q75_{cons}$	Quartil 75 da função distribuição acumulada da previsão de consumo
$Q25_{prod}$	Quartil 25 da função distribuição acumulada da previsão de produção
$Q50_{prod}$	Quartil 50 da função distribuição acumulada da previsão de produção
$Q75_{prod}$	Quartil 75 da função distribuição acumulada da previsão de produção
$T_{p \rightarrow c}$	Variável com o valor da energia produzida no CPEp p que é entregue ao CPEc c utilizando a RESP
$T_{p \rightarrow}$	Variável que acumula o valor de energia que transita desde o CPEp p utilizando a RESP ao longo do processo
$T_{vCER \rightarrow c}$	Variável com a energia da UA virtual que é transferida para o CPEc c utilizando a RESP
$T_{\rightarrow c}$	Variável que acumula o valor de energia que transita para o CPEc c ao longo do processo, utilizando a RESP

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização e motivação

Os sistemas elétricos atravessam uma evolução do modelo de produção centralizado tradicional, para um sistema mais sustentável e distribuído. Esta transição é feita através da integração de fontes renováveis perto dos pontos de consumo, o que, além de atribuir aos consumidores um papel mais ativo, contribui para o cumprimento dos objetivos ambientais europeus.

Através da Diretiva 2018/2001 de 11 de dezembro de 2018 [5], são definidas metas ambientais e critérios de sustentabilidade para a União Europeia que promovem a energia proveniente de fontes renováveis, sendo estabelecidos os conceitos de autoconsumidor de energia renovável individual e coletivo, e com este último, o promissor conceito de Comunidades de Energia Renovável (CER). É estabelecido o objetivo coletivo de alcançar uma percentagem de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia da União Europeia de, pelo menos, 32% em 2030, sendo que, para alcançar as metas propostas, são introduzidas mudanças no sistema elétrico, mudanças essas que levam a uma transição energética do paradigma convencional para um paradigma mais sustentável, marcado por uma maior participação dos cidadãos na transição, nomeadamente através da evolução do papel do consumidor que passa a ser capaz de armazenar e partilhar os excedentes da sua produção renovável.

Portugal, enquanto Estado-Membro da União Europeia, define, no âmbito do Plano Nacional de Energia-Clima, 2021-2030, o objetivo individual de alcançar a percentagem de 47% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto em 2030, o que significa que o contributo das renováveis no setor elétrico terá de ser de pelo menos 80% da produção total. [6]

Juntamente com o estabelecimento desse objetivo, o Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro [6] introduz o enquadramento jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável e aprova o direito de partilha da energia e a figura das CER, estabelecendo o respetivo regime jurídico. Com isso, é promovida e facilitada a produção descentralizada, que atribui aos consumidores um papel mais ativo, transformando-os em *prosumers*, e colocando-os no centro da luta pelo objetivo comum da eficiência energética e ambiental.

Dada a capacidade do autoconsumidor de partilhar energia numa CER, cabe à Entidade Gestora de Autoconsumo (EGAC) a responsabilidade de gerir a forma como a esta é repartida e transacionada dentro da comunidade. De acordo com o que está previsto no referido Decreto-Lei [6, Artigo 16.º, ponto 11, alínea b)], a repartição pode ser feita de uma de duas formas: repartição por coeficientes fixos ou por coeficientes variáveis, proporcionais ao consumo medido em cada período quarto-horário.

As transferências de energia efetuadas dependem do modelo de negócio implementado na CER, sendo que em todos eles cada transferência corresponde uma transação de valor, interna à comunidade e gerida pela EGAC, que deve ser efetuada da forma mais simples e segura. Por esse motivo, impõe-se a necessidade de desenvolvimento de modelos de repartição, mecanismos funcionais e flexíveis para transacionar valor entre os diversos agentes da CER, modelos que permitam a fixação do valor associado a cada transferência de energia e ainda mecanismos que permitam o maior aproveitamento e eficácia na utilização da energia localmente produzida.

É essa a motivação desta dissertação que procura responder aos problemas mencionados e, para isso, se propõe a criar modelos de repartição de energia, mecanismos de transação de valor baseados num novo conceito de créditos de energia, um mecanismo de mercado local de energia através do equilíbrio entre a produção e o consumo da comunidade e um mecanismo de transferência de energia entre períodos horários.

1.2 Questões de Investigação

De seguida apresentam-se as questões de investigação que se pretendem responder com o desenvolvimento do tema abordado:

- É possível, com base na legislação portuguesa atual, criar mecanismos de repartição da energia que permitam o máximo aproveitamento da energia produzida na comunidade?
- É possível, dentro de uma CER, encontrar mecanismos funcionais e flexíveis de transacionar valor entre os diversos agentes da comunidade?
- Que modelos de negócio é possível criar com os mecanismos de repartição de energia e valor desenvolvidos?
- É possível desenvolver mecanismos de mercado local que devolva sinais de preço partilhados com os consumidores de forma a facilitar a gestão da produção da comunidade?
- A legislação permite a implementação dos mecanismos anteriores?
- Que benefícios económicos podem trazer estes mecanismos para os consumidores?
- As vantagens destes mecanismos compensam a complexidade, de maneira a ser uma solução adotável pelos consumidores domésticos?

1.3 Objetivos

O objetivo geral do trabalho apresentado centra-se no desenvolvimento de modelos de repartição de energia e de transação de valor baseados num mecanismo de mercado local, aplicáveis aos fluxos de energia internos à CER que serão geridos pelas EGAC.

Para tal, listam-se de seguida os objetivos específicos a cumprir:

- Implementação dos modelos que estabelecem a repartição da energia da CER pelos seus membros;
- Criação de modelos de transação de valor baseados num novo conceito de créditos de energia, que permitam transações EGAC-consumidor, transações P2P e transações entre CER;
- Criação um mecanismo de mercado, com a fixação do indicador de preço, baseados em previsões de produção e consumo, para gestão do excesso de produção;
- Criação de soluções que permitam o incentivo ao aumento da capacidade de produção renovável e o máximo aproveitamento da energia produzida na CER, através da transferência de energia entre períodos temporais;
- Estudo da possível implementação dos mecanismos referidos.

1.4 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está estruturada em 5 capítulos.

No capítulo 1 é feita uma introdução onde se apresentam o contexto e a motivação da dissertação assim como as questões de investigação que se pretende responder. Referem-se ainda os objetivos do tema, havendo também uma secção relativa aos dados utilizados e outra relativa ao ambiente empresarial no qual o trabalho foi desenvolvido.

No capítulo 2 apresenta-se uma revisão bibliográfica aos conteúdos mais relevantes relacionados com o tema desta dissertação e que servirão de base ao trabalho realizado. Numa primeira parte é explorado o conceito de CER, onde é feito o enquadramento legislativo, analisados os ativos e os intervenientes e explorados diferentes formas de gestão da comunidade. Numa segunda parte, são analisados assuntos mais relacionados com a transação de valor em CER, como o conceito de mercado e a periodicidade de conciliação, sendo também explorados casos reais de transação de valor em comunidades de energia reais.

No capítulo 3 apresenta-se um novo conceito de créditos de energia, e a respetiva plataforma sob a qual ocorrerá a transação de valor na comunidade, assim como os respetivos modelos de negócio. São também explorados um novo mecanismo de mercado desenvolvido para obtenção de sinais de preço para gestão do excesso de produção da CER e um novo mecanismo de Unidade de Armazenamento (UA) virtual para transferência de energia entre comunidades e para a transferência de energia entre períodos temporais dentro da mesma comunidade, com o objetivo de maximizar o aproveitamento dessa energia.

No capítulo 4 é explorado um caso de estudo da implementação de uma CER para aplicação dos mecanismos apresentados na metodologia, servindo apenas para validação dos resultados obtidos.

Por último, no capítulo 5 apresentam-se as principais conclusões que foi possível tirar do trabalho desenvolvido.

1.5 Desenvolvimento do Trabalho em Ambiente Empresarial

O desenvolvimento da dissertação em ambiente empresarial foi possível graças à parceria entre a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e a Energia Simples, empresa sediada no Porto desde 2014 que ambiciona a liderança no setor da comercialização energética e de autoconsumo, proporcionando o acesso a energia de fontes sustentáveis aos seus clientes e tendo a eficiência energética, a sustentabilidade ambiental e a ética empresarial como principais pilares.

1.6 Dados Utilizados

Os dados utilizados no caso de estudo da presente dissertação sobre potências contratadas, e consumos anuais foram recolhidos junto dos habitantes da aldeia de Calvão, do concelho de Chaves, sendo os respetivos consumos quarto-horários simulados com recurso à ferramenta desenvolvida em [7].

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

O presente capítulo apresenta uma revisão bibliográfica dos conteúdos mais relevantes relacionados com o tema desta dissertação e que servirão de base ao trabalho realizado. O primeiro tópico é sobre as Comunidades de Energia Renovável, onde são abordados o enquadramento na respetiva legislação e regulamentação, as diferentes configurações possíveis associadas a diferentes modelos de negócio e os modelos de gestão das CER e dos ativos que as constituem. Num outro tópico exploram-se mecanismos de mercado e transação de valor em comunidades sendo também abordados assuntos relacionados com mercados de eletricidade.

2.1 Comunidades de Energia Renovável

2.1.1 Legislação e Regulamentação

O conceito de Comunidade de Energia Renovável é consagrado pela Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018 [5] que estabelece metas para a União Europeia e respetivos Estados-Membros relativas à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, realçando a progressiva importância do autoconsumo renovável.

As CER surgem como um novo meio para o desenvolvimento da produção e consumo renováveis permitindo aos autoconsumidores o acesso à energia renovável e potenciando a sua participação na transição energética. Esta figura é introduzida em Portugal através do Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro [6], que transpõe parcialmente a diretiva europeia supracitada, sendo definida como “uma pessoa coletiva constituída nos termos do presente decreto-lei, com ou sem fins lucrativos, com base numa adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas, os quais podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais, que seja autónoma dos seus membros ou sócios, mas por eles efetivamente controlada, desde que e cumulativamente:

- i) 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;

- ii) Os referidos projetos sejam detidos e desenvolvidos pela referida pessoa coletiva;
- iii) A pessoa coletiva tenha por objetivo principal propiciar aos membros ou às localidades onde opera a comunidade benefícios ambientais, económicos e sociais em vez de lucros financeiros; [6, Artigo 2.º, alínea j)].”

A definição apresentada é a que consta na referida legislação que está em vigor no momento do desenvolvimento da presente dissertação. No entanto, trata-se de um assunto em discussão uma vez que tem gerado algumas incertezas, o que pode conduzir a alterações em legislações publicadas futuramente. Na lista abaixo são retratadas algumas dessas dúvidas:

- i) Não existe um critério objetivo e claro que defina a proximidade mencionada na alínea i). Poderiam ser definidos critérios geográficos, elétricos ou sociais para definir a proximidade. Está, atualmente, definido apenas que a avaliação é feita pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) caso a caso [6, Artigo 5.º, ponto 2].
 - **Critérios geográficos:** a proximidade seria definida de acordo com a distância entre membros de uma CER, existindo questões a esclarecer sobre como medir essa distância e qual a referência a considerar na medição da distância;
 - **Critérios elétricos:** dois membros considerar-se-iam na proximidade um do outro, por exemplo, se ambos forem alimentados pelo mesmo posto de transformação ou subestação, nos casos de baixa e média tensão, respetivamente;
 - **Critérios sociais:** poderiam pertencer à mesma CER membros que façam parte de um mesmo contexto social, como por exemplo, edifícios de uma mesma entidade ou membros de uma mesma freguesia.
- ii) Impede a interessante possibilidade de criar uma comunidade com recurso a financiamentos por parte entidades externas, o que pode ser um travão ao aparecimento de diversas CER. O mesmo acontece com a possibilidade de o projeto ser desenvolvido por uma entidade externa, o que tornaria o processo de criação da CER muito mais fácil para a entidade que o pretende fazer;
- iii) A existência de lucros financeiros é uma condição fundamental para incentivar ao investimento nas comunidades, pelo que também esta alínea pode desencorajar o surgimento de várias comunidades de energia.

Para que o Decreto-Lei supracitado possa ser implementado, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovou o Regulamento n.º 266/2020 [8], com o qual procede à elaboração da regulamentação necessária para a implementação de projetos das várias modalidades de autoconsumo. Posteriormente foi aprovada uma proposta de reformulação do referido regulamento através do Relatório da Consulta sobre a Reformulação do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica [9].

Também a DGEG, no âmbito do mesmo Decreto-Lei, elabora um Regulamento Técnico e de Qualidade que estabelece regras de carácter técnico aplicáveis a UPAC, e um Regulamento de Inspeção e Certificação que estabelece procedimentos aplicáveis à inspeção e certificação, bem como as condições técnicas de aprovação das UPAC para entrada em exploração. Como já foi mencionado, é também a DGEG que avalia os potenciais projetos de comunidades, sendo responsável pelo portal eletrónico onde são “apresentados, processados e comunicados os pedidos de registo, licenciamento e demais procedimentos previstos no presente decreto -lei, para a gestão e controlo da atividade do autoconsumo e das comunidades de energia renovável e que contém o cadastro das UPAC existentes” [6, Artigo 2.º, alínea x)], podendo ser acedido através da seguinte ligação: <http://apps.dgeg.gov.pt/DGEG/>.

2.1.2 Ativos e instalações relacionadas com uma CER

Cada instalação da CER tem associado uma unidade de contagem que é caracterizada por um Código de Ponto de Entrega (CPE). Se a unidade de contagem for bidirecional, terá associado um Código de Ponto de Entrega de Produção (CPEp) e um Código de Ponto de Entrega de Consumo (CPEc). Caso contrário apenas terá um dos CPE referidos de acordo com o fluxo que se verifique na instalação.

Apresenta-se de seguida uma lista dos vários ativos e instalações que podem estar relacionados com uma CER sendo, para cada elemento da lista, indicados os CPE que é possível associar:

- **Equipamentos de produção:** Caracterizados por um CPEp, com a possibilidade de ter um CPEc quando previstos consumos internos.
- **Unidades de armazenamento (UA):** Caracterizados por um CPEp e um CPEc, dado que permite fluxos bidirecionais, seja do equipamento para a CER ou para a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), seja destas para o equipamento.
- **Instalação de utilização (IU):** Caracterizados por um CPEc, com a possibilidade de ter um CPEp quando tenha integrada uma UPAC ou uma UA.
- **Postos de carregamento e outros equipamentos de consumo:** Caracterizados por um CPEc.

De acordo com a localização dos equipamentos de produção, a CER pode assumir uma das três diferentes estruturas listadas abaixo e ilustradas na figura 2.1:

- **Produção autónoma:** estrutura de uma CER constituída por UPAC de grande dimensão dedicadas exclusivamente à produção;
- **Produção integrada em consumo:** estrutura de uma CER constituída por UPAC de pequena dimensão integradas nas instalações de consumo;
- **Produção híbrida:** Estrutura de uma CER com produção autónoma e integrada em consumos.



Figura 2.1: Diferentes tipos de produção de uma CER.

As UA podem ser integradas em diferentes pontos das comunidades, sendo possível fazê-lo em CER com qualquer uma das estruturas referidas. Se a UA está integrada numa UPAC, esse ponto da CER passa a ter atribuído um CPEc além do CPEp já existente; se a UA é integrada numa UI, torna-se necessário que lhe seja adicionado um CPEp além do normal CPEc; se a UA é autónoma, são-lhe atribuídos um CPEc e um CPEp para os momentos de carregamento e de extração, respetivamente.

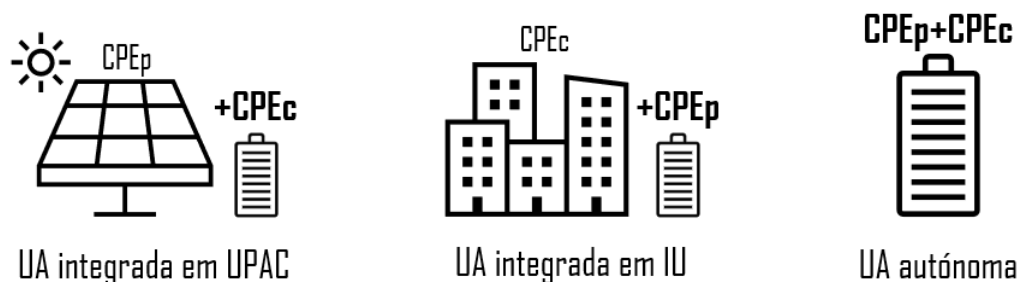


Figura 2.2: Possibilidades de localização das UA na CER.

De maneira a compreender a forma como cada um dos elementos mencionados acima pode pertencer a cada um dos agentes envolvidos numa comunidade, apresenta-se abaixo uma lista desses agentes, pessoas jurídicas que podem fazer parte e intervir numa comunidade, independentemente do modelo de negócio e do modelo de gestão implementados:

- **CER:** pessoa coletiva constituída nos termos do Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro [6, Artigo 2.º, alínea j)];
- **EGAC:** Entidade Gestora do Autoconsumo, responsável pela gestão da CER, cujas funções surgem detalhadas no tópico 2.1.4;
- **Membros da CER:** pessoas públicas ou privadas, singulares ou coletivas, que são os responsáveis pelas instalações associadas à CER. Cada membro pode deter múltiplas instalações;
- **Entidade Investidora:** pessoa jurídica que financia a comunidade;

A pertença dos ativos aos membros associados à comunidade são assunto de grande relevância no desenvolvimento de modelo de negócio. Nesse sentido, podemos ter uma das duas configurações abaixo descritas e apresentadas nas figuras 2.3 e 2.4. Em primeiro lugar analisa-se o caso em que os ativos da CER pertencem à comunidade para depois ser explorado o caso em que esses ativos fazem parte da CER mas pertencem a entidades privadas.

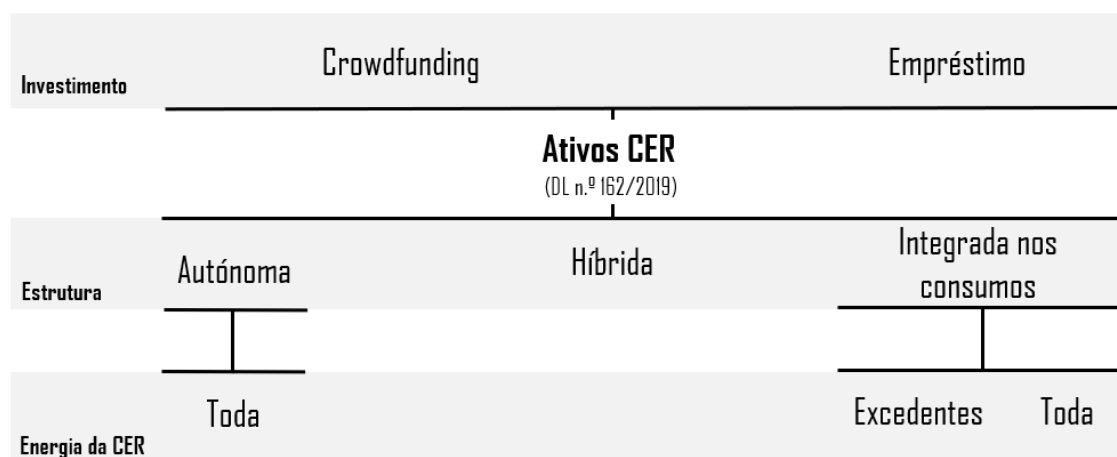


Figura 2.3: Esquema da configuração em que os ativos pertencem à comunidade.

Considere-se a configuração da figura 2.3, em que a produção e as baterias pertencem à CER, sendo esse o cenário atualmente imposto pela legislação em que “os referidos projetos sejam detidos e desenvolvidos pela referida pessoa coletiva [CER]” [6, Artigo 2.º, alínea j), ponto ii)]. Em primeiro lugar teve de existir um investimento por parte dessa entidade que pode ter duas origens: crowdfunding por parte dos elementos da CER ou empréstimo bancário. A questão seguinte prende-se com a localização dos ativos adquiridos, sendo possível adotar uma das três estruturas possíveis tendo em conta a localização dos equipamentos de produção: produção autónoma, integrada em consumos ou híbrida. No caso da produção ser autónoma, em que os sistemas de produção pertencem à comunidade, faz sentido que toda a energia produzida pertença a comunidade. O mesmo pode não acontecer com a estrutura de produção integrada nos consumos na qual há a possibilidade de se optar por entregar a energia produzida prioritariamente à IU, sendo apenas os excedentes entregues à CER. É ainda possível combinar as duas estruturas referidas numa estrutura híbrida.

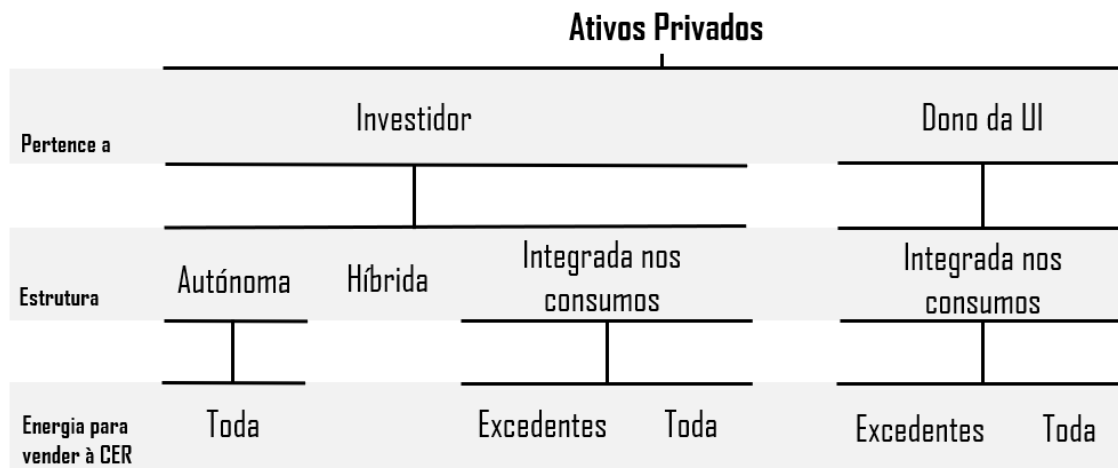


Figura 2.4: Esquema da configuração em que os ativos pertencem a entidades privadas.

Outra configuração interessante, figura 2.4, apesar de atualmente não estar contemplada na legislação [6], seria a de os ativos da comunidade pertencerem a entidades privadas. Nesse caso, os equipamentos podem pertencer a um investidor ou aos donos da IU que são membros da comunidade. Explorando primeiro a possibilidade de a produção ser dos donos da UI, a comunidade terá uma estrutura com uma componente integrada em consumos composta pelo sistema de produção de cada membro. A energia produzida por esse sistema de produção pertence ao dono da UI que, como membro da CER, irá partilhar essa energia com a comunidade, podendo fazê-lo de duas formas possíveis: partilha de toda a energia produzida ou utilização da energia produzida e partilha apenas dos excedentes. Na possibilidade de os ativos pertencerem a um investidor, é possível a comunidade assumir qualquer uma das três estruturas tendo em conta a produção. Assumindo uma estrutura de produção autónoma, o investidor seria detentor da(s) central(ais) da CER, sendo a energia produzida integralmente entregue à comunidade. Se, por outro lado, a produção estiver integrada em consumos, a energia produzida que pertence ao investidor poderá ser utilizada nas IU que alojam as UPAC, sendo apenas o excedente partilhado com a CER, ou pode ser-lhe entregue integralmente. Por fim, há novamente a possibilidade de uma estrutura híbrida em que se dá a utilização simultânea dos conceitos referidos relativos à produção autónoma e integrada em consumos.

Como já foi mencionado, este último cenário não está atualmente legislado. No entanto, serão exploradas nesta dissertação essa e outras possibilidades válidas para o contexto das CER, ainda que possam ser desajustadas à legislação atual. Com isto pretende-se que o conteúdo deste documento seja o mais abrangente possível, de forma a se poder enquadrar em qualquer modelo de legislação futuro, procurando garantir soluções no caso de existirem mudanças relativamente ao modelo atualmente aceite.

2.1.3 Modelos de Negócio

Cada comunidade de energia funciona segundo o seu modelo de negócio que define as transações de valor que estão por detrás das transferências de energia dentro da comunidade. A partir da

análise das configurações anteriores e das figuras 2.3 e 2.4, é possível identificar diferentes modelos de negócio que são possíveis aplicar a uma comunidade. Reis *et al.* [4], através de uma análise dos projetos de comunidades de energia emergentes na Europa, propõe uma lista de 8 possíveis modelos de negócio que se apresentam resumidos na seguinte lista e na tabela 2.1, assumindo a existência de modelos híbridos através da combinação dos que estão listados.

- **Cooperativas de Energia:** Organizações lideradas pelos seus membros, que se organizam para adquirir sistemas de geração de energia, sendo as decisões e regras baseadas na vontade dos seus membros. A cooperativa pode ter a concessão da rede pública local, acumulando nesse caso responsabilidades de operador dessa rede e de comercializador, comprando energia e revendendo aos seus membros. Quanto ao seu objetivo, podemos ter dois tipos de cooperativa:
 - com fins lucrativos: criadas para investir em sistemas de produção em média e grande escala para competir com outras entidades em mercado;
 - sem fins lucrativos: criadas para ter acesso a eletricidade mais barata através do autoconsumo e da venda dos excedentes entre membros.
- **Comunidade de Prosumers:** comunidades criadas por grupos de *prosumers* que se juntam para ganhar dimensão para beneficiar de preços mais acessíveis na aquisição de equipamentos de geração e armazenamento para o autoconsumo, para participar em mercados de flexibilidade ou para beneficiar de iniciativas de eficiência energética. Desta forma, uma comunidade de *prosumers* pode facilmente derivar para outros modelos desta lista. Este modelo requer um agente que intermedeie as transações de energia e de valor entre membros da comunidade, se existentes, podendo também ser-lhe atribuídas outras responsabilidades como o contacto com entidades externas ou serviços de apoio aos membros.
- **Mercados Locais de Energia:** normalmente desenvolvidos por comunidades de *prosumers* que colaboram para reduzir custos com energia proveniente do exterior da comunidade. *Prosumers* com excesso negociam com consumidores que escolhem a que membro da comunidade pretendem comprar energia. Estes mercados promovem as transações P2P entre participantes do mercado, sendo que estas que podem funcionar de forma descentralizada ou centralizada com a intervenção de uma entidade facilitadora procura a melhor combinação entre participantes do mercado e que trata do consumo líquido da comunidade com um comercializador.
- **Comunidade de produção coletiva:** comunidade que baseia o seu modelo no armazenamento e na partilha de energia autoproduzida em espaços comuns a todos os membros, como o telhado de um edifício multifamiliar. O investimento normalmente é partilhado pelos membros assim como a energia produzida e o retorno obtido pela venda de excedentes, sendo essas e outras regras definidas coletivamente.

- **Comunidades patrocinadas por terceiros:** Financiamento da comunidade é parcial ou totalmente efetuado por uma entidade investidora externa que serão detentoras dos ativos da comunidade, sendo também responsáveis pela gestão e pelas decisões. Desta forma, o esforço financeiro e os riscos são colocados do lado do investidor, sendo o seu retorno proveniente da venda da energia produzida aos membros da comunidade que, por sua vez, têm acesso a energia localmente produzida e mais barata.
- **Comunidade de agregação de flexibilidade:** Modelo de comunidade com o objetivo de implementar estratégias coletivas de *Demand Side Management* por parte dos seus membros para fornecer flexibilidade ao operador da rede. Os mercados de flexibilidade são orientados para clientes comerciais e industriais que são capazes de fornecer flexibilidade em grande escala. No entanto, um agregador de uma comunidade com este modelo de negócio, juntando a flexibilidade dos seus membros, alcança volumes suficientes nesses mercados. Para isso, são assinados contratos bilaterais entre o agregador da comunidade e os membros onde estes se comprometem a alterar o seu padrão de consumo a troco de beneficiar de custos de eletricidade reduzidos. Consideram-se dois tipos de Demand Side Management:
 - Despachável: Membros permitem que as suas cargas sejam controladas diretamente por uma entidade externa durante períodos de ponta;
 - Não despachável: Membros têm sinais de preço dinâmicos que influenciam o seu perfil de consumo, sendo que lhe podem ser aplicadas penalizações caso não cumpra com requisitos previamente acordados.
- **Comunidade de Empresa de Serviços Energéticos:** Comunidade criada pelos membros em parceria com uma empresa de serviços energéticos e obtém serviços de eficiência energética da mesma. Podem ser prestados diferentes serviços, entre eles o da instalação e manutenção de um sistema fotovoltaico pertencente à empresa nos telhados dos membros, que lhe pagarão pela a energia aí produzida. Podem existir dois tipos de remuneração para a empresa:
 - Poupança garantida: clientes pagam à empresa por um certo nível de poupança acordado;
 - Poupança partilhada: poupança obtida pelo serviço é partilhada pelo cliente e a empresa durante um período de tempo acordado.
- **Comunidades de Mobilidade Elétrica:** Comunidade que colabora com uma entidade que incentiva a mobilidade elétrica através do fornecimento gratuito dos seus ativos e serviços, podendo estes ser utilizados também como fontes de flexibilidade. Esses serviços podem incluir transporte público, *car-sharing* ou *car-pooling* e as baterias dos veículos podem ser usadas para serviços de flexibilidade por parte de agregadores para fornecer serviços auxiliares à rede. Os excedentes da produção dos membros da comunidade podem ser vendidos à entidade responsável pela mobilidade elétrica, ou oferecidos, em troca de redução/isenção de custos com os seus serviços.

Tabela 2.1: Síntese dos modelos de negócio propostos por Reis *et al.* em [4].

Modelo	Investimento	Tomada de decisões	Benefícios dos membros	Entidade participante	Benefícios da entidade participante	Ativos	Posse dos ativos	Posse da energia produzida
Cooperativa de Energia	Membros	Membros	Autoconsumo e venda de excedentes ou venda em mercado	Município (caso particular)	Energia local e mais barata	Sistemas produção e/ou armazenamento	Membros	Membros
Comunidade de Prosumers	Membros	Membros	Autoconsumo e venda de excedentes	Agente de gestão de transações e contacto com agentes externos	—	Sistemas produção e/ou armazenamento	Membros	Membros
Mercados Locais de Energia	Membros	Membros	Autoconsumo e venda de excedentes (vendedor) e energia local e mais barata (comprador)	Agente de gestão de transações e contacto com agentes externos (modelo centralizado)	—	Sistemas produção e/ou armazenamento	Membros	Membros
Produção coletiva	Membros	Membros	Autoconsumo e venda excedentes	—	—	Sistemas produção e/ou armazenamento	Membros	Membros
Comunidade patrocinada por terceiros	Entidade patrocinadora/ investidora	Entidade patrocinadora/ investidora em colaboração com membros	Energia local e mais barata	Entidade patrocinadora/ investidora	Venda de energia aos membros	Sistemas produção e/ou armazenamento	Entidade patrocinadora/ investidora	Entidade patrocinadora/ investidora
Agregação de Flexibilidade	Agregador	Agregador em colaboração com membros	Energia elétrica mais barata a troco de alterações nos padrões de consumo	Agregador	Venda de flexibilidade em mercado	Sistemas produção e/ou armazenamento e cargas	Membros	Membros
Empresa de Serviços Energéticos	Empresa de serviços energéticos	Empresa de serviços energéticos em colaboração com membros	Energia mais barata e instalação gratuita de sistema produção	Empresa de serviços energéticos	Venda de energia aos membros	Sistemas produção e/ou armazenamento	Empresa de serviços energéticos	Empresa de serviços energéticos
Mobilidade Elétrica	Entidade promotora da mobilidade elétrica	Entidade promotora da mobilidade elétrica em colaboração com membros	Serviços de mobilidade elétrica	Entidade promotora da mobilidade elétrica	Venda de serviços de mobilidade elétrica e/ou fornecimento de flexibilidade	Veículos elétricos	Entidade promotora da mobilidade elétrica	Membros

2.1.4 Modelos de Gestão

A implementação das Comunidades de Energia Renovável introduzem o conceito de partilha virtual da energia entre membros, que é recebido pelo consumidor como um complemento de energia, reduzindo a energia solicitada ao comercializador nas horas de maior produção renovável. A energia referida é proveniente das unidades de produção da CER ou injetada pelos seus membros, sendo todas as informações sobre consumos, produção e partilha recolhidas com base numa conciliação quarto-horária, não sendo possível a translação de excessos do intervalo de 15 minutos atual para o intervalo seguinte.

A formação de uma CER requer a designação de uma Entidade Gestora do Autoconsumo, entidade responsável pela partilha da energia e pela gestão física e financeira da comunidade, sendo que esse papel pode ser exercido pela própria CER [8, Artigo 5.º, ponto 2] ou por uma entidade externa. De entre as responsabilidades da EGAC destacam-se as seguintes tarefas:

- Representação da comunidade e dos seus membros junto de entidades externas como os operadores da rede de distribuição e transporte, o comercializador ou o agregador;
- Interação entre o investidor e a CER;
- Aquisição da energia e respetivo pagamento;
- Manutenção dos ativos pertencentes à comunidade;
- Pagamento dos custos associados à tarifa de acesso à rede;
- Acesso e gestão dos dados de produção e consumo dos CPE da comunidade;
- Gestão da partilha virtual da energia, através da definição dos coeficientes de cada CPEc e, com isso, do modelo de repartição a utilizar na CER;
- Gestão da repartição de valor dentro da comunidade, através de decisões sobre a forma de pagamento da energia partilhada;
- Prestação de outros serviços à CER e aos respetivos membros, como serviços de eficiência.

A figura 2.5 procura esquematizar o papel da EGAC junto da CER e junto das várias entidades externas que com ela interagem para o funcionamento da comunidade:

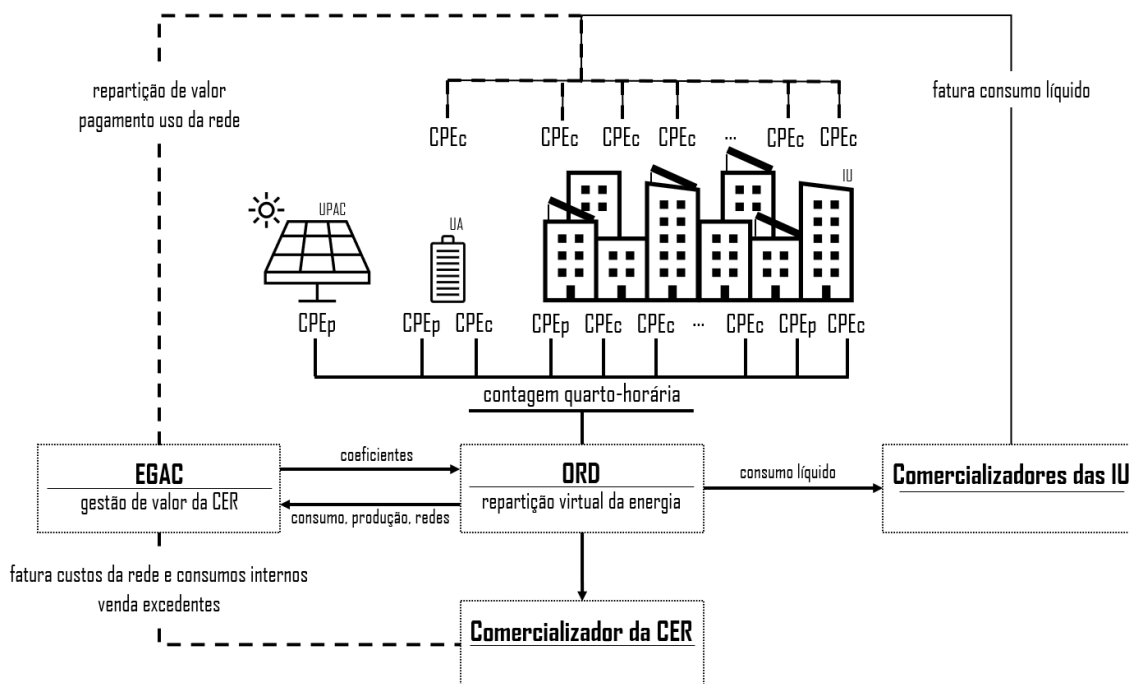


Figura 2.5: Esquema do papel da EGAC junto da CER e das entidades externas, adaptado de [1].

De acordo com [6, Artigo 16.º, ponto 11], existem dois mecanismos possíveis para repartição da energia produzida no seio de uma CER, um para o caso em que haja especificação de coeficientes de repartição por parte da EGAC e outro para o caso em que essa especificação não exista:

- **Repartição baseada em coeficientes fixos:** A energia produzida que é entregue à CER, E_p é repartida pelos CPEc de acordo com um coeficiente fixo respetivo, c_i , previamente atribuído pela EGAC. Desta forma, a energia E_i atribuída ao CPEc i pode calcular-se por:

$$E_i = \frac{c_i}{\sum_i c_i} \cdot \sum_p E_p \quad (2.1)$$

- **Repartição baseada em coeficientes variáveis, proporcionais ao consumo:** Caso não sejam definidos coeficientes de repartição, o Operador da Rede de Distribuição (ORD) efetua a repartição por cada CPEc proporcionalmente à respetiva energia consumida líquida que falta suprir em casa período quarto-horário, E_c . Assim, a energia E_i atribuída ao CPEc i pode ser dada por:

$$E_i = \frac{E_{c,i}}{\sum_i E_{c,i}} \cdot \sum_p E_p \quad (2.2)$$

A repartição baseada em coeficientes fixos é controlada pela EGAC e prima pela simplicidade. Contudo, tem o inconveniente de injetar na rede os excessos individuais posteriores à repartição, o que pode acontecer mesmo que a produção total seja superior ao consumo total da CER num determinado intervalo de 15 minutos, dado que a divisão é independente do consumo líquido, baseando-se sempre nos coeficientes especificados. Por outro lado, a repartição baseada no consumo tem na eficiência a sua grande vantagem, uma vez que maximiza o consumo da energia

autoproduzida, minimizando injeções na rede. Porém, a repartição passa a ser efetuada pelo ORD, deixando assim de existir controlo por parte da EGAC nem da CER.

Está, atualmente, legislado que os coeficientes de repartição de energia devem permanecer inalterados 12 meses após a sua especificação [6, Artigo 16.º, ponto 13], o que impossibilita uma solução interessante que se apoiaria num método de repartição com base em coeficientes com especificação dinâmica, tornando possível definir diferentes coeficientes para diferentes dias da semana ou para diferentes meses.

2.1.5 Algoritmo de repartição

As expressões apresentadas no tópico anterior apenas dizem respeito à chave de repartição usada na comunidade que deve ser encarada como uma forma de cálculo da energia entregue a cada membro. Este processo não deverá interferir com o restante processo do algoritmo utilizado na partilha virtual da energia da CER, de modo que este consiga funcionar com qualquer uma das duas chaves, ou outras que possam vir a ser consideradas futuramente, permitindo eventuais alterações ou atualizações de chave se realizem da forma mais independente possível. Importa referir que não existe atualmente nenhuma referência legislada acerca desse algoritmo utilizado na partilha virtual da energia nas CER, pelo que, considerando todas as instruções nos documentos legislativos considerados atualmente [6] [8] [9], foi construído um algoritmo que faça a repartição pelos CPEc de uma CER, satisfazendo todas as condições estabelecidas.

Antes de avançar para o algoritmo, remete-se novamente para o conceito dos Códigos de Ponto de Entrega, dado que se considera que as transferências virtuais de energia se realizam entre um ponto de produção caracterizado por um CPEp e um ponto de consumo caracterizado por um CPEc. Desta forma, cada bateria será caracterizada por um CPEc e por um CPEp, as UPAC terão sempre um CPEp associado, podendo ter também um CPEc se tiverem consumos internos, e as IU terão um CPEc, podendo ter um CPEp se tiverem uma UPAC integrada.

Para clarificar os conceitos, utilize-se o exemplo ilustrado na figura 2.6, onde se apresenta uma CER composta por dois edifícios de habitação multifamiliar. O primeiro tem uma rede interna - rede elétrica de serviço particular delimitada pela fronteira com a RESP - que liga uma UPAC aos consumos desse edifício, 3 IU e 1 UA, sendo a do segundo edifício composta por uma UPAC sem consumos internos, 5 IU e 1 UA.

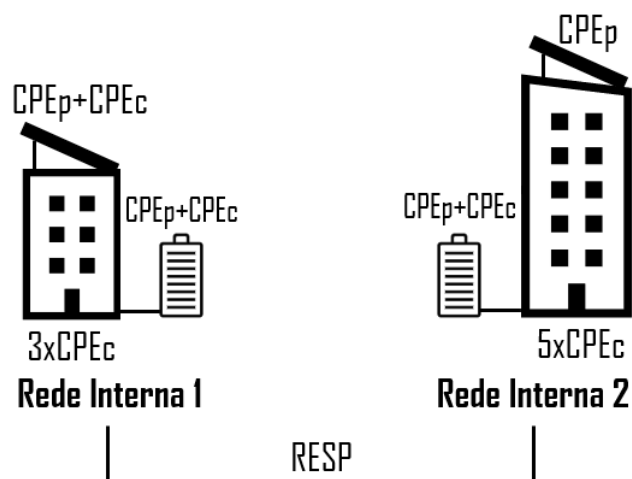


Figura 2.6: Exemplo de uma CER com duas redes internas correspondentes a dois edifícios de habitação multifamiliar.

As redes internas dos dois edifícios são ligadas entre si pela RESP, estando a respetiva caracterização na tabela 2.2 onde se apresentam os respetivos CPE constituintes.

Tabela 2.2: CPE constituintes das redes internas da CER exemplo representada na figura 2.6.

Rede Interna 1		Rede Interna 2		Sem Rede Interna	
CPEp	CPEc	CPEp	CPEc	CPEp	CPEc
CPEp UA 1	CPEc UA 1	CPEp UA 2	CPEc UA 2		
CPEp UPAC 1	CPEc UPAC 1	CPEp UPAC 2	CPEc IU 2-1		
	CPEc IU 1-1		CPEc IU 2-2		
	CPEc IU 1-2		CPEc IU 2-3		
	CPEc IU 1-3		CPEc IU 2-4		
			CPEc IU 2-5		

A rede interna 1 integra dois CPEp, um para a UPAC e outro para os momentos de descarga da UA, e cinco CPEc, sendo um para cada uma das três IU da rede interna, um para os momentos de carga da UA e outro para os consumos internos da UPAC. A rede interna 2 também tem dois CPEp para a UPAC e a UA integradas, sendo quatro dos seus cinco CPEc pertencentes a IU e um pertencente à UA para os momentos de carga. Por a UPAC da rede interna 2 não ter consumos internos, não lhe é associado um CPEc.

O pseudocódigo do algoritmo 1 poderá ser utilizado em cada intervalo quarto-horário, sendo recomendada a sua leitura acompanhada da nomenclatura presente no inicial dos símbolos de forma a ser possível entender o processo do algoritmo.

Algoritmo 1 Sugestão de algoritmo simples de repartição virtual da energia numa CER.

#bloco de inicializações

- 1 $E_{\rightarrow c} \leftarrow 0$
- 2 $E_{p \rightarrow} \leftarrow 0$
- 3 $T_{\rightarrow c} \leftarrow 0$
- 4 $T_{p \rightarrow} \leftarrow 0$
- 5 $E_p \leftarrow [E_p]$
- 6 $E_c \leftarrow [E_c]$
- 7 $E_{pr} = \sum_p^{Np} [E_p]$

#bloco de repartição pelos CPEc da CER

- 8 **para cada** c em Nc **faça**
- 9 **se** repartição por coeficientes: $\overline{coef}_c = [coef_c] / \sum_c^{Nc} [coef_c]$
- 10 **se** repartição por consumos: $\overline{coef}_c = [E_c] / \sum_c^{Nc} [E_c]$
- 11 $E_{pr \rightarrow c} = \overline{coef}_c \cdot E_{pr}$
- 12 $E_{pr \rightarrow c} = \min(E_{pr \rightarrow c}; E_c - E_{\rightarrow c})$
- 13 **se** c e p são de redes internas diferentes: $T_{\rightarrow c} = T_{\rightarrow c} + E_{pr \rightarrow c}$
- 14 $E_{\rightarrow c} = \min(E_{\rightarrow c} + E_{pr \rightarrow c}; E_c)$
- 15 **para cada** p em Np **faça**
- 16 $E_{p \rightarrow c} = E_{pr \rightarrow c} \cdot E_p / E_{pr}$
- 17 $E_{p \rightarrow} = E_{p \rightarrow} + E_{p \rightarrow c}$
- 18 $E_p = E_p - E_{p \rightarrow}$
- 19 **se** c e p são de redes internas diferentes **então**
- 20 $T_{p \rightarrow} = T_{p \rightarrow} + E_{p \rightarrow c}$
- 21 $T_{p \rightarrow c} = T_{p \rightarrow c} + E_{p \rightarrow c}$

#bloco de saídas

- 22 **para cada** p em Np **faça**
 - 23 $[E_p]$
 - 24 $[E_{p \rightarrow}] \leftarrow E_{p \rightarrow}$
 - 25 $[Ee_p] = E_p - [E_{p \rightarrow}]$
 - 26 $[T_{p \rightarrow}] \leftarrow T_{p \rightarrow}$
 - 27 $[E_{p \rightarrow ri}] = [E_{p \rightarrow}] - [T_{p \rightarrow}]$
 - 28 $[Ee_{p \rightarrow ri}] = [E_p] - [E_{p \rightarrow ri}]$
 - 29 **para cada** c em Nc **faça**
 - 30 $[E_c]$
 - 31 $[E_{\rightarrow c}] \leftarrow E_{\rightarrow c}$
 - 32 $[El_c] = E_c - [E_{\rightarrow c}]$
 - 33 $[T_{\rightarrow c}] \leftarrow T_{\rightarrow c}$
 - 34 $[E_{ri \rightarrow c}] = [E_{\rightarrow c}] - [T_{\rightarrow c}]$
 - 35 **se** repartição por coeficientes: $\overline{coef}_c = [coef_c] / \sum_c^{Nc} [coef_c]$
 - 36 **se** repartição por consumos: $\overline{coef}_c = [E_c] / \sum_c^{Nc} [E_c]$
 - 37 $Ee_{\rightarrow c} = \overline{coef}_c \cdot \sum_p^{Np} [Ee_p]$
-

38 **para cada ri em Nri faça**

$$39 \quad E_{cri} = \sum_c^{Nc,ri} [E_{c,ri}]$$

$$40 \quad E_{pri} = \sum_p^{Np,ri} [E_{p,ri}]$$

$$41 \quad E_{\rightarrow cri} = \sum_c^{Nc,ri} [E_{p,ri \rightarrow c,ri}]$$

$$42 \quad Ee_{\rightarrow cri} = \sum_p^{Np,ri} [Ee_{c,ri}]$$

$$43 \quad E_{cCER} = \sum_c^{Nc} [E_c]$$

$$44 \quad E_{pCER} = \sum_p^{Np} [E_p]$$

$$45 \quad E_{\rightarrow cCER} = \sum_c^{Nc} [E_{\rightarrow c}]$$

$$46 \quad Ee_{CER} = \sum_p^{Np} [Ee_p]$$

Importa começar por referir que se teve em conta o estabelecido em [10, Artigo 9º, Ponto 2], em que os coeficientes de repartição aplicam-se à soma da produção de todas as UPAC da CER, pelo que o primeiro passo é o cálculo da energia produzida total (linha 9).

De seguida, inicia-se o bloco do processo de repartição por todos os CPEc com um ciclo que percorre todos os CPEc da CER. Para cada um deles é calculado o coeficiente de repartição normalizado respetivo, baseado nos coeficientes fixos definidos pela EGAC para os CPEc de IU e UA ou baseado nos consumos de cada CPEc nesse intervalo de 15 minutos. A normalização é feita para encontrar a proporção de energia a atribuir a cada CPEc, baseando-se nos seus coeficientes definidos pela EGAC ou nos seus consumos, evitando quaisquer erros. Desta forma, se a EGAC tiver decidido uma repartição com base em coeficientes fixos, faz-se a normalização utilizando esses coeficientes. Caso tal não aconteça, os coeficientes normalizados serão calculados tendo em conta o valor do consumo no intervalo de 15 minutos considerado.

Com o coeficiente normalizado associado a cada CPEc, calcula-se a parcela de toda a energia produzida na CER que será repartida para esse CPEc (linha 11). Caso esse valor seja superior às necessidades de consumo, atualiza-se essa energia repartida para o valor que efetivamente foi atribuído para suprir o seu consumo (linha 12). É ainda atualizado o valor total de energia recebida por esse CPEc no intervalo quarto-horário atual (linha 14), sendo acumulado o seu valor numa variável específica caso a transação utilize a RESP (linha 13) para posterior atribuição de custos associados às tarifas de acesso à rede.

Ainda dentro do mesmo ciclo que percorre os CPEc, corre-se um outro ciclo para percorrer os CPEp da CER. É aí que são calculados os valores de energia de cada CPEp que transitou para cada CPEc, tendo em conta a percentagem de produção desse CPEp no total da energia produzida na CER nessa iteração (linha 16). Esse valor é somado à variável que conta a energia total que é repartida a partir do CPEp (linha 17), sendo também descontado na energia que fica disponível por parte desse CPEp para a próxima iteração (linha 18).

No final são preparadas as saídas do algoritmo, onde, para cada CPEp são devolvidos valores, naquele intervalo quarto-horário, de energia produzida (linha 23), energia que é repartida a partir do CPEp (linha 24), energia excedente da iteração atual (linha 25) e ainda energia transitada pela RESP a partir desse CPEp (linha 26). Também é calculada a energia que transitou dentro da mesma rede interna (linha 27) e a energia que excedente após a distribuição dentro da mesma rede interna (linha 28).

Para cada CPEc, incluindo os CPEc de UA e os das IU e das UPAC, são devolvidos valores do consumo inicial (linha 30), da energia repartida para o CPEc (linha 31), da respetiva energia consumida líquida (linha 32), da energia repartida que foi lida e entregue utilizando a RESP (linha 33), da energia repartida dentro da mesma rede interna (linha 34) e um valor energia excedente correspondente calculado através do respetivo coeficiente normalizado (linha 37).

São ainda calculados os valores de energia consumida dentro de cada uma das redes internas da CER, assim como a energia aí produzida e a energia transferida e excedente no seu interior (linhas 38-42).

Por fim, são devolvidos ainda valores de energia relevantes relacionados com toda a comunidade, como os valores da energia total consumida, produzida, repartida dentro da CER e ainda a energia total excedente (linhas 43-46).

Dada a existência de alguns aspetos discutíveis neste modelo devido a algumas considerações legislativas atualmente, é colocado no anexo A um documento que defende a utilização de um algoritmo de extensão superior para a repartição virtual da energia em CER. Esse algoritmo assegura um nível de prioridade entre os CPEc da mesma rede interna, ultrapassando questões como a consideração desnecessária da utilização da RESP na repartição virtual da energia em situações em que isso fisicamente não acontece. O documento foi construído e utilizado como base para discussão de ideias com a equipa da Secretaria de Estado da Energia no âmbito da reformulação da legislação que está a ser preparada sobre o tema do autoconsumo e das Comunidades de Energia Renovável.

Para ilustrar o problema referido, utilize-se novamente o exemplo da figura 2.6. Considere-se que, a UPAC da rede interna 1 num determinado intervalo quarto-horário está a produzir 3 kWh e que a UPAC da rede interna 2 produz 5 kWh. Se o consumo de cada IU de cada edifício for de 1 kWh e o consumo interno da UPAC 1 for desprezado, cada UPAC tinha capacidade de alimentar os CPEc das IU do edifício respetivo sem recorrer à RESP. No entanto, segundo a legislação atual, não existe margem para definição de prioridade para CPEc que estejam integrados na mesma rede interna. Isso leva a que um CPEc da rede interna 1 receba, virtualmente, energia proveniente das redes internas 1 e 2 mesmo que a rede interna 1 tenha produção suficiente para suprir o seu consumo, o que leva a uma utilização desnecessária da RESP e ao pagamento desnecessário de TAR por parte do CPEc.

2.2 Transação de Valor em Comunidades

2.2.1 Mercados de Eletricidade

Um mercado pode ser definido como o contacto entre vendedores e compradores com o objetivo de trocar bens ou serviços por dinheiro. No setor elétrico, o mercado aplica-se na atribuição de um preço à energia elétrica oferecida pelas entidades produtoras a ser pago pelos agentes interessados na sua compra, como comercializadores e clientes elegíveis, ou seja, clientes que satisfaçam determinados valores mínimos de potência instalada ou consumo anual [2, p. 27].

Desta forma, com o objetivo de equilibrar a produção com o consumo e encontrar um preço de mercado para a energia elétrica num determinado intervalo de tempo, segundo um modelo em *pool* simétrico, o operador de mercado recebe propostas de venda das entidades produtoras de energia elétrica e propostas de compra por parte de comercializadores e clientes elegíveis. Em cada proposta, juntamente com a localização do nó e a quantidade que deseja vender, cada entidade produtora tem de indicar o preço mínimo que está disposta a receber por esse serviço; por outro lado, cada comercializador ou cliente elegível deve incluir na sua proposta o seu nó de localização, a potência desejada e o preço máximo que está disposto a pagar para satisfazer essa necessidade. [2, p. 35]

Recebidas as propostas, com o objetivo de identificar as propostas de venda que têm propostas de compra com preços superiores, o operador de mercado organiza as propostas de compra por ordem decrescente do preço respetivo e as propostas de venda por ordem crescente. A partir das ordenações referidas, são construídas curvas de oferta e de procura em que cada segmento representa a quantidade e o preço de uma proposta de compra ou venda. A interseção das duas curvas vai ditar o preço de encontro e a quantidade negociada, ou seja, a quantidade máxima que teve propostas de compra com preços superiores aos preços das propostas de venda, fazendo com que as ofertas que ficam à direita da interseção não sejam aceites. [2, pp. 36-39]

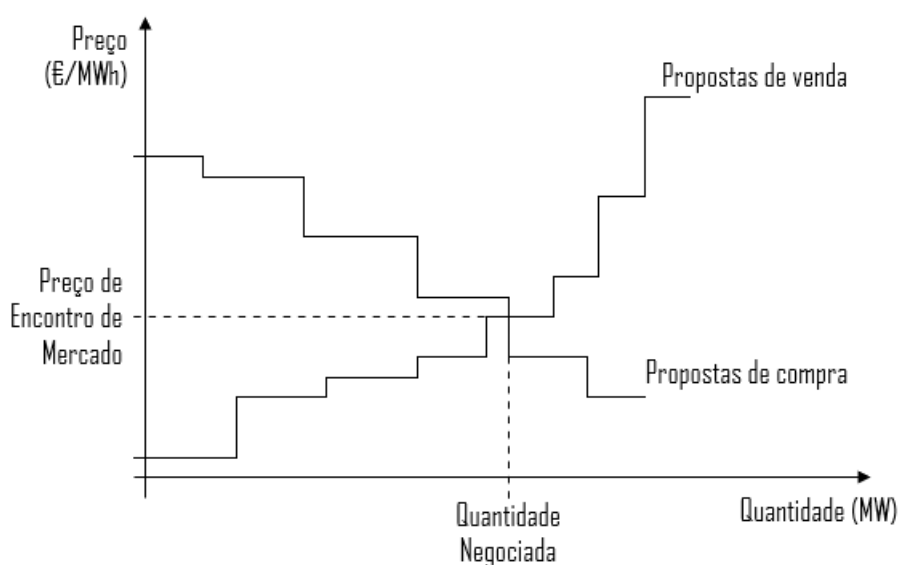


Figura 2.7: Funcionamento do mercado em *Pool* simétrico, adaptado de [2, p. 35].

O preço de mercado encontrado na interseção das duas curvas será exatamente o preço que as unidades produtoras com propostas aceites receberão pela energia produzida no intervalo de tempo especificado e também o será o preço que pago pelos comercializadores e clientes elegíveis, independentemente do preço que conste nas propostas de compra e venda destas entidades [2, p. 41].

2.2.2 Periodicidade de conciliação

A adesão a uma Comunidade de Energia Renovável está dependente da existência de contadores inteligentes com capacidade de coleta e tratamento de dados de 15 em 15 minutos, sendo essa a periodicidade da repartição de energia que ocorre no seu interior. O Decreto-Lei n.º 162/2019 [6, Artigo 16.º, ponto 7] obriga a que a agregação das informações relativas a consumos, produção e excedentes tenham de ser recolhidas em períodos quarto-horários, sendo ainda imposta a mesma condição para a injeção e extração de energia das UA pela Proposta de Articulada para a Reformulação do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica, no âmbito da Consulta Pública n.º 93 da ERSE [10, Artigo 3.º, ponto 2, alíneas z) e cc)].

2.2.3 Transação de Valor em Comunidades de Energia

Dentro de uma comunidade de energia, as transações de valor podem ser definidas em mercados locais onde participam os seus membros interessados em adquirir energia localmente produzida. Essas transações de valor estão associadas ao modelo de negócio praticado na comunidade, sendo efetuadas entre pares no sentido do comprador para o vendedor, podendo ser realizadas de forma centralizada, com apoio de uma entidade facilitadora interna à comunidade que procura a melhor combinação entre as propostas de compra e venda dos participantes do mercado; por outro lado, podem também ser descentralizadas, sendo o preço e a quantidade diretamente negociados entre pares sem intermédio de uma terceira entidade [4]. Desta forma, sobressaem duas formas de estabelecer o preço associado a cada transação: através de um processo de negociação direta entre a entidade vendedora e a entidade compradora; ou com recurso a mecanismos de mercado que cruzem a oferta com a procura, sendo também possível uma solução que utilize os dois métodos. Nos tópicos seguintes são apresentados alguns exemplos de projetos e iniciativas dos últimos anos que estão relacionados com as transações locais de energia, assim como alguns exemplos de formas alternativas de transacionar o respetivo valor, recorrendo a moedas virtuais que ganham valor no contexto do projeto em que são utilizadas.

2.2.3.1 Projetos e Iniciativas

Existem nos últimos anos várias empresas, projetos e iniciativas em torno das transações de energia entre membros que partilhem o mesmo local ou os mesmos interesses. Com base em [11], [12] e [13] e em uma pesquisa sobre o tema, foram recolhidos alguns casos que têm alguma relação com o tema e apresentam-se na lista seguinte, sendo sintetizados na tabela 2.3.

- **Brooklin Microgrid:** O projeto da Brooklyn Microgrid proporciona uma plataforma de mercado local onde os membros da comunidade podem transacionar energia com os seus vizinhos [14]. A micro-rede interliga *prosumers* residenciais e comerciais que desejam vender os seus excedentes de geração fotovoltaica e consumidores que querem comprar energia solar local e, para isso, os membros da comunidade acedem ao mercado local de energia

através da plataforma do projeto, através do qual se transaciona a energia localmente através de leilão. Nessa plataforma baseada em *blockchain*, os *prosumers* escolhem se desejam vender os seus excedentes e os consumidores podem especificar o orçamento diário para aquisição de energia local no mercado e ainda selecionar a origem da energia a adquirir. [15]

- **Lumenaza/Utility-in-a-box:** Lumenaza é uma empresa de software que colabora com outras entidades em projetos de implementação de comunidades de energia verde, onde *prosumers* disponibilizam os seus excedentes para a comunidade local. Através do seu software, a empresa disponibiliza uma plataforma que permite a interligação dos *prosumers* e consumidores da comunidade. [16] Um exemplo é o “*Utility-in-a-box*” que fornece serviços como a monitorização de fluxos de energia, equilíbrio da produção com a carga local, agregação e organização da faturação [13].
- **Piclo:** Piclo é um serviço de correspondência para mercados locais. Os dados das unidades de contagem, a localização das mesmas e as informações sobre as preferências do consumidor são utilizadas para combinar carga com geração locais a cada 30 minutos, sendo as transações apenas de energia 100% renovável. [13].
- **SOLshare:** O projeto SOLshare interliga habitantes de áreas rurais do Bangladesh através da instalação de redes de pequena escala em corrente contínua que permitem que estes passem a conseguir partilhar energia elétrica localmente [13]. A rede de trocas de eletricidade P2P permite aos habitantes com sistema fotovoltaico vender o seu excedente, o que incentiva à produção renovável no país, enquanto que os consumidores locais passam a ter acesso a energia verde e mais barata, fazendo com que alguns tenham acesso a eletricidade pela primeira vez na sua vida. [17]
- **Transactive Energy Initiative:** Iniciativa criada para acelerar a transição energética através do desenvolvimento de modelos de negócio de energia centrada no utilizador, como transações P2P e autoconsumo comunitário. [18]. Através de uma plataforma digital baseada em *blockchain*, os *prosumers* que tenham excedentes de produção conseguem vender essa energia automaticamente aos consumidores da mesma rede que, desta forma, conseguem comprar energia local e mais barata, tendo em conta os seus atributos como o produtor, o local e fonte de produção. O projeto piloto juntou 14 consumidores residenciais, alguns deles com sistema fotovoltaico instalado e ainda instalou um sistema de produção solar e armazenamento no centro da comunidade. [19]
- **sonnenCommunity:** Projeto de uma comunidade cujos membros possuem baterias da *sonnen*. Cada *prosumer* da comunidade poderá cobrir as suas necessidades de energia elétrica e o excedente produzido será enviado, a troco de uma compensação, para um mercado virtual que se destina à alimentação de outros membros da comunidade que não consigam produzir eletricidade para as suas necessidades nesse instante, a troco de um preço inferior ao preço

de mercado. Dado que os membros deste projeto passarão a consumir apenas energia proveniente de outros membros da comunidade, será possível cada um desvincular-se do seu comercializador convencional. [20]

- **Vandebrom:** Trata-se de uma empresa holandesa de energia renovável que disponibiliza serviços de transações P2P aos seus clientes, segundo os quais, os consumidores podem comprar eletricidade diretamente de produtores ou *prosumers* independentes, a preço estabelecido por estes últimos. [13]
- **SolarShare:** Projeto piloto da *startup* Electrify que contruiu com a ferramenta que será utilizada no projeto, o *software* Synergy. Essa ferramenta cria correspondências *prosumer*-consumidor em tempo real para assegurar que toda a energia solar produzida será utilizada. O mecanismo, numa primeira fase, passa pela alocação do excedente de um *prosumer* ao consumidor que o escolheu, aceitando as suas condições, sendo que, numa segunda fase, os excessos de produção serão combinados com os consumos não satisfeitos com base apenas no critério do preço das propostas. Em agosto de 2020, o projeto SolarShare foi lançado com a participação de 2 *prosumers* e 10 consumidores, funcionando como um primeiro teste antes da sua segunda fase que irá contar com mais 48 participantes. [21]
- **EMPOWER:** Financiado pelo programa Horizon 2020 da Comissão Europeia, o projeto EMPOWER teve o objetivo de criar uma plataforma de transação de energia em mercados locais, que foi implementada e testada em ambiente de laboratório. A proposta incluía um mercado global distribuído geograficamente por vários mercados locais, onde se compra e vende eletricidade e flexibilidade localmente, e ainda um *Smart Energy Service Provider*, agente facilitador do mercado local e agregador para o mercado global. [22]
- **FleXunity:** Financiado pela União Europeia, FleXunity onde participa a Energia Simples, juntamente com outras empresas, que vira as suas atenções para os modelos de negócio das comunidades de energia. Nesse sentido, são desenvolvidas ferramentas que apoiam membros de comunidades de energia na minimização dos custos de energia, ajudando também no aumento da sua flexibilidade. Nestes serviços, serão utilizadas tecnologias Virtual Power Plant e algoritmos IA focados na minimização de custos de energia comprada em mercado. No cenário das comunidades de energia, será promovida uma participação ativa dos respetivos membros na valorização da sua flexibilidade e ações de partilha de energia, o que será assegurado por mecanismos de transação seguros com base em tecnologias como a *blockchain* para validar transações. [23]
- **PowerPeers:** Comercializador holandês que permite que os seus clientes sejam abastecidos com eletricidade 100% renovável de outros clientes com produção solar, que serão recompensados pela partilha dos seus excedentes. Os clientes podem ainda escolher outras fontes de energia renovável caso pretenda ou caso não exista energia produzida suficiente por parte de outros *prosumers*, para complementar a sua necessidade. [24]

Tabela 2.3: Síntese de projetos e iniciativas de partilha local de energia.

Projeto	Localização	Início	Transações	Participantes	Objetivo/Resultado
Brooklin microgrid	Estados Unidos	2016	Mercado local e P2P (contratos bilaterais)	Consumidores e <i>prosumers</i> da microgrid	Mercado local baseado em <i>blockchain</i>
Lumenaza	Alemanha	—	Mercado local e P2P	Consumidores, <i>prosumers</i> e produtores	Plataforma de transações P2P
SOLshare	Bangladesh	2014	P2P	Habitantes locais que se tornam consumidores e <i>prosumidores</i>	Mini-grids DC e plataforma de transações P2P
Transactive Energy Initiative	Colômbia	2019	P2P	Consumidores e <i>prosumers</i>	Plataforma de transações P2P baseada em <i>blockchain</i>
sonnenCommunity	Alemanha, Áustria, Suíça, Itália	2015	Mercado local	Detentores de baterias <i>sonnen</i>	Mercado para a comunidade
Vandebron	Holanda	2014	P2P	Consumidores, <i>prosumers</i> e produtores	Plataforma de transações P2P
SolarShare	Singapura	2020	P2P	Consumidores e <i>prosumers</i>	Plataforma de transações P2P
EMPOWER	Noruega, Suíça, Espanha, Malta, Alemanha	2015	Mercado local	Consumidores e <i>prosumers</i>	Plataforma de transações P2P
FleXunity	Portugal, Espanha, Reino Unido, Finlândia	2019	—	Comercializadores e membros de comunidades de energia	Ferramentas de minimização de custos e aumento da flexibilidade
PowerPeers	Holanda	—	P2P	Consumidores, <i>prosumers</i> e produtores	Plataforma de transações P2P

2.2.3.2 Blockchain e Moedas Virtuais

A *blockchain* está a emergir como solução para os desafios das comunidades de energia, nomeadamente na implementação da sua camada virtual [12], permitindo trocas diretas entre consumidores, P2P, através de *smart contracts*, o que promove a produção renovável, reduzindo a pegada carbónica e ainda garantindo poupanças interessantes aos seus membros. [25]

Os *smart contracts* operam com base num conjunto de regras definidas individualmente, nas quais se definem parâmetros como quantidades, qualidade ou preços, permitindo a correspondência autónoma entre o vendedor e o potencial comprador. Quando dois utilizadores concordam com uma transação, são determinadas variáveis associadas à transação que serão combinadas com informações de outras transações efetuadas no mesmo período, criando um bloco de dados. [3] Assim, cada transação é encriptada e distribuída para vários utilizadores que armazenam esses dados localmente, e com poder computacional, validam a transação. Este processo torna muito seguras as aplicações baseadas em *blockchain* face a ataques informáticos, mesmo que um grande número de utilizadores seja afetado. [26]

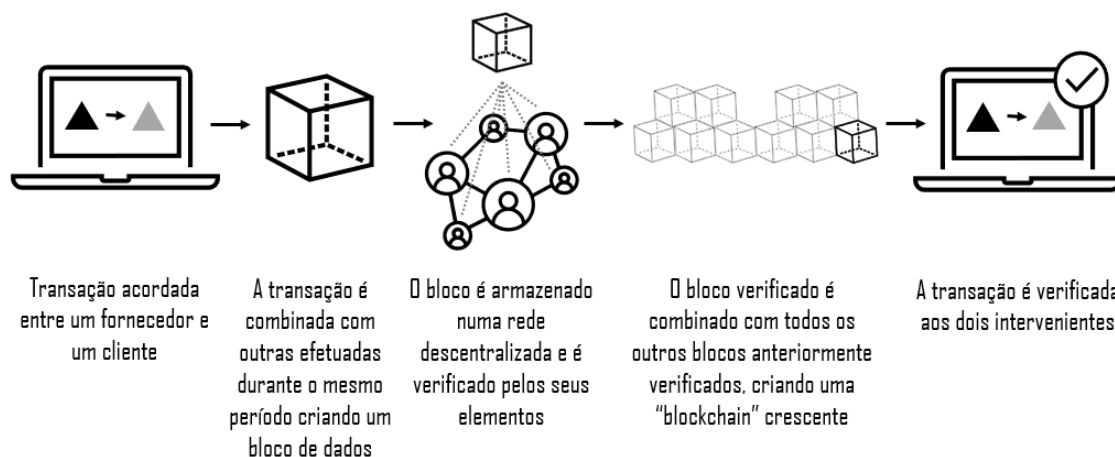


Figura 2.8: Processo da *blockchain*, adaptado de [3].

A popularidade da *blockchain* foi aumentando, e plataformas de negociação baseadas nesta tecnologia e nos *smart contracts* começaram a surgir em diversos setores, o levou ao aparecimento de inúmeras moedas digitais, utilizadas para efetuar transações dentro das referidas plataformas. O setor da energia não foi exceção, fruto do processo de descentralização que se verifica nos sistemas elétricos através da descentralização da geração, pelo que existem já vários projetos com plataformas de mercado baseadas em *blockchain*, alguns deles possuindo mesmo a sua própria moeda virtual [26], como se apresenta na seguinte lista:

- SunContract [27] é um projeto que implementa uma plataforma de mercado P2P baseada em *blockchain* e que, ao ocorrer uma troca direta de eletricidade entre dois utilizadores, disponibiliza duas opções para efetuar o pagamento. Assim, a transação de valor associada à transferência de energia pode ser feita em euros ou em *tokens* SNC, moeda digital utilizada na plataforma. Dado que todas as transações na plataforma são efetuadas em SNC, pelo

que, para os utilizadores que preferam utilizar euros, a plataforma conta com tecnologias de conversão que tornam essa opção possível.

- A plataforma RED (Restart Energy Democracy) da empresa Restart Energy [28] é uma plataforma baseada em *blockchain* para transações descentralizadas de energia entre utilizadores de países com mercados de energia não regulados onde a empresa esteja presente diretamente ou através das suas franquias. Todas as transações efetuadas recorrem a MWAT como moeda de troca, que são *tokens* que permitem a compra e venda de até 1 MWh de eletricidade por mês na plataforma.
- Fundada em 2016, Power Ledger [29] é uma plataforma baseada em *blockchain* para a criação de mercados de energia descentralizados, permitindo aos seus utilizadores a troca direta de energia entre eles sem necessidade de recurso a uma terceira entidade, garantindo-lhes as vantagens de monetização dos excedentes autoproduzidos e de acesso a energia mais barata comprada localmente. A interoperabilidade entre os mecanismos de mercado e as quantidades de potência transacionadas é feita através de um sistema de *tokens* pré-adquiridos, POWR e Sparkz, que operam em diferentes camadas da *blockchain*. Os POWR *tokens* estão na base do funcionamento da plataforma e permitem o acesso à mesma, enquanto que os Sparkz *tokens*, sempre associados aos POWR, representam o valor da unidade de potência nos diferentes mercados implementado na plataforma [30], funcionando como créditos que os utilizadores usam para compra e venda de energia, podendo ser trocados pela moeda fiduciária.
- Mihail *et al.* [31] propõe um mecanismo que utiliza NRGcoin, uma moeda digital e descentralizada baseada em *blockchain* que é gerada através da injeção de energia renovável na rede. Desta forma, um *prosumer* que num determinado intervalo instante tenha uma auto-produção superior ao seu consumo, segundo o mecanismo proposto, receberá NRGcoins do seu comercializador numa quantidade proporcional à energia injetada na rede. Em qualquer momento, esse *prosumer*, pode participar num mercado cambial para trocar as suas NRGcoins por euros, sendo nesse mesmo mercado que um outro consumidor pode trocar euros por NRGcoins para comprar a sua energia ao seu comercializador.
- Outros casos de moedas digitais com aplicações diferentes no setor da energia elétrica são casos como Efforce [32], que implementa uma plataforma de financiamento de projetos de eficiência energética por investidores que, através dos *tokens* Efforce, ganham o retorno equivalente à energia poupada do projeto financiado durante uma duração contratada; o WPP *token* [33] que é utilizado na plataforma HyFi baseada em *blockchain* para compra e venda de hidrogénio e biocombustível; ou a SolarCoin [34], que foi criada com o objetivo de incentivar a geração solar em todo mundo, sendo utilizada como uma recompensa para todos os detentores de um sistema fotovoltaico que, uma vez registados, recebem uma SolarCoin por cada MWh de energia fotovoltaica produzida.

Capítulo 3

Metodologia

Neste capítulo apresenta-se um novo conceito de créditos de energia e a respetiva plataforma sob a qual ocorrerá a transação de valor na comunidade, sendo ainda explorados os modelos de negócio possíveis com base nesse conceito. São também estudados um novo mecanismo de mercado desenvolvido para obtenção de sinais de preço para gestão do excesso de produção da CER e um novo mecanismo de UA virtual para transferência de energia entre comunidades e para a transferência de energia entre períodos temporais dentro da mesma comunidade, com o objetivo de maximizar o aproveitamento dessa energia.

3.1 Mecanismo de Transação de Valor

3.1.1 Créditos de Energia

As comunidades de energia surgem como um incentivo à produção renovável, proporcionando a oportunidade de os seus membros terem acesso a preços mais acessíveis para a energia elétrica. Quando vários membros se juntam para formar uma CER existirão, virtualmente, fluxos de energia aos quais é necessário associar fluxos de valor que sigam um modelo de gestão da comunidade. Para facilitar essa gestão, foi criado um novo conceito de Créditos de Energia (CrE) que funcionará como um crédito digital, correspondente a 1 kWh de energia, que será possível trocar por energia que pertença à comunidade. Cada membro terá acesso a uma carteira de créditos de energia que poderá utilizar nas transações de valor associadas a uma transferência de energia com a comunidade, substituindo o pagamento normal, o que torna o processo mais simples e fácil.

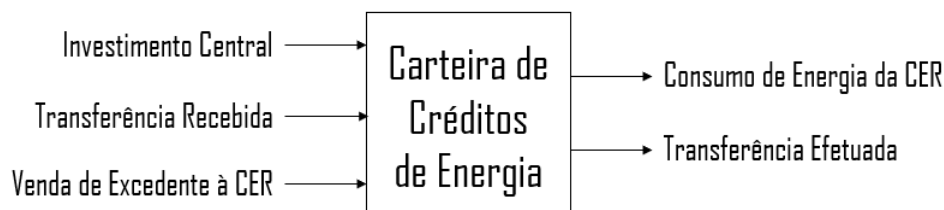


Figura 3.1: Possíveis movimentos de créditos de energia na carteira.

De acordo com a figura 3.1, são possíveis os seguintes movimentos de CrE numa comunidade que funcione com este mecanismo:

- **Entrada de créditos:**

- **Investimento inicial na central:** Se o financiamento da central da comunidade for proveniente de *crowdfunding* dos seus membros, cada membro terá direito a uma parcela da energia produzida nessa central. Assim, se o investimento for de 10% do custo da central, ser-lhe-á atribuída 10% da energia que a central produzirá no seu tempo de vida sob forma de CrE.
- **Receção de uma transferência de créditos:** Qualquer membro tem a possibilidade de receber CrE através de uma transferência combinada com um membro que tenha saldo de créditos suficiente para essa transferência. Isto resulta numa transferência de energia *Peer-to-Peer* (P2P) na medida em que cada crédito corresponde a uma unidade de energia.
- **Venda de autoprodução excedente:** Se um *prosumer* com a sua própria UPAC tiver excedente de energia em algum momento, essa energia pode ser vendida à comunidade para repartição com os restantes membros, em troca de CrE que o *prosumer* poderá gastar posteriormente em energia da comunidade num período em que a produção da sua UPAC não seja suficiente para suprir o seu consumo.

- **Saída de créditos:**

- **Consumo de energia da CER:** Dada a equivalência de 1 CrE com 1 kWh de energia, a cada membro que tenha créditos na sua carteira, ser-lhe-ão deduzidos os créditos correspondentes à energia produzida na central da CER que lhe será entregue.
- **Realização de uma transferência de créditos:** Qualquer membro tem a possibilidade de enviar CrE através de uma transferência combinada com um membro recetor, desde que na carteira do primeiro haja um saldo de créditos suficiente para essa transferência.

3.1.2 Plataforma

Toda gestão da transação de valor com CrE deve ser feita pela EGAC numa plataforma própria, à qual todos os membros deverão ter acesso, dotada de mecanismos de transação de valor avançados de forma a assegurar que todas as transações se dão de forma rápida e segura. São, por isso, desenvolvidas algumas ideias para o funcionamento dessa nova plataforma a ser gerada para implementação do sistema de créditos.

Cada membro terá a uma conta pessoal, associada a si através do número de identificação fiscal, por exemplo. Nessa conta deverá ser possível consultar o seu saldo de créditos, escolher uma das opções de gestão de excedentes (explicadas mais à frente, no tópico 3.2.2.3, consultar os movimentos efetuados, agendar uma transferência pontual ou periódica de créditos para outro

membro da comunidade, consultar as transferências periódicas que estão ativas e ainda ter acesso aos sinais de preço obtidos através do mecanismo de mercado explicado mais adiante no tópico 3.3. Também deverá ser possível transferir créditos, pontual ou periodicamente, para outra CER, sendo que o mecanismo que torna essa opção possível é abordada no tópico 3.2.2.3.

Na opção de consulta de movimentos da carteira de CrE deverá, à semelhança do que é apresentado na tabela 3.2 com valores representativos, ser fornecida uma tabela com informações como a data e hora em que a movimento foi efetuado ou está agendado, a quantidade de CrE movimentados e o saldo após o movimento, o motivo do movimento, os identificadores da entidade de origem e de destino da transferência e ainda o estado do movimento.

Quanto à consulta das transferências periódicas ativas, a tabela deverá apresentar a frequência da transferência, a quantidade de CrE, o identificador do destinatário da transferência e ainda o agendamento da próxima transferência, tal como se apresenta na tabela 3.3 com valores representativos.

Na opção de agendar uma transferência, pontual ou periódica, devem ser fornecidos à plataforma os seguintes dados:

- Transferência pontual:
 - Identificação do membro recetor;
 - Quantidade de CrE a transferir;
 - Agendamento da transferência.

- Transferência periódica:
 - Identificação da CER recetora;
 - Quantidade de CrE a transferir;
 - Frequência da transferência;
 - Agendamento da transferência.

Também a EGAC deve ter acesso à plataforma, mas de uma perspectiva ligeiramente diferente, dado que se trata da entidade gestora da CER e que, por isso, deverá ter acesso a algumas outras funcionalidades. Semelhante às funcionalidades dos membros, também a EGAC deverá ter acesso aos movimentos efetuados pelos membros da comunidade, com uma tabela semelhante à tabela 3.2, e também a uma opção que permita agendar transferências pontuais ou periódicas para outra CER, ou apenas validar as transferências que os seus membros efetuem para outras CER. Deverá, também, ter opções exclusivas, como uma opção que permita consultar todos os membros da CER e respetivas informações, outra para atribuir CrE aos seus membros, seja em troca de investimento inicial ou em troca de excedentes vendidos à comunidade e uma última para gerir os sinais de preço para o *demand response* da comunidade, com base no mecanismo de mercado do tópico 3.3.

Na opção de consulta dos membros da CER, deverá existir uma tabela semelhante à tabela 3.1, (preenchida com valores representativos) onde serão indicados todos os membros da comunidade

e, para cada um, associar informações sobre os CPE a que está associado, o seu saldo atual, o valor do investimento inicial (no caso de a central ser financiada por *crowdfunding*) e ainda outras informações como a data de entrada na CER.

Já na opção de atribuição de CrE aos membros da comunidade, devem ser fornecidos na plataforma os campos seguintes, de forma a identificar o membro, definir a atribuição dos créditos e ainda identificar a razão da atribuição:

- Identificador do membro;
- Créditos a atribuir;
- Agendamento da atribuição;
- Observações.

Tabela 3.1: Tabela de consulta dos membros, exclusiva para a EGAC, na plataforma de gestão da CER.

ID	CPE	Membro	Saldo Atual	Investimento Inicial	Entrada na CER
1	Identificador do CPE 1	Identificador do membro 1	1025.0	5 000€	01/01/2021
2	Identificador do CPE 2	Identificador do membro 2	2000.0	10 000€	01/01/2021
3	Identificador do CPE 3	Identificador do membro 3	2500.0	—	01/01/2021
4	Identificador do CPE 4	Identificador do membro 4	3542.0	—	25/03/2021

Tabela 3.2: Tabela de consulta dos movimentos de CrE na plataforma de gestão da CER.

ID	Data e Hora	Fluxo CrE	Saldo CrE	Tipo Transferência	Origem Transferência	Destino Transferência	Estado
1	07/05/2021, 12:03	+ 1025	1025.0	Investimento Inicial	Identificador CER	Identificador membro	Efetuada
2	18/05/2021, 18:54	- 25.0	1000.0	Pagamento eletricidade CER	Identificador membro	Identificador CER	Efetuada
3	31/05/2021, 22:01	+ 30.0	1030.0	Transferência recebida	Identificador membro emissor	Identificador membro	Efetuada
4	11/06/2021, 14:52	- 2.0	1028.0	Transferência efetuada	Identificador membro	Identificador membro recetor	Efetuada
5	18/07/2021, 09:24	- 25.0	1003.0	Transferência CER externa	Identificador membro	Identificador CER externa	Pendente
6	19/07/2021, 08:44	+ 30.0	1033.0	Transferência recebida	Identificador membro	Identificador membro	Pendente

Tabela 3.3: Tabela de consulta das transferências periódicas ativas na plataforma de gestão da CER.

ID	Frequência	Fluxo CrE	Destino Transferência	Próxima transferência
1	Mensal	100	Identificador CER externa	21/07/2021, 12:03
2	A cada 2 semanas	25	Identificador CER externa	22/07/2021, 18:54
3	Anual	500	Identificador membro	01/08/2021, 20:30

3.2 Gestão da CER

3.2.1 Modelos de negócio

Com base no conceito de créditos de energia é possível definir vários modelos de gestão da CER e dos fluxos de energia respetivos. Identificando os possíveis intervenientes da comunidade, na figura 3.2 é feita uma síntese das suas interações com a CER e entre si, juntamente com os elementos que são trocados, o que permite identificar diferentes modelos de negócio de acordo com os tipos de membro que participem na comunidade.

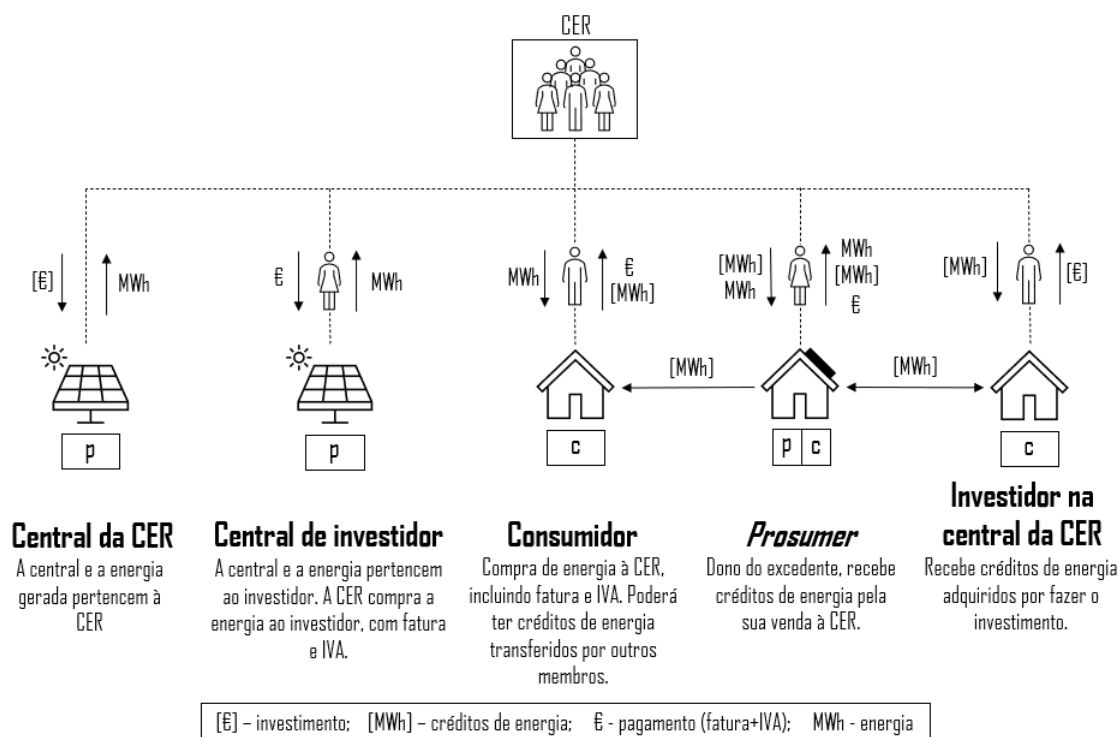


Figura 3.2: Agentes de uma CER e possíveis interações entre estes e a comunidade com base no conceito de créditos de energia.

Abaixo, exploram-se melhor os elementos da figura e as respetivas interações:

- **Central da CER:** o sistema de produção depende do investimento ($[\text{€}]$) dos seus membros mas pertence à CER assim como a energia produzida (MWh), servindo para venda aos seus membros a preços mais acessíveis que o preço de compra à rede.
- **Investidor na central da CER:** um investidor dessa central, receberá créditos de energia ($[MWh]$) em troca do seu investimento ($[\text{€}]$), numa quantidade proporcional. Por exemplo, se o investimento for de 10% do custo da central, ser-lhe-á atribuída 10% da energia que a central produzirá no seu tempo de vida sob forma de créditos de energia. Com eles poderá pagar a energia que consome proveniente da central da comunidade (MWh) ou poderá

efetuar transferências para outros membros da comunidade, sejam *prosumers* ou consumidores.

- **Central de investidor:** se a central pertencer a um investidor externo à CER, a energia produzida pertence-lhe e a comunidade terá de lhe comprar (€) para ter essa energia (*MWh*) e a poder vender aos seus membros.
- **Consumidor:** os consumidores membros da CER podem comprar energia produzida na central da comunidade (*MWh*), com fatura e IVA (€), a preços inferiores aos de compra à rede. Dada a possibilidade de transferência de créditos entre membros da CER, mesmo que o consumidor não participe no financiamento da central, também lhe é possível adquirir essa energia recorrendo aos créditos de energia [*MWh*].
- **Prosumer:** membro com sistema de produção próprio que receberá créditos de energia [*MWh*] pela venda dos seus excedentes (*MWh*) à comunidade. Desta forma, o acesso à energia da CER em períodos em que a produção própria não seja suficiente, poderá dar-se através de pagamento (€) ou de créditos de energia ([*MWh*]).

Desta lista é possível definir dois modelos de gestão que estão diretamente ligados à entidade a quem pertence a central. Se a central for da comunidade, sendo o seu financiamento feito a partir de *crowdfunding*, cada membro investidor terá acesso a créditos de energia que poderá fazer circular em troca por energia da central ou através de transferências com outros membros. Se, por outro lado, a central pertencer a uma entidade investidora externa, a compra de energia será feita por pagamento convencional, sendo os *prosumers* os únicos elementos a adquirir créditos diretamente, sem ser por transferência de outros membros.

3.2.2 Repartição da energia

3.2.2.1 Coeficientes de repartição híbridos

Como já foi mencionado no tópico 2.1.4, apenas estão legisladas duas formas de repartição, sendo que esta pode ser feita com base em coeficientes fixos ou em coeficientes proporcionais ao consumo de cada membro em cada período temporal. Existiria, no entanto, a possibilidade de implementação de outros métodos que tornariam a comunidade mais eficiente em termos de utilização da energia autoproduzida. Um bom exemplo disso seria um novo método híbrido [1] cujos coeficientes surgiriam do produto entre os coeficientes fixos definidos pela EGAC e os coeficientes variáveis proporcionais ao consumo líquido que ainda falta suprir de cada IU da CER em cada período temporal:

$$E_i = \frac{c_i \cdot E_{c,i}}{\sum_i (c_i \cdot E_{c,i})} \cdot \sum_i E_p \quad (3.1)$$

Desta forma, existiria a possibilidade de conciliação das vantagens dos métodos mencionados anteriormente, sendo possível alcançar uma repartição eficiente com a utilização dos consumos

com a grande vantagem do controlo por parte da EGAC que, desta forma, seria capaz de priorizar determinados consumidores.

3.2.2.2 Conceito de rede interna

Foi também referido no tópico 2.1.5 que a legislação atual impõe que toda a produção da comunidade seja agregada antes de repartir pelos consumidores, determinando o contributo de cada UPAC de forma proporcional à sua produção [10, Artigo 9º, Ponto 2]. Dado que este aspeto cria situações indesejáveis, nomeadamente na consideração errada da utilização da RESP quando tal não ocorre fisicamente, levando ao pagamento injustificado de tarifas de acesso às redes, o mecanismo de repartição de seguida proposto assenta sobre o conceito de "rede interna".

Estabelece-se uma rede interna como uma rede elétrica de serviço particular que interliga diversas UPAC, IU e UA, sendo delimitada por um único ponto de fronteira com a RESP. Este conceito, aplicado ao algoritmo de repartição, serve para dar prioridade de atribuição da energia produzida pelas UPAC de uma rede interna aos CPEc respetivos, sendo feita uma etapa de repartição inicial apenas com esses CPEc e só depois será feita a repartição geral para todos os CPEc da CER.

Veja-se, novamente o exemplo da figura 3.3, onde se apresenta uma CER composta por dois edifícios de habitação multifamiliar. O primeiro tem uma rede interna que liga uma UPAC aos consumos desse edifício, 3 IU e 1 UA, sendo a do segundo edifício composta por uma UPAC sem consumos internos, 5 IU e 1 UA. Segundo o que está legislado, a repartição dá-se após a agregação da produção das UPAC dos dois prédios, sendo depois repartida por todos os consumidores em simultâneo, fazendo com que cada consumidor receba uma parcela da cada UPAC proporcional à respetiva produção. Isto levará à utilização da RESP quando esta poderia ser minimizada ou evitada, se existisse uma fase de repartição inicial em que cada UPAC apenas reparte a energia produzida na respetiva rede interna.

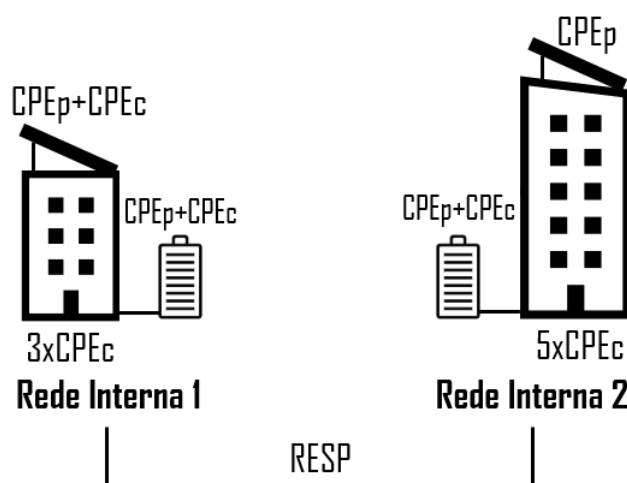


Figura 3.3: Exemplo de uma CER com duas redes internas correspondentes a dois edifícios de habitação multifamiliar.

Resta apenas mencionar algumas considerações sobre o conceito para que o fique mais bem definido e menos propenso a ambiguidades:

- Por não usarem a RESP, transferências de energia no interior das redes internas não pagam tarifas de acesso à rede de autoconsumo;
- Cada CPE só pode pertencer a uma rede interna. Mas um CPE pode não pertencer a nenhuma rede interna. Poderá haver várias redes internas dentro de uma mesma zona delimitada por um ponto de fronteira com a RESP (usado para priorizar repartição);
- Qualquer instalação com pelo menos um par CPEp e CPEc, que possa ter simultaneamente consumo e produção (num intervalo de 15 minutos) pode ser definida como rede interna;
- A definição das redes internas e dos CPE que lhe são afetos é responsabilidade da EGAC;

3.2.2.3 Unidade de Armazenamento Virtual

Outro novo mecanismo não legislado que foi desenvolvido e que seria de grande importância para o aproveitamento máximo da energia de fonte renovável produzida nas comunidades de energia, é a utilização de uma Unidade de Armazenamento (UA) Virtual. Trata-se de uma solução que permitiria a recuperar a energia produzida na CER de um período temporal (t) num período posterior ($t + 1$). Desta forma, a energia excedente em (t) não necessitaria de ser injetada na rede ao preço mínimo, podendo, em vez disso, ser utilizada no período ($t + 1$) juntamente com toda a energia produzida nesse período. Para isso, seria apenas necessário que a EGAC, na sua plataforma de gestão da comunidade, escolhesse a opção de gestão de excedente que utiliza o mecanismo de unidade de armazenamento virtual, em detrimento da opção de venda direta dos excedentes à rede.

A cada CER seria atribuída uma UA virtual, que tem a funcionalidade de uma unidade de armazenamento, sendo por isso modelizada por um CPEc e um CPEp virtuais. O CPEc virtual, que representa a medição do carregamento virtual, simula a medição real da energia excedente da CER que é injetada na rede no período (t). O CPEp virtual, que representa a medição da descarga virtual, simula a medição real da energia excedente do período (t), recuperada no período seguinte ($t + x$), que na realidade é recebida da rede.

Para clarificação dos fluxos virtuais de energia considerados e dos respetivos fluxos reais, considere-se a figura 3.4. Quando a CER tem excesso de produção local, essa energia é virtualmente armazenada numa UA virtual para utilização num momento posterior em que a energia produzida seja inferior ao consumo. Na realidade, a energia não é armazenada, mas sim injetada na rede e, quando existe na comunidade deficit de energia, ela é recuperada da UA virtual, vindo fisicamente da rede.

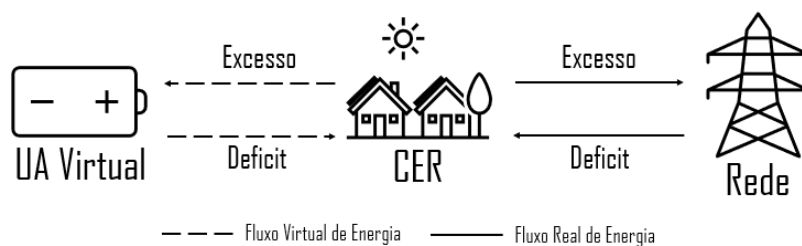


Figura 3.4: Esquema explicativo dos fluxos virtuais e físicos consequentes da utilização de um mecanismo de UA virtual em CER.

Com este mecanismo, será ainda possível efetuar transferência de energia entre diferentes comunidades, o que permitirá, por exemplo, uma transferência de energia para comunidades mais necessitadas. Se ambas as CER envolvidas na transferência tiverem um mecanismo de UA virtual, a transferência pode ser agendada numa plataforma própria para o efeito, como a descrita na secção 3.1.2, indicando a CER de origem, a CER de destino, a quantidade de energia a transferir e a data e hora da transferência. Se, no momento agendado, a UA virtual da CER de origem tiver a quantidade de energia prevista, a transferência será feita para a UA virtual da CER de destino. O mesmo processo pode ser feito para venda à rede da energia armazenada, que pode ser feita de forma direta ou agendando transferência da forma descrita acima, mas para um agente agregador de destino.

É possível, neste momento, fazer-se um balanço dos diversos benefícios da utilização deste mecanismo, assim como dos problemas levantados pelo mesmo:

- **Benefícios:**

- Permite transferência de energia entre períodos horários, permitindo que a comunidade consuma o seu próprio excedente em horas de menor produção;
- Permite dimensionar o sistema de produção fotovoltaico para uma maior fração do consumo, incentivando a produção renovável;
- Permite transferência de energia entre comunidades;
- A transferência de excedente fica facilitada para a RESP na medida em que passa deixa de ocorrer de forma contínua, passando a ser realizada mediante agendamento.

- **Problemas:**

- O preço de mercado da energia no instante de injeção é diferente do preço no instante de recuperação, pelo que poderão existir benefícios indesejados no processo de transferência de energia entre períodos;
- A utilização deste mecanismo introduz desvios no sistema, uma vez que se considera trocar uma quantidade de energia com a UA virtual quando na realidade essa troca é feita com a rede.

De forma a resolver o problema causado pela variação do preço de mercado da energia nos instantes de injeção e de recuperação, foi desenvolvido um mecanismo que recalcula a energia disponível na UA virtual em cada instante $(t+x)$ com base no preço de mercado nos instantes de injeção (t) e $(t+x)$:

$$Quantidade(t+x) = \frac{Quantidade(t) \cdot PreçoMercado(t)}{PreçoMercado(t+x)} \quad (3.2)$$

Na prática, a UA virtual funciona como armazenamento temporário do valor da energia excedente no instante (t) , $(Quantidade(t) \cdot PreçoMercado(t))$, sendo recuperada mais tarde a energia correspondente a um valor equivalente $(Quantidade(t+x) \cdot PreçoMercado(t+x))$. Desta forma, em $(t+x)$ o valor armazenado é traduzido numa quantidade de energia recuperada diferente da que foi injetada de acordo com o seu valor de mercado nesse momento. Note-se apenas que os preços de mercado da equação anterior estão limitados ao valor mínimo de 1 €/MWh.

Veja-se o exemplo da figura 3.5:

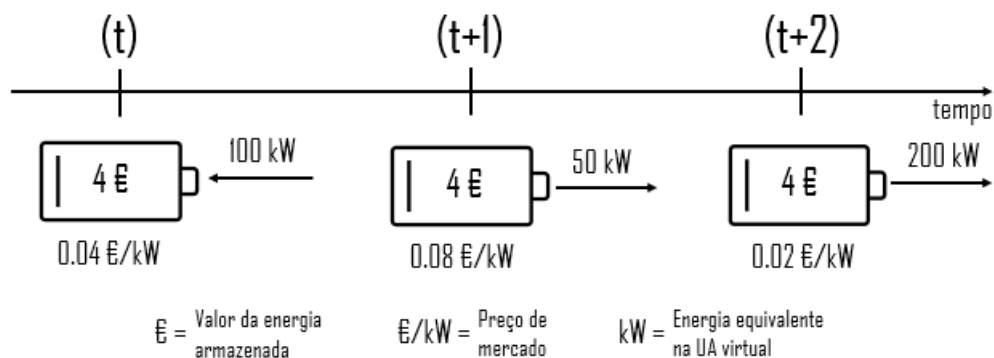


Figura 3.5: Esquema explicativo do ajuste aplicado à energia armazenada na UA virtual.

Se no instante (t) , com um valor de mercado de 0.04 €/kWh, forem injetados 100 kW, a UA virtual armazena 4 € de energia. Se em $(t+1)$ se desejar recuperar a energia armazenada, a um preço de mercado de 0.08 €/kWh, duas vezes superior ao de (t) , apenas se recuperam 50 kW. Se, em vez disso, se deseja recuperar os 4 € de energia em $(t+2)$, conseguem-se recuperar 200 kW, devido ao preço de mercado ser de apenas 0.02 €/kWh, metade do preço do instante (t) .

Por fim, o único problema restante da utilização da UA virtual é, como já foi mencionado, o facto de implicar para o sistema um desvio de excesso, correspondente à energia de carga, e um desvio de deficit aquando da recuperação da energia da UA virtual. Isto ocorre dado que a energia que é consumida e injetada fisicamente pela CER não corresponde ao que é medido pela RESP, tendo em conta o armazenamento virtual.

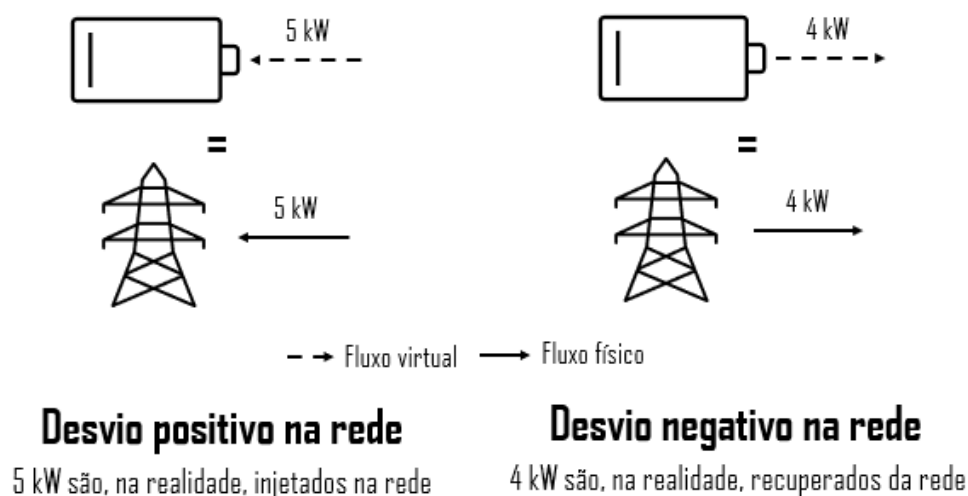


Figura 3.6: Esquema explicativo dos desvios causados pela energia armazenada na UA virtual.

Assim sendo, para solucionar este problema, justifica-se um pagamento da CER ao operador do sistema ao preço de custo do desvio causado pela comunidade, o que permite ao operador resolver o desvio e à comunidade ter acesso a um mecanismo de transferência de energia entre períodos que lhe permita aproveitar a sua energia excedente.

3.2.2.4 Algoritmo de Repartição

No tópico 2.1.5 foi apresentado o algoritmo 1, que foi criado de acordo com a legislação atual. Tendo em conta o problema acima mencionado da consideração indevida da utilização da RESP e outros aspetos que interferem com o aproveitamento da energia produzida na comunidade, apresenta-se de seguida um novo algoritmo criado para servir de alternativa, ao qual foram adicionadas características que permitem melhorar os aspetos referidos.

Para isso, partiu-se do algoritmo 1 e adicionaram-se os novos conceitos desenvolvidos e discutidos nesta secção: a possibilidade de utilização de coeficientes de repartição híbridos, o conceito de rede interna e o mecanismo de unidade de armazenamento virtual.

Antes de apresentar o código do algoritmo importa voltar a referir que a respetiva nomenclatura se encontra no capítulo inicial dos símbolos.

Algoritmo 2 Algoritmo de repartição da energia em CER, considerando a possibilidade de coeficientes de repartição híbridos, o conceito de rede interna e o mecanismo de UA virtual.

#Bloco de atualização da energia armazenada na UA virtual

- 1 $E_{vCER(t)} = \frac{PM(t-1) \cdot E_{vCER(t-1)}}{PM(t)} + \sum_{i=1}^{N_{CERin}} E_{vCERin(t)} - \sum_{i=1}^{N_{CERout}} E_{vCERout(t)}$
- 2 se $E_{vCER(t)} < 0$: $E_{vCER(t)} = \frac{PV_{CER(t)} \cdot E_{vCER(t-1)}}{PM(t)} + \sum_{i=1}^{N_{CERin}} E_{vCERin(t)}$
- 3 $PV_{CER(t)} = PM(t)$

#Bloco de repartição pelos CPEc da mesma rede interna

- 4 para cada ri até Nri faça
- 5 para cada p até Np faça
- 6 se p pertence a a ri : $[E_p] \leftarrow E_p$
- 7 fim
- 8 $E_{pri} = \sum_p^{Np} E_p$
- 9 para cada c até Nc faça
- 10 se c pertence a ri então
- 11 $[E_c] \leftarrow E_c$
- 12 $[coef_c] \leftarrow [coef_c]$
- 13 fim
- 14 fim
- 15 para cada \acute{c} até $N\acute{c}$ faça
- 16 se repartição por coeficientes fixos: $\overline{coef_c} = [coef_c] / \sum_{\acute{c}}^{N\acute{c}} [coef_c]$
- 17 se repartição por consumos: $\overline{coef_c} = [E_c] / \sum_{\acute{c}}^{N\acute{c}} [E_c]$
- 18 se repartição híbrida: $\overline{coef_c} = ([coef_c] \cdot [E_c]) / \sum_{\acute{c}}^{N\acute{c}} ([coef_c] \cdot [E_c])$
- 19 $E_{pri \rightarrow \acute{c}} = \overline{coef_c} \cdot E_{pri}$
- 20 $E_{pri \rightarrow \acute{c}} = \min(E_{pri \rightarrow \acute{c}}; E_c - E_{\rightarrow \acute{c}})$
- 21 $E_{\rightarrow \acute{c}} = \min(E_{\rightarrow \acute{c}} + E_{pri \rightarrow \acute{c}}; E_c)$
- 22 para cada \acute{p} em $N\acute{p}$ faça
- 23 $E_{\acute{p} \rightarrow \acute{c}} = E_{pri \rightarrow \acute{c}} \cdot E_{\acute{p}} / E_{pri}$
- 24 $E_{\acute{p} \rightarrow} = E_{\acute{p} \rightarrow} + E_{\acute{p} \rightarrow \acute{c}}$
- 25 $E_{\acute{p}} = E_{\acute{p}} - E_{\acute{p} \rightarrow}$
- 26 fim
- 27 fim
- 28 fim

#Bloco de repartição pelos CPEc através de qualquer rede

- 23 para cada ri até Nri faça
- 24 para cada c até Nc faça
- 25 se c pertence a ri então
- 26 $[E_c] \leftarrow E_c$
- 27 $[coef_c] \leftarrow [coef_c]$
- 28 fim
- 29 fim
- 30 fim
- 31 $E_{pr} = \sum_p^{Np} E_p$

```

29 para cada  $\acute{c}$  até  $N_{\acute{c}}$  faça
30   se repartição por coeficientes fixos:  $\overline{coef_{\acute{c}}} = [coef_{\acute{c}}] / \sum_{\acute{c}}^{N_{\acute{c}}} [coef_{\acute{c}}]$ 
31   se repartição por consumos:  $\overline{coef_{\acute{c}}} = (E_{\acute{c}} - E_{\rightarrow\acute{c}}) / \sum_{\acute{c}}^{N_{\acute{c}}} (E_{\acute{c}} - E_{\rightarrow\acute{c}})$ 
32   se repartição híbrida:  $\overline{coef_{\acute{c}}} = ([coef_{\acute{c}}] \cdot (E_{\acute{c}} - E_{\rightarrow\acute{c}})) / \sum_{\acute{c}}^{N_{\acute{c}}} ([coef_{\acute{c}}] \cdot (E_{\acute{c}} - E_{\rightarrow\acute{c}}))$ 
33    $E_{pr\rightarrow\acute{c}} = \overline{coef_{\acute{c}}} \cdot E_{pr}$ 
34    $E_{pr\rightarrow\acute{c}} = \min(E_{pr\rightarrow\acute{c}}; E_{\acute{c}} - E_{\rightarrow\acute{c}})$ 
35    $E_{\rightarrow\acute{c}} = \min(E_{\rightarrow\acute{c}} + E_{pr\rightarrow\acute{c}}; E_{\acute{c}})$ 
36    $T_{\rightarrow\acute{c}} = T_{\rightarrow\acute{c}} + E_{pr\rightarrow\acute{c}}$ 
37   para cada  $\acute{p}$  em  $N_{\acute{p}}$  faça
38      $E_{p\rightarrow\acute{c}} = E_{pr\rightarrow\acute{c}} \cdot E_p / E_{pr}$ 
39      $E_{p\rightarrow} = E_{p\rightarrow} + E_{p\rightarrow\acute{c}}$ 
40      $E_p = E_p - E_{p\rightarrow}$ 
41      $T_{p\rightarrow} = T_{p\rightarrow} + E_{p\rightarrow\acute{c}}$ 
42      $T_{p\rightarrow\acute{c}} = T_{p\rightarrow\acute{c}} + E_{p\rightarrow\acute{c}}$ 
   fim
fim

#Bloco de injeção e recuperação da energia da UA Virtual
43 se opção gestão excedente = utilização da UA Virtual então
44    $Ee_{CER} = \sum_p^{N_p} E_p$ 
45   se  $Ee_{CER} > 0$  então
46      $E_{vCER(t)} = E_{vCER(t)} + Ee_{CER}$ 
47      $E_{d+CER(t)} = Ee_{CER}$ 
48     para cada  $p$  faça
49        $E_{p\rightarrow vCER} = E_p$ 
50        $E_{p\rightarrow} = E_{p\rightarrow} + E_{p\rightarrow vCER}$ 
51        $E_p = 0$ 
     fim
   fim
43 se  $Ee_{CER} \leq 0$  e  $E_{vCER} > 0$  então
53    $E_{d-CER(t)} = Ee_{CER}$ 
54   para cada  $c$  até  $N_c$  faça
55     se repartição por coeficientes fixos:  $\overline{coef_c} = [coef_c] / \sum_c^{N_c} [coef_c]$ 
56     se repartição por consumos:  $\overline{coef_c} = (E_c - E_{\rightarrow c}) / \sum_c^{N_c} (E_c - E_{\rightarrow c})$ 
57     se repartição híbrida:  $\overline{coef_c} = ([coef_c] \cdot (E_c - E_{\rightarrow c})) / \sum_c^{N_c} ([coef_c] \cdot (E_c - E_{\rightarrow c}))$ 
58      $E_{vCER\rightarrow c} = \overline{coef_c} \cdot E_{vCER}$ 
59      $E_{vCER\rightarrow c} = \min(E_{vCER\rightarrow c}; E_c - E_{\rightarrow c})$ 
60      $E_{\rightarrow c} = \min(E_{\rightarrow c} + E_{vCER\rightarrow c}; E_c)$ 
61      $T_{\rightarrow c} = T_{\rightarrow c} + E_{vCER\rightarrow c}$ 
62      $T_{vCER\rightarrow} = T_{vCER\rightarrow} + E_{vCER\rightarrow c}$ 
63      $E_{vCER} = E_{vCER} - E_{vCER\rightarrow c}$ 
   fim
fim
fim

```

```

#Bloco de preparação do output
64 para cada p em Np faça
65   [Ep]
66   [Ep→] ← Ep→
67   [Eep] = Ep - [Ep→]
68   [Tp→] ← Tp→
69   [Ep→ri] = [Ep→] - [Tp→]
70   [Eep→ri] = [Ep] - [Ep→ri]
    fim
71 para cada c em Nc faça
72   [Ec];
73   [E→c] ← E→c
74   [Elc] = Ec - [E→c]
75   [T→c] ← T→c
76   [Eri→c] = [E→c] - [T→c]
77   se repartição por coeficientes:  $\overline{coef_c} = [coef_c] / \sum_c^{Nc} [coef_c]$ 
78   se repartição por consumos:  $\overline{coef_c} = [E_c] / \sum_c^{Nc} [E_c]$ 
79   se repartição híbrida:  $\overline{coef_c} = ([coef_c] \cdot [E_c]) / \sum_c^{Nc} ([coef_c] \cdot [E_c])$ 
80   Ee→c =  $\overline{coef_c} \cdot \sum_p^{Np} [Ee_p]$ 
    fim
81 para cada ri em Nri faça
82   Ecri =  $\sum_{\acute{c}}^{N\acute{c}} [E_{\acute{c}}]$ 
83   Epri =  $\sum_{\acute{p}}^{N\acute{p}} [E_{\acute{p}}]$ 
84   E→cri =  $\sum_{\acute{c}}^{N\acute{c}} [E_{ri\rightarrow\acute{c}}]$ 
85   Ee→cri =  $\sum_{\acute{c}}^{N\acute{c}} [Ee_{\rightarrow\acute{c}}]$ 
    fim
86 EcCER =  $\sum_c^{Nc} [E_c]$ 
87 EpCER =  $\sum_p^{Np} [E_p]$ 
88 E→cCER =  $\sum_c^{Nc} [E_{\rightarrow c}]$ 
89 EeCER =  $\sum_p^{Np} [Ee_p]$ 

```

- **Bloco de atualização da energia armazenada na UA virtual:**

O algoritmo, que tem a finalidade de ser corrido a cada período horário, começa pela atualização da energia que está armazenada virtualmente na UA virtual. Essa atualização é feita com valores de instante anterior atualizados com novo preço de mercado do instante atual. São ainda consideradas, caso existam agendamentos, as transferências no instante atual que a UA virtual recebe ou efetua de outras CER (linha 1).

Se, depois do cálculo da energia na UA virtual após as atualizações referidas, o valor de energia armazenada for negativo, então é cancelada a transferência para outras CER e o seu valor é de novo atualizado para um novo sem considerar essa exportação (linha 2). No final atualiza-se o preço da energia que está armazenada na UA virtual para o preço de mercado atual (linha 3).

- **Bloco de repartição pelos CPÉc da memsa rede interna:**

De seguida, inicia-se o bloco do processo de repartição por todos os CPEc que pertençam a uma mesma rede interna com um ciclo que percorre todas as redes internas. Para cada uma delas, percorrem-se todos os CPEp e colocam-se num vetor temporário apenas as produções dos CPEp pertencentes à rede interna em questão (linhas 5-6). Após isso, calcula-se o agregado da energia produzida dentro da mesma rede interna (linha 7) e repete-se o processo anterior, percorrendo todos os CPEc, e guardando em vetores temporários os valores das produções e os coeficientes de partilha dos CPEc da rede interna em questão (linhas 9-11).

De seguida, percorrem-se todos os CPEc da mesma rede interna e são calculados os respetivos coeficientes de repartição normalizados, baseado em coeficientes fixos, proporcionais ao consumo ou híbridos (linhas 13-15).

Com o coeficiente normalizado associado a cada CPEc, calcula-se a parcela de toda a energia produzida na rede interna que será repartida para esse CPEc (linha 16). Caso esse valor seja superior às necessidades de consumo, atualiza-se essa energia repartida para o valor que efetivamente foi atribuído para suprir o seu consumo (linha 17). É ainda atualizado o valor total de energia recebida por esse CPEc no intervalo quarto-horário atual (linha 18).

Ainda dentro do mesmo ciclo que percorre os CPEc de uma mesma rede interna, corre-se um outro ciclo para percorrer os CPEp dessa rede interna. É aí que são calculados os valores de energia de cada CPEp que transitou para cada CPEc, tendo em conta a percentagem de produção desse CPEp no total da energia produzida na rede interna nessa iteração (linha 20). Esse valor é somado à variável que conta a energia total que é repartida a partir do CPEp (linha 21), sendo também descontado na energia que fica disponível por parte desse CPEp para a próxima iteração (linha 22).

- **Bloco de repartição pelos CPEc através de qualquer rede:**

No bloco de repartição pelos CPEc todos, independentemente da rede interna onde se inserem, o processo é semelhante, mas com a particularidade de todos os consumos e todos os coeficientes serem colocados no vetor temporário (linhas 26-27) e de ser calculado o total de energia produzida na CER toda, somando todas as energias produzidas por todos os CPEp (linha 28).

De seguida, como no bloco anterior, percorrem-se todos os CPEc da mesma rede interna e são calculados os respetivos coeficientes de repartição normalizados (linhas 30-32), calcula-se a parcela de toda a energia produzida na rede interna que será repartida para esse CPEc (linha 33) e atualiza-se essa energia repartida para o valor que efetivamente foi atribuído para suprir o seu consumo (linha 34). Atualiza-se o valor total de energia recebida por esse CPEc no intervalo quarto-horário atual (linha 35) e, agora, acumula-se o seu valor numa variável específica caso a transação utilize a RESP (linha 36) para posterior atribuição de custos associados às tarifas de acesso à rede.

Novamente, dentro do mesmo ciclo que percorre os CPEc de uma mesma rede interna, corre-se um outro ciclo para percorrer os CPEp dessa rede interna. Aí são calculados os valores de energia de cada CPEp que transitou para cada CPEc, tendo em conta a percentagem de produção desse CPEp no total da energia produzida em toda a CER nessa iteração (linha 38). Esse valor

é somado à variável que conta a energia total que é repartida a partir do CPEp (linha 39), sendo também descontado na energia que fica disponível por parte desse CPEp para a próxima iteração (linha 40). Por fim, acumula-se ainda o valor desse trânsito a uma variável que conta a energia transitada a partir de cada CPEp utilizando a RESP (linha 41) e a uma outra variável que conta a energia que cada CPEc recebeu do CPEp em questão utilizando a RESP (linha 42) para posterior atribuição de custos associados às tarifas de acesso à rede.

- **Bloco de injeção e recuperação da energia na UA virtual:**

Relativamente ao bloco da UA virtual, verifica-se se a opção de gestão de excedentes escolhida pela EGAC é a utilização do mecanismo de UA virtual (linha 43) e, caso seja, calcula-se o excedente total da CER somando toda a energia que falta repartir em cada um dos CPEp da comunidade (linha 44). Se essa quantidade for positiva, significa que o excedente será injetado na UA virtual (linha 45) e que consequentemente causará um desvio positivo na rede que é guardado numa variável própria (linha 46). Ainda para esse caso, atualiza-se a variável com o fluxo de energia do CPEp em questão para a UA virtual (linha 49), atualiza-se o valor da energia total que foi transitada a partir desse CPEp (linha 50) e coloca-se a zero a respetiva energia restante (linha 51).

Se, em vez disso, não existir energia excedente e a UA virtual esteja carregada com alguma energia, antes de comprar à rede, utiliza-se essa energia armazenada. Inicialmente guarda-se o valor do desvio negativo provocado na rede pela recuperação da energia recuperada da UA virtual (linha 53) e depois, à semelhança da repartição normal, corre-se um ciclo que percorra todos os CPEc da CER. De novo são calculados os coeficientes normalizados (linhas 55-57), é calculada a quantidade de energia a atribuir ao CPEc em questão (linha 58), atualiza-se o seu valor para a quantidade de energia que efetivamente foi entregue (linha 59), e acumula-se esse valor à variável que conta a energia atribuída a esse CPEc (linha 60). Por fim, acumula-se esse valor também à variável que conta a energia entregue ao CPEc em questão através da RESP (linha 61) e também à variável que conta a energia entregue a partir da UA virtual através da RESP (linha 62), terminando com a atualização da energia que, no final do processo, resta na UA virtual (linha 63).

- **Bloco de preparação do output:**

Por último vem o bloco de preparação das saídas onde, para cada CPEp são devolvidos valores, naquele intervalo quarto-horário, de energia produzida (linha 65), energia que é repartida a partir do CPEp (linha 66), energia excedente da iteração atual (linha 67) e ainda energia transitada pela RESP a partir desse CPEp (linha 68). Também é calculada a energia que transitou dentro da mesma rede interna (linha 69) e a energia que excedente após a distribuição dentro da mesma rede interna (linha 70).

Para cada CPEc, são devolvidos valores do consumo inicial (linha 72), da energia repartida para o CPEc (linha 73), da respetiva energia consumida líquida (linha 74), da energia repartida que foi lhe foi entregue utilizando a RESP (linha 75), da energia recebida por cada CPEc por um CPEp dentro da mesma rede interna (linha 76) e um valor energia excedente correspondente calculado através do respetivo coeficiente normalizado (linha 80).

São ainda calculados os valores de energia consumida dentro de cada uma das redes internas da CER, assim como a energia aí produzida e a energia transferida e excedente no seu interior (linhas 81-85).

Por fim, são devolvidos ainda valores de energia relevantes relacionados com toda a comunidade, como os valores da energia total consumida, produzida, repartida dentro da CER e ainda a energia total excedente (linhas 86-89).

3.3 Mecanismo de Mercado Local

O objetivo de uma comunidade de energia renovável é a promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis locais, sendo que esse incentivo aos consumidores aparece sob forma de preços mais baixos para essa energia face aos preços de compra à rede. Por esse motivo, impõe-se a criação de um mecanismo do mercado que defina o preço da energia produzida localmente na central que a CER irá repartir pelos seus membros.

Com base em [35] foi construído um novo modelo de mercado que determina o preço interno da CER tendo em conta o balanço entre produção prevista da central e consumo previsto em cada intervalo de 15 minutos. Em cada intervalo é necessário avaliar se a quantidade de energia produzida na central é superior ou inferior ao consumo da CER e ainda considerar um limite máximo e um preço mínimo para um kWh de energia:

- **Preço base:** preço base de venda de um kWh de energia produzida na central aos membros da CER quando não há excedente. Preço estabelecido em 0.17 €/kWh;
- **Preço mínimo:** limite mínimo para o preço a que se vende um kWh de energia produzida na central aos membros da CER. Preço estabelecido em 0.14 €/kWh por ser próximo do preço final de venda de energia à rede (considerando o preço de venda da energia de 0.05€/kWh sendo o restante correspondente à TAR de autoconsumo).

Nos períodos em que a produção da central é inferior ao consumo, a energia que daí provém é repartida e vendida aos membros ao preço base, de 0.17 €/kWh. Por outro lado, nos períodos em que a produção da central é superior ao consumo da comunidade, haverá uma quantidade de energia excedente que será injetada na rede. Nesses períodos, dados os baixos valores de venda de energia excedente à rede, interessa à entidade gestora incentivar os membros a aumentar os seus consumos para minimizar a energia injetada, dado que a energia repartida pelos membros é paga a um preço superior. Por esse motivo, existe benefício em baixar o preço da eletricidade local, que será feito de acordo com uma média do preço máximo e mínimo, ponderada pelas quantidades de energia consumida e energia excedente respetivamente:

$$P_{CER} = \frac{Q_{cons} \cdot P_{max} + (Q_{prod} - Q_{cons}) \cdot P_{min}}{Q_{prod}} \quad (3.3)$$

em que P_{CER} , P_{max} e P_{min} se referem ao preço definido pelo mecanismo de mercado da CER, ao preço máximo e ao preço mínimo do período em questão, respetivamente, e Q_{cons} e Q_{prod} se referem às quantidades de energia consumida e produzida na CER nesse mesmo período.

Desta forma cria-se um mecanismo que controla a flexibilidade da comunidade, uma vez que com o sinal de preço gerado pelo mercado local, é possível adaptar o consumo da comunidade à produção, mesmo em momentos de excedente. Esta resposta dos consumos aos sinais de preço é estudada em [36], onde é explorada detalhadamente a aplicação de um mecanismo de mercado semelhante ao *demand response* de baterias pertencentes a comunidades de energia.

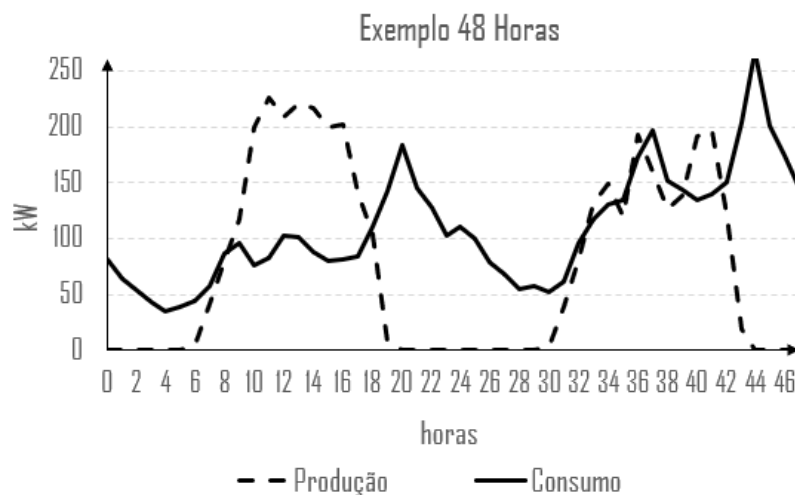


Figura 3.7: Exemplo de séries temporais genéricas de consumo e produção durante 48 horas.

Para ilustrar o que foi em cima explicado, utilize-se o exemplo da figura 3.7, que ilustra duas séries temporais horárias genéricas de dois dias, uma de produção e outra de consumo. Ao longo das horas representadas, o preço definido pelo mecanismo de mercado em análise comporta-se da seguinte forma:

- $P_{CER} = P_{max}$, se horas $\in [1, 8] \cup [18, 39] \cup [43, 47]$;
- $P_{CER} = \frac{Q_{cons} \cdot P_{max} + (Q_{prod} - Q_{cons}) \cdot P_{min}}{Q_{prod}}$, se horas $\in [9, 17] \cup [40, 42]$.

Antes de apresentar um exemplo numérico, importa referir este mecanismo pode ser utilizado de uma de duas formas distintas:

- **Preço definido posteriormente:** o preço é calculado no instante (t) e é referente ao instante ($t - x$), utilizando as séries temporais reais de consumo e produção de ($t - x$). A grande vantagem reside no facto de o preço ser rigoroso, refletindo dados reais, sendo que existe a desvantagem de não ser possível estimar antecipadamente um preço para indicar aos consumidores da CER para estes gerirem os seus consumos, sendo a sua única noção dada pelas horas típicas de produção solar.

- **Preço definido antecipadamente:** o preço referente ao instante (t) é calculado no instante ($t - x$), utilizando previsões de produção e consumo para (t). Se por um lado, o preço será obtido com base em dados com alguma incerteza e, por isso, não refletirá o balanço produção-consumo com rigor máximo, por outro lado existe a vantagem da obtenção de um valor de preço antecipadamente, possibilitando a criação de mecanismos de *demand response* através da disponibilização de sinais de preço aos consumidores da comunidade (através, por exemplo, da plataforma da comunidade referida no tópico 3.1.2) para estes serem capazes de ajustar o seu consumo em função do sinal recebido. Para este caso, é possível calcular o preço com uma de duas abordagens:
 - **Cálculo probabilístico do preço:** O cálculo do preço é feito com base em previsões probabilísticas de consumo e de produção. Trata-se de um cálculo probabilístico porque considera a incerteza associada às previsões. No tópico 3.3.2 será apresentado este método mais detalhadamente;
 - **Cálculo determinístico do preço:** O preço é calculado com base em valores provenientes de previsões determinísticas de produção e consumo. No caso de se ter acesso a previsões probabilísticas, um cálculo determinístico do preço pode ser feito utilizando apenas o valor esperado dessas previsões. Mais detalhes sobre este método serão explorados no tópico 3.3.1.

3.3.1 Cálculo determinístico do preço

Utilize-se novamente o exemplo da figura 3.7, e para apresentar um exemplo numérico das duas situações possíveis, considerem-se os preços máximo e mínimo de 0.17 €/kWh e 0.14 €/kWh, respetivamente, e ainda as previsões de energia produzida e consumida da hora 13 e da hora 43.

- Hora 13:
 - Consumo: 101.55 kW;
 - Produção: 220.53 kW;
 - Preço determinístico CER: $P_{CER}^{det} = \frac{101.55 \cdot 0.17 + (220.53 - 101.55) \cdot 0.14}{220.53} = 0.1538 \text{ €/kWh}$.
- Hora 43:
 - Consumo: 203.10 kW;
 - Produção: 18.34 kW;
 - Preço determinístico CER: $P_{CER}^{det} = P_{max} = 0.1700 \text{ €/kWh}$.

Expandindo este método a todas as horas do exemplo referido, obtém-se o gráfico de preço apresentado na figura 3.8.

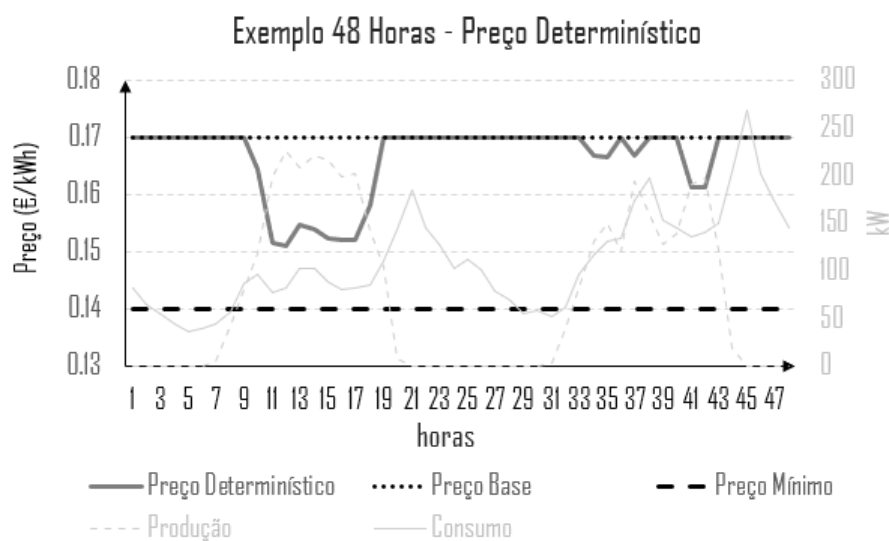


Figura 3.8: Preço obtido pelo método determinístico para as 48 horas do exemplo da figura 3.7.

3.3.2 Cálculo probabilístico do preço

Como já referido, para aplicar o modelo probabilístico ao exemplo anterior é necessário ter acesso a distribuições probabilísticas de produção e consumo, de forma a considerar a incerteza associada às previsões. Considerem-se as distribuições beta das figuras 3.9 e 3.10 que foram criadas para servir de exemplo a este caso, cujos parâmetros se apresentam na tabela 3.4.

Tabela 3.4: Parâmetros das distribuições beta das previsões de consumo e produção para as horas 13 e 43 do exemplo da figura 3.7.

Parâmetros Distribuições Beta				
	Hora 13		Hora 43	
	Previsão Consumo	Previsão Produção	Previsão Consumo	Previsão Produção
Alfa	29.004	7.909	13.933	5.168
Beta	56.363	0.999	6.819	0.999
Mínimo	0	0	0	0
Máximo	300	240.720*	300	20.964*

*clear-sky

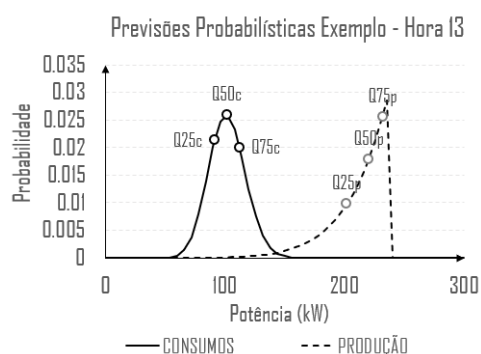


Figura 3.9: Distribuições exemplo para as previsões probabilísticas de consumo e produção da figura 3.7 para a hora 13.

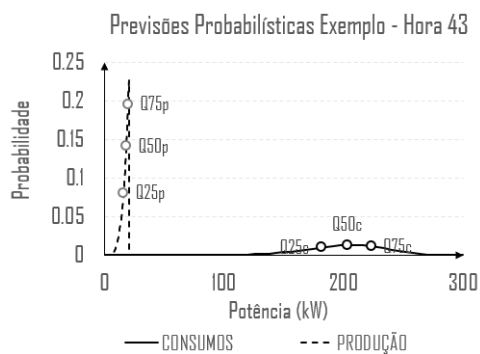


Figura 3.10: Distribuições exemplo para as previsões probabilísticas de consumo e produção da figura 3.7 para a hora 43.

Existindo acesso a previsões deste tipo, a aplicação do método determinístico, seria feito utilizando os valores do quantil 50 de cada distribuição. No entanto, para considerar a incerteza associada às previsões, é necessário utilizar combinações de outros quantis. Apesar de ser possível escolher quaisquer quantis, daqui em diante, sempre que for utilizado o método probabilístico, utilizar-se-ão os quantis 25, 50 e 75 de cada distribuição.

Assim sendo, a aplicação do método probabilístico é feita da mesma forma que no método determinístico, excetuando que em vez de comparar o quantil 50 das previsões para determinar o preço local, é feita uma comparação de todas as combinações de quantis da previsão de consumo e de quantis da previsão de produção. Para cada combinação é calculado um preço segundo a equação 3.3, caso o valor considerado da previsão de produção seja superior, ou é considerado igual ao preço máximo, caso contrário. No final de percorrer todas as combinações, todos os preços calculados são utilizados para cálculo da respetiva média, que deverá ser considerada como preço final a utilizar para a energia produzida na central da CER.

Apresentam-se abaixo o fluxograma do novo mecanismo de mercado explicado (figura 3.11), juntamente com o pseudocódigo da sua implementação. Note-se apenas que o processo deverá ser corrido em cada intervalo em que se deseje obter um preço atualizado, sendo que abaixo se considera, apenas a título de exemplo, que esse intervalo é horário.

Antes de apresentar os elementos mencionados, remete-se de novo para a nomenclatura respetiva que é explicada no capítulo inicial dos símbolos.

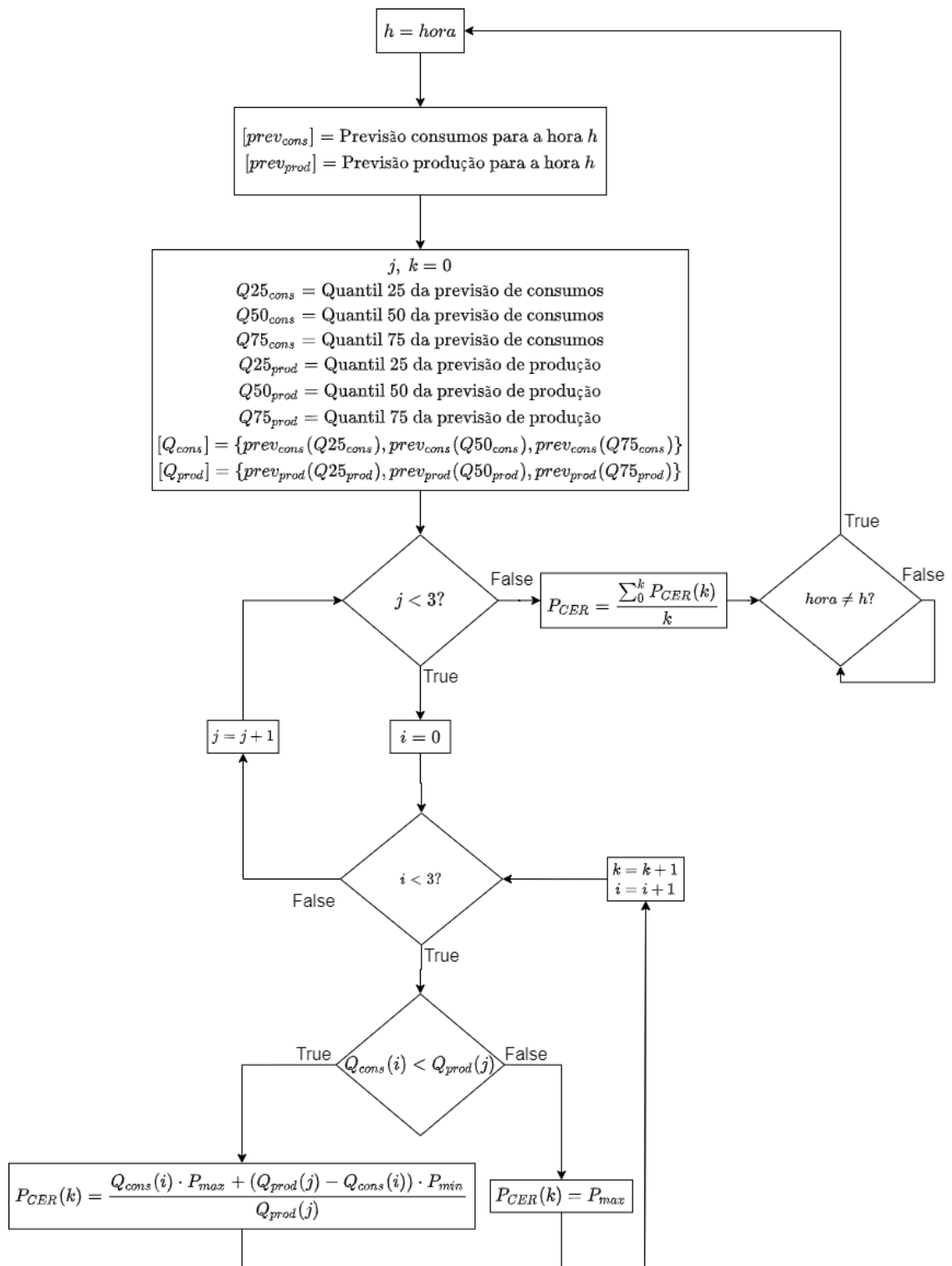


Figura 3.11: Fluxograma de obtenção de um preço probabilístico para venda de energia aos membros da CER.

Algoritmo 3 Pseudo-código do algoritmo do mercado local para obtenção do preço de venda de energia à CER a cada hora.

```

1  $h \leftarrow$  hora
2  $[prev_{cons}] =$  Previsão consumos para a hora  $h$ 
3  $[prev_{prod}] =$  Previsão produção para a hora  $h$ 
4  $Q_{25_{cons}} =$  Quantil 25 da previsão de consumos para a hora  $h$ 
5  $Q_{50_{cons}} =$  Quantil 50 da previsão de consumos para a hora  $h$ 
6  $Q_{75_{cons}} =$  Quantil 75 da previsão de consumos para a hora  $h$ 
7  $Q_{25_{prod}} =$  Quantil 25 da previsão de produção para a hora  $h$ 
8  $Q_{50_{prod}} =$  Quantil 50 da previsão de produção para a hora  $h$ 
9  $Q_{75_{prod}} =$  Quantil 75 da previsão de produção para a hora  $h$ 
10  $[Q_{cons}] = \{prev_{cons}(Q_{25_{cons}}), prev_{cons}(Q_{50_{cons}}), prev_{cons}(Q_{75_{cons}})\}$ 
11  $[Q_{prod}] = \{prev_{prod}(Q_{25_{prod}}), prev_{prod}(Q_{50_{prod}}), prev_{prod}(Q_{75_{prod}})\}$ 
12  $j, k = 0$ 
13 enquanto  $j < 3$  faça
14    $i = 0$ 
15   enquanto  $i < 3$  faça
16     se  $Q_{cons}(i) < Q_{prod}(j)$  então
17        $P_{CER}(k) = \frac{Q_{cons}(i) \cdot P_{max} + (Q_{prod}(j) - Q_{cons}(i)) \cdot P_{min}}{Q_{prod}(j)}$ 
18     senão
19        $P_{CER}(k) = P_{max}$ 
19      $k = k + 1$ 
20      $i = i + 1$ 
21  $P_{CER} = \frac{\sum_{n=0}^k P_{CER}(k)}{k}$ 

```

Aplica-se, de seguida, o método explicado novamente aos dois casos anteriores do exemplo da figura 3.7, considerando novamente os mesmos preços máximo e mínimo de 0.17 €/kWh e 0.14 €/kWh, respetivamente:

- Hora 13:

- Consumo:

- * $Q_{25_{cons}}$: 91.34 kW;
- * $Q_{50_{cons}}$: 101.55 kW;
- * $Q_{75_{cons}}$: 112.10 kW.

- Produção:

- * $Q_{25_{prod}}$: 202.03 kW;
- * $Q_{50_{prod}}$: 220.53 kW;
- * $Q_{75_{prod}}$: 232.13 kW.

- Preços para as combinações de quantis:

- * $Q_{25_{cons}} < Q_{25_{prod}}$: $P_{CER}^1 = \frac{91.34 \cdot 0.17 + (202.03 - 91.34) \cdot 0.14}{202.03} = 0.1536$ €/kWh;

$$\begin{aligned}
* Q25_{cons} < Q50_{prod}: P_{CER}^2 &= \frac{91.34 \cdot 0.17 + (220.53 - 91.34) \cdot 0.14}{220.53} = 0.1524 \text{ €/kWh}; \\
* Q25_{cons} < Q75_{prod}: P_{CER}^3 &= \frac{91.34 \cdot 0.17 + (232.13 - 91.34) \cdot 0.14}{232.13} = 0.1518 \text{ €/kWh}; \\
* Q50_{cons} < Q25_{prod}: P_{CER}^4 &= \frac{101.55 \cdot 0.17 + (202.03 - 101.55) \cdot 0.14}{202.03} = 0.1551 \text{ €/kWh}; \\
* Q50_{cons} < Q50_{prod}: P_{CER}^5 &= \frac{101.55 \cdot 0.17 + (220.53 - 101.55) \cdot 0.14}{220.53} = 0.1538 \text{ €/kWh}; \\
* Q50_{cons} < Q75_{prod}: P_{CER}^6 &= \frac{101.55 \cdot 0.17 + (232.13 - 101.55) \cdot 0.14}{232.13} = 0.1531 \text{ €/kWh}; \\
* Q75_{cons} < Q25_{prod}: P_{CER}^7 &= \frac{112.10 \cdot 0.17 + (202.03 - 112.10) \cdot 0.14}{202.03} = 0.1566 \text{ €/kWh}; \\
* Q75_{cons} < Q50_{prod}: P_{CER}^8 &= \frac{112.10 \cdot 0.17 + (220.53 - 112.10) \cdot 0.14}{220.53} = 0.1553 \text{ €/kWh}; \\
* Q75_{cons} < Q75_{prod}: P_{CER}^9 &= \frac{112.10 \cdot 0.17 + (232.13 - 112.10) \cdot 0.14}{232.13} = 0.1545 \text{ €/kWh}.
\end{aligned}$$

– Preço probabilístico CER:

$$* P_{CER}^{prob} = \frac{\sum_{i=0}^9 P_{CER}^i}{9} = 0.1540 \text{ €/kWh}.$$

• Hora 47:

– Consumo:

$$* Q25_{cons}: 187.66 \text{ kW};$$

$$* Q50_{cons}: 195.09 \text{ kW};$$

$$* Q75_{cons}: 202.07 \text{ kW}.$$

– Produção:

$$* Q25_{prod}: 61.30 \text{ kW};$$

$$* Q50_{prod}: 76.78 \text{ kW};$$

$$* Q75_{prod}: 89.27 \text{ kW}.$$

– Preços para as combinações de quantis:

$$* Q25_{cons} > Q25_{prod}: P_{CER}^1 = P_{max} = 0.17 \text{ €/kWh};$$

$$* Q25_{cons} > Q50_{prod}: P_{CER}^2 = P_{max} = 0.17 \text{ €/kWh};$$

$$* Q25_{cons} > Q75_{prod}: P_{CER}^3 = P_{max} = 0.17 \text{ €/kWh};$$

$$* Q50_{cons} > Q25_{prod}: P_{CER}^4 = P_{max} = 0.17 \text{ €/kWh};$$

$$* Q50_{cons} > Q50_{prod}: P_{CER}^5 = P_{max} = 0.17 \text{ €/kWh};$$

$$* Q50_{cons} > Q75_{prod}: P_{CER}^6 = P_{max} = 0.17 \text{ €/kWh};$$

$$* Q75_{cons} > Q25_{prod}: P_{CER}^7 = P_{max} = 0.17 \text{ €/kWh};$$

$$* Q75_{cons} > Q50_{prod}: P_{CER}^8 = P_{max} = 0.17 \text{ €/kWh};$$

$$* Q75_{cons} > Q75_{prod}: P_{CER}^9 = P_{max} = 0.17 \text{ €/kWh}.$$

– Preço probabilístico CER:

$$* P_{CER}^{prob} = \frac{\sum_{i=0}^9 P_{CER}^i}{9} = 0.17 \text{ €/kWh}.$$

3.3.3 Cálculo determinístico vs. probabilístico do preço

No tópico anterior, aplicou-se o método probabilístico do cálculo do preço de venda da energia da central da comunidade para os seus membros em dois casos com características diferentes: na hora 13, a produção é superior ao consumo em todos os quantis considerados e na hora 43 acontece a mesma coisa mas com os quantis do consumo. Os resultados obtidos para cada um dos métodos, que podem ser consultados na tabela 3.5, são muito próximos para o mesmo intervalo de tempo. Assim sendo, para descobrir se compensa considerar a incerteza associada às previsões na determinação do preço da comunidade, o que torna o processo computacionalmente mais pesado, falta considerar um caso ainda não abordado, em que o consumo e a produção assumem valores próximos, fazendo com que as respetivas distribuições se aproximem e fazendo com que os quantis de uma não sejam todos superiores ou inferiores aos da outra.

Tabela 3.5: Resultados obtidos no cálculo do preço CER para as horas 13 e 43 do exemplo da figura 3.7.

	Preço CER	
	Hora 13	Hora 43
Método Determinístico	0.1538 €/kWh	0.1700 €/kWh
Método Probabilístico	0.1540 €/kWh	0.1700 €/kWh

Para isso, aplicam-se de seguida os dois métodos para o caso da hora 18 do mesmo exemplo da figura 3.7, cujas previsões probabilísticas se encontram na figura 3.12. Os respetivos parâmetros apresentam-se na tabela 3.6.

Tabela 3.6: Parâmetros das distribuições beta das previsões de consumo e produção para a hora 18 do exemplo da figura 3.7.

	Parametros Distribuições Beta	
	Hora 18	
	Previsão Consumo	Previsão Produção
Alfa	27.638	2.684
Beta	47.096	0.996
Mínimo	0	0
Máximo	300	134.613*

*valores clear-sky

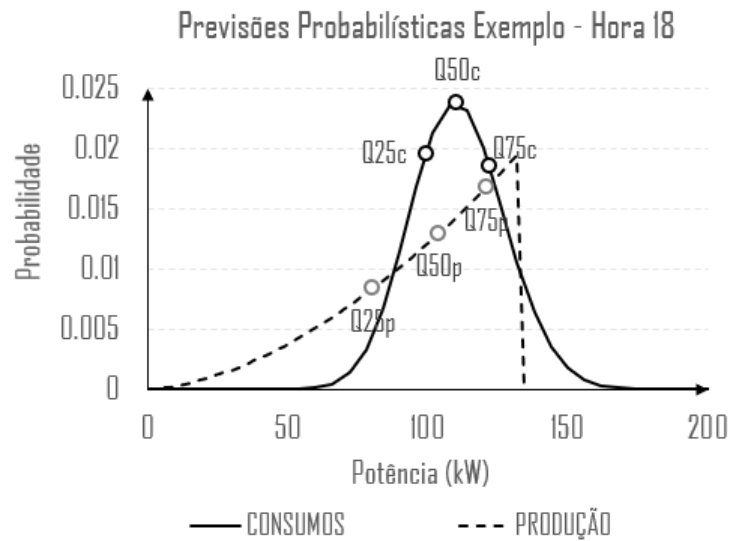


Figura 3.12: Previsões probabilísticas de consumo e produção para a hora 18 do exemplo da figura 3.7.

• Hora 18:

– Consumo:

- * $Q25_{cons}$: 99.45 kW;
- * $Q50_{cons}$: 110.60 kW;
- * $Q75_{cons}$: 122.07 kW.

– Produção:

- * $Q25_{prod}$: 80.44 kW;
- * $Q50_{prod}$: 104.10 kW;
- * $Q75_{prod}$: 121.02 kW.

– Preço determinístico CER:

- * $Q50_{cons} > Q50_{prod}$: $P_{CER}^{det} = P_{max} = 0.17$ €/kWh.

– Preços para as combinações de quantis:

- * $Q25_{cons} > Q25_{prod}$: $P_{CER}^1 = 0.17$ €/kWh;
- * $Q25_{cons} < Q50_{prod}$: $P_{CER}^2 = \frac{99.45 \cdot 0.15 + (104.10 - 99.45) \cdot 0.05}{104.10} = 0.1687$ €/kWh;
- * $Q25_{cons} < Q75_{prod}$: $P_{CER}^3 = \frac{99.45 \cdot 0.15 + (121.02 - 99.45) \cdot 0.12}{121.02} = 0.1647$ €/kWh;
- * $Q50_{cons} > Q25_{prod}$: $P_{CER}^4 = 0.17$ €/kWh;
- * $Q50_{cons} > Q50_{prod}$: $P_{CER}^5 = 0.17$ €/kWh;
- * $Q50_{cons} < Q75_{prod}$: $P_{CER}^3 = \frac{110.60 \cdot 0.15 + (121.02 - 110.60) \cdot 0.12}{121.02} = 0.1674$ €/kWh;
- * $Q75_{cons} > Q25_{prod}$: $P_{CER}^7 = 0.17$ €/kWh;
- * $Q75_{cons} > Q50_{prod}$: $P_{CER}^8 = 0.17$ €/kWh;
- * $Q75_{cons} > Q75_{prod}$: $P_{CER}^3 = 0.17$ €/kWh.

– Preço probabilístico CER:

$$* P_{CER}^{prob} = \frac{\sum_{i=0}^9 P_{CER}^i}{9} = 0.1690 \text{ €/kWh.}$$

De acordo com os casos explorados acima, sintetizados na tabela 3.7, a consideração da incerteza das previsões do método probabilístico leva a diferenças muito reduzidas no preço a atribuir à energia produzida localmente na comunidade. No entanto, antes de generalizar esta conclusão, importa analisar a evolução desse preço ao longo de todas as horas através do gráfico da figura 3.13.

Tabela 3.7: Resultados obtidos no cálculo do preço CER

	Preço CER		
	Hora 13	Hora 18	Hora 43
Método Determinístico	0.1538 €/kWh	0.17 €/kWh	0.17 €/kWh
Método Probabilístico	0.1540 €/kWh	0.1690 €/kWh	0.17 €/kWh

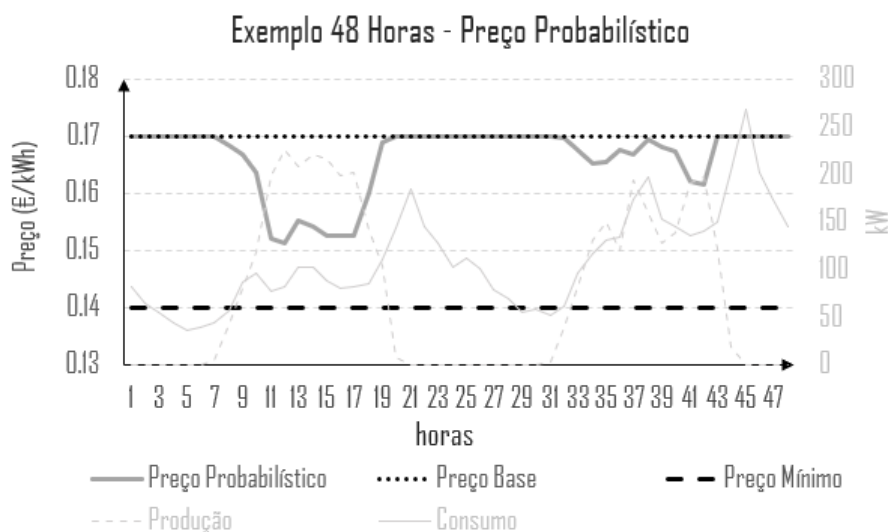


Figura 3.13: Preço obtido pelo método probabilístico para as 48 horas do exemplo da figura 3.7.

Desta forma, dada a pequena diferença entre as curvas de preço para os dois métodos, opta-se pela utilização do método determinístico pela sua simplicidade e pela semelhança dos seus resultados face aos do método probabilístico.

Capítulo 4

Caso de Estudo

Neste capítulo, é explorado um caso de estudo da implementação de uma CER para aplicação dos mecanismos apresentados na metodologia, servindo apenas para validação dos resultados obtidos.

O caso de estudo escolhido consiste em uma futura CER na freguesia de Calvão, pertencente ao concelho de Chaves, constituída por 132 consumidores, cujas informações relativas ao consumo foram recolhidos junto dos mesmos, sendo os dados em falta, como alguns consumos anuais, estimados. Com este caso, estudou-se a implementação do algoritmo de repartição mais simples, a aplicação do mecanismo de mercado local e a implementação de dois diferentes modelos de negócio. Foi feita ainda a adaptação deste caso de estudo para um caso de menor dimensão para validar os resultados da implementação do mecanismo de UA virtual e o algoritmo de repartição mais extenso.

4.1 Caracterização dos consumidores

O conjunto de dados recolhido é dominado pelos consumidores domésticos sendo os edifícios, na maioria, de habitação permanente. Existem, no entanto, dois consumidores do setor terciário e uma quantidade significativa de edifícios de habitação temporária pertencentes a emigrantes, cuja utilização anual se dá nos tradicionais períodos de férias. Todos os consumidores estão ligados em Baixa Tensão (BT).

A tabela 4.1 apresenta tudo o que foi apurado sobre os 132 consumidores sendo, para cada um, indicado a potência contratada, o consumo anual, o período de utilização e a classificação respetivos. O gráfico da figura 4.1 ilustra os dados da tabela, fazendo uma relação visual em termos de potência contratada e consumo anual, sendo as cores utilizadas indicadoras da classificação dos consumidores.

No total, trata-se de uma comunidade com uma potência contratada total de 1007.4 kVA, valor que será relevante mais adiante, no dimensionamento da central da CER.

Tabela 4.1: Caracterização dos potenciais membros da CER.

Potência contratada (kVA)	Consumo anual (kWh)	Número consumidores	Períodos utilização	Classificação
3.45	1600	15	Ano todo	Habitação Permanente
6.9	3500	65	Ano todo	Habitação Permanente
6.9	1500	10	Dez: 21 a 31 Jan: 1 a 5 Ago: mês todo Set: 1 a 8	Habitação Temporária
10.35	7100	10	Ano todo	Habitação Permanente
10.35	4000	30	Dez: 21 a 31 Jan: 1 a 5 Ago: mês todo Set: 1 a 8	Habitação Temporária
10.35	23000	1	Ano todo	Setor Terciário (Serralharia)
13.8	13000	1	Ano todo	Setor Terciário (Lar)

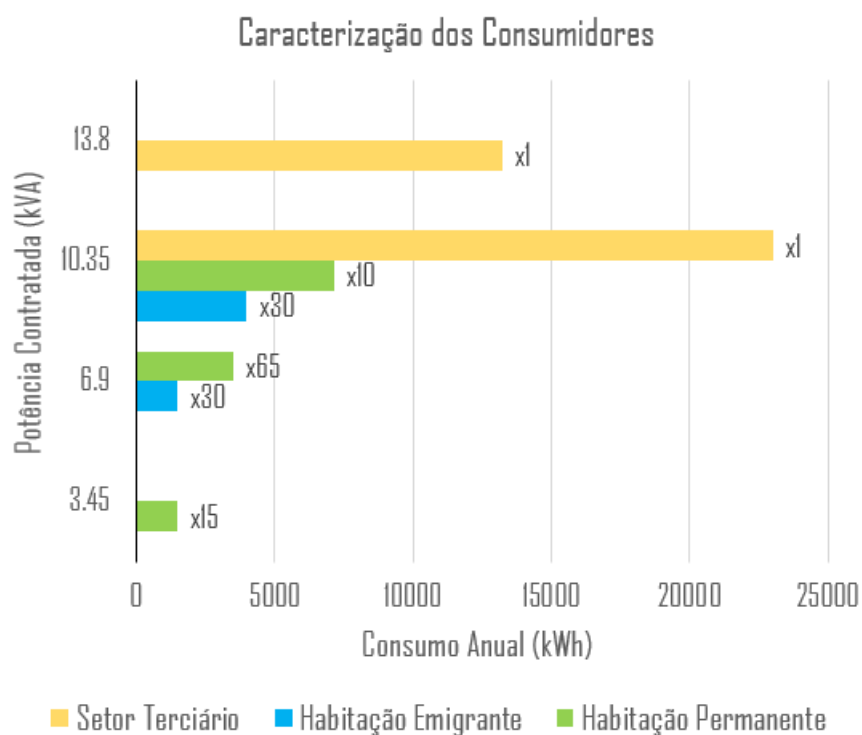


Figura 4.1: Caracterização dos potenciais membros da CER em potência contratada e consumo anual.

4.2 Geração de séries temporais artificiais

Dada a impossibilidade de recolha de informação relativa aos consumos quarto-horários de cada um dos consumidores da comunidade, a solução passou pela utilização da ferramenta de geração de séries temporais de consumo artificiais, criada em [7], que tem por base as séries temporais reais de 33 consumidores retirados dos respetivos *smartmeters*.

Tendo tido acesso a essa ferramenta, foi possível criar para cada consumidor da CER uma série anual de consumos com resolução quarto horária apenas através do ajuste dos parâmetros disponíveis. Para cada série reproduzida, os parâmetros da ferramenta foram ajustados de forma a assegurar todos os aspetos característicos de cada consumidor apresentados na tabela 4.1, de forma a que o resultado fosse o mais próximo do real. Para isso assegurou-se que o consumo anual obtido das séries de consumo fosse próximo do valor da tabela, que os maiores picos de potência da série fossem próximos mas nunca superiores à potência contratada e ainda o ajuste de parâmetros associados aos dias da semana e meses do ano para uma mais correta definição dos período de utilização.

Importa referir que todas as análises com um horizonte temporal superior a um ano que sejam mais à frente apresentadas partem da generalização das séries anuais geradas para os anos seguintes. Segue-se, na figura 4.2, o resultado final obtido em termos de consumo mensal da comunidade com base nas séries temporais geradas:

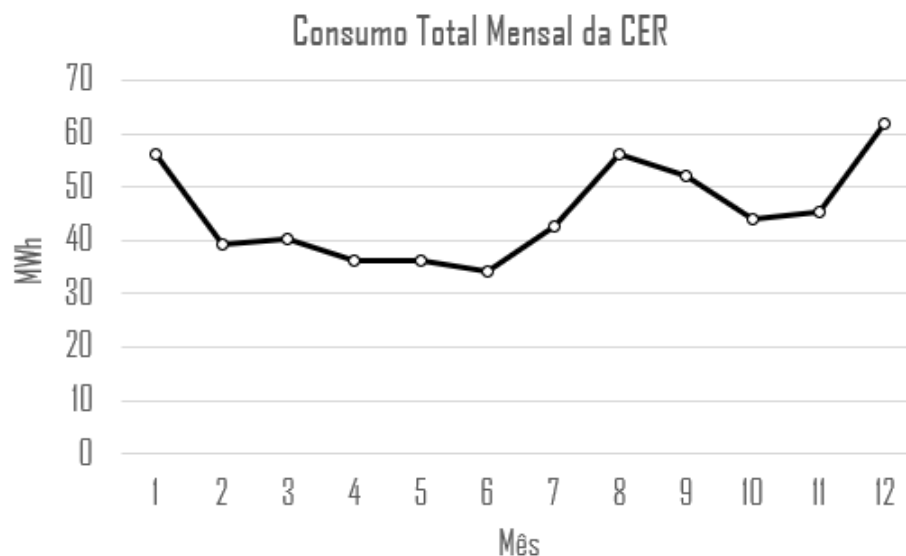


Figura 4.2: Consumos mensais totais da comunidade.

4.3 Modelo de Negócio

É necessário estabelecer um modelo de negócio segundo o qual a CER irá proceder à partilha de energia entre os seus membros. Tendo em conta que nenhum dos 132 consumidores têm UPAC

para produção própria, considerar-se-á a construção de uma central cuja produção servirá para repartição por entre todos os membros da comunidade a preço inferior ao preço de compra à rede.

Impõe-se definir a origem do financiamento da central, sendo que se considerará a opção de *crowdfunding*, segundo a qual o investimento tem origem nos próprios membros da comunidade. Desta forma, os membros interessados investirão na construção da central, sendo que lhes será alocada logo à partida uma parcela da energia total produzida pela central ao longo dos seus cerca de 20 anos de vida, tanto maior quanto maior for o investimento, sob forma de créditos de energia. De forma a incentivar os membros a participar no investimento inicial, os créditos atribuídos permitem o acesso a energia da comunidade a preços mais acessíveis do que o preço de venda a membros que não participem no *crowdfunding*.

Com esses créditos, os membros terão o pagamento da energia que seja proveniente da central da CER efetuado automaticamente, sendo esse valor descontado no seu saldo de créditos numa correspondência de 1 CrE para 1 kWh, sendo o preço por kWh definido pela comunidade substancialmente inferior ao preço de compra à rede. Além disso, a TAR associada às transações efetuadas com CrE será paga pela entidade gestora. Os membros da CER sem CrE receberão também a sua parcela de energia da central a cada 15 minutos sendo que pagarão o valor respetivo a um preço por kWh também inferior ao preço de compra à rede, mas superior ao preço obtido pelos membros participantes do *crowdfunding*.

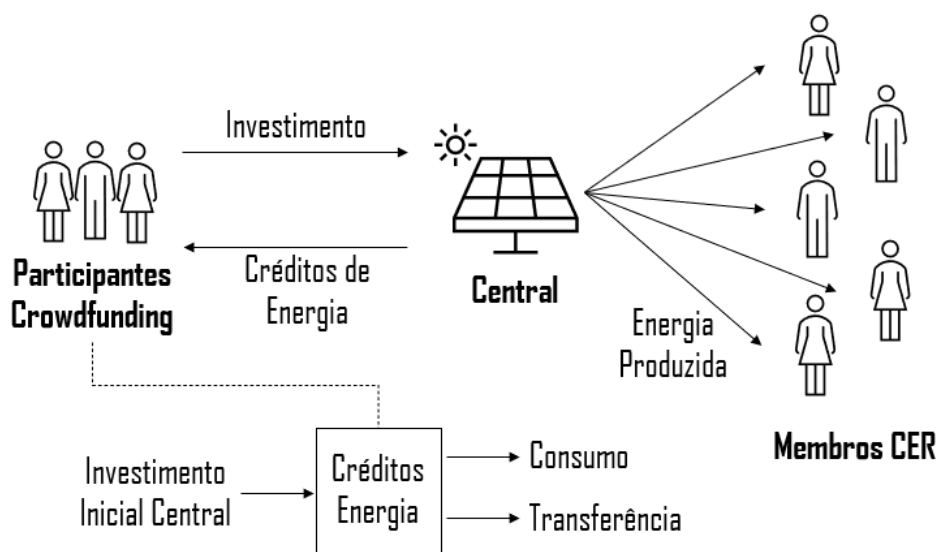


Figura 4.3: Ilustração do modelo de negócio a implementar na CER.

4.4 Dimensionamento da central da comunidade

Foi gerada uma série temporal de produção fotovoltaica, utilizando o *software* Helioscope, para a zona de Calvão assinalada na figura 4.4, onde se prevê a instalação da central, com ligação em Média Tensão (MT). O dimensionamento da central dependerá diretamente da potência dos consumos da CER que esta irá alimentar. Por isso, utilizar-se-á a potência total contratada de

1007.4 kVA, já mencionado no tópico 4.1, como referência para a escolha da potência instalada da central.

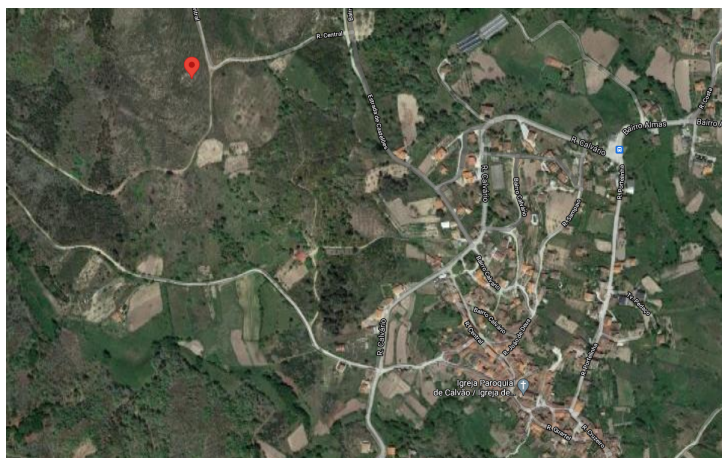


Figura 4.4: Localização prevista para a central da comunidade (41.7947, -7.5523).

Importa agora estudar qual a percentagem do valor de potência contratada total que é mais favorável atribuir à potência instalada da central. Para isso, foi escolhido um grupo de 27 consumidores dos 132 iniciais que totaliza 213.9 kVA de potência instalada total, mantendo, nesse pequeno grupo, a representatividade de todos os tipos de consumidores mencionados na tabela 4.2.

Tabela 4.2: Caracterização dos membros da CER considerados para o estudo da potência instalada a atribuir à central.

Potência contratada (kVA)	Consumo anual (kWh)	Número consumidores	Periodos utilização	Classificação
3.45	1600	5	Ano todo	Habitação Permanente
6.9	3500	5	Ano todo	Habitação Permanente
6.9	1500	5	Dez: 21 a 31 Jan: 1 a 5 Ago: mês todo Set: 1 a 8	Habitação Temporária
10.35	7100	5	Ano todo	Habitação Permanente
10.35	4000	5	Dez: 21 a 31 Jan: 1 a 5 Ago: mês todo Set: 1 a 8	Habitação Temporária
10.35	23000	1	Ano todo	Setor Terciário (Serralharia)
13.8	13000	1	Ano todo	Setor Terciário (Lar)

Com as séries temporais de consumo dos consumidores referidos e com a série temporal de produção da central construiu-se uma ferramenta que efetua a repartição da energia produzida pela central pelos 27 consumidores, baseada em coeficientes proporcionais ao consumo. Na secção seguinte esse processo de repartição é mais detalhadamente explorado. Para fazer variar a potência da central, multiplicaram-se todos os valores da série por uma constante ajustável, o que permitia variar a produção e, com isso, variar a parcela de energia que alimenta cada um dos 27 consumidores considerados. Para cada relação de potência instalada na central/potência contratada total foi analisada a origem da energia consumida pelos consumidores durante um ano e, a partir daí, foram calculadas as percentagens de energia proveniente da central e da rede. O resultado obtido pode ser consultado no gráfico da figura 4.5.

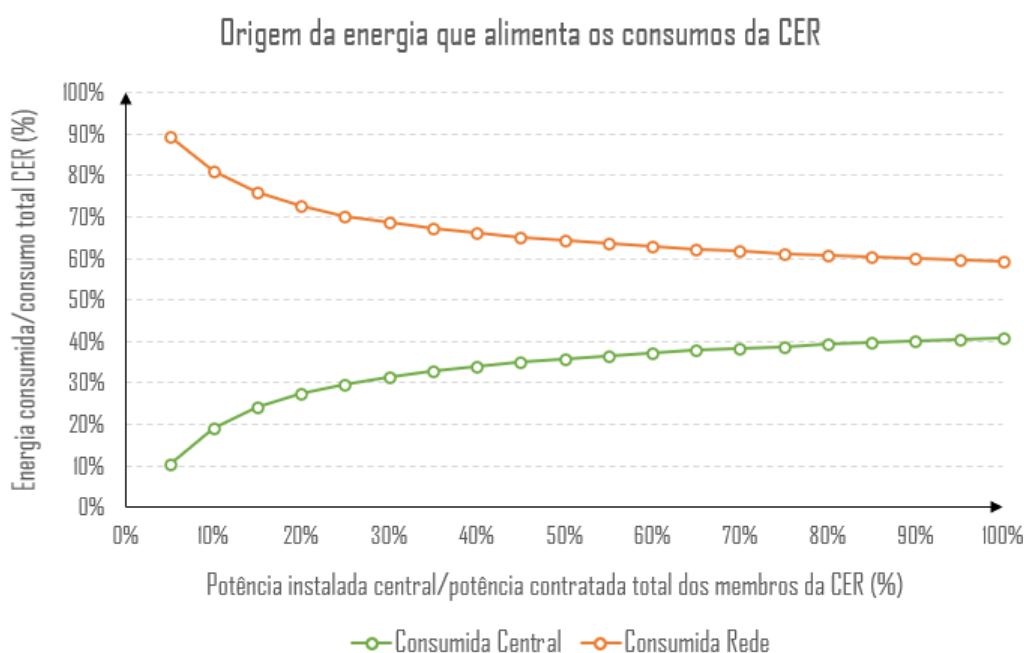


Figura 4.5: Gráfico da origem da energia consumida na CER para valores crescentes de potência instalada na central.

Perante os dados do gráfico, optou-se por escolher uma percentagem de 30% da potência contratada total para a potência da central, o que faz com que, aplicando esse valor ao caso de estudo da comunidade com os 132 membros, se obtenha uma potência instalada de cerca de 300 kWp, dados os 1007.4 kVA de potência contratada total.

4.5 Repartição da energia produzida na central da CER

Com recurso às séries temporais quarto-horárias simuladas para os consumos dos 132 membros e à série temporal de produção gerada para a central, foi generalizada a ferramenta referida no tópico anterior para efetuar a repartição da energia produzida na central pelos membros em cada período de 15 minutos, com base em coeficiente proporcionais aos respetivos consumos. Para tal,

em cada período, a produção que é atribuída ao consumidor c uma parcela da energia produzida na central, $E_{p \rightarrow c}$, que é calculada através do produto da produção total nesse intervalo quarto-horário pelo quociente entre o consumo do consumidor c e o consumo total de todos os membros:

$$E_{p \rightarrow c} = E_p \cdot \frac{E_c}{\sum_c^{Nc} E_c} \quad (4.1)$$

Importa referir que o processo de repartição utilizado neste tópico é feito de acordo com o mecanismo de repartição mais básico apresentado no algoritmo 1, apresentado no tópico 2.1.5, que foi construído à luz das indicações da legislação atual.

Efetuada a repartição, foi possível calcular o balanço energético ao final de um ano para a comunidade tendo sido obtido um consumo total de 545.4 MWh pelos membros da comunidade, sendo que 63.6% dessa energia consumida foi suprido pela rede (347 MWh) e os restantes 36.4% pela central da comunidade (198.4 MWh). Note-se que a central teve uma produção largamente mais elevada que os 198.4 MWh referidos, correspondente a 458.1 MWh no final do referido ano. No entanto, dado que as horas de produção não coincidem de forma ótima com os períodos de consumo mais elevado e dada a impossibilidade de realizar transferência de energia entre períodos horários (o que permitiria utilizar a energia excedente do período (t) no período ($t + 1$)), o que acontece é que uma parte significativa dessa energia produzida é injetada na rede quando a sua quantidade é superior à quantidade de energia consumida pelos membros da CER no período em questão. Desta forma, dos 458.1 MWh produzidos, 56.7% são injetados na rede e os restantes 43.3% são aproveitados pela comunidade para suprir os consumos dos seus membros. De seguida apresenta-se o resumo dos dados de produção e consumo totais assim como a sua ilustração gráfica na figura 4.6:

- **Energia consumida anual na CER:** 545.4 MWh;
- **Produção anual da central da CER:** 458.1 MWh;
- **Energia consumida na CER com origem na rede:** 347 MWh (63.6% da energia consumida total anual);
- **Energia consumida na CER com origem na central:** 198.4 MWh (36.4% da energia consumida total anual e 43.3% da energia produzida anualmente na central);
- **Energia excedente da CER, injetada na rede:** 259.7 MWh (56.7% da energia produzida anualmente na central).

Apresentam-se abaixo um resumo dos dados de produção e consumo mensais da comunidade (tabela 4.3), assim como um resumo dos dados de produção e consumo em cada um dos períodos de consumo ao longo do ano analisado (tabela 4.4), estando as respetivas ilustrações gráficas nas figuras 4.7 e 4.8.

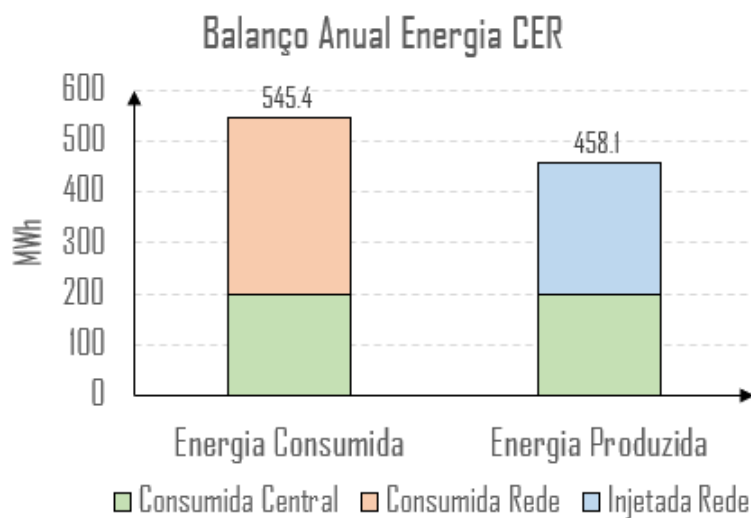


Figura 4.6: Balanço anual da energia produzida e consumida na comunidade após a repartição.

Tabela 4.3: Dados de produção, consumo e injeção mensais da CER.

Mês	Produção Central (MWh)	Consumo Total (MWh)	Consumo Rede (MWh)	Consumo Central (MWh)	Injetada Rede (MWh)
Janeiro	19.1	56.1	40.8	15.3	3.8
Fevereiro	25.5	39.3	26.2	13.1	12.4
Março	37.8	40.1	24.7	15.4	22.4
Abril	45.4	36.1	20.6	15.5	30.0
Mai	48.8	36.2	19.6	16.6	32.2
Junho	52.0	34.0	17.8	16.2	35.9
Julho	58.7	42.5	22.6	19.8	38.8
Agosto	56.0	56.0	31.7	24.3	31.7
Setembro	50.2	51.9	29.8	22.1	28.1
Outubro	28.9	43.8	29.0	14.9	14.1
Novembro	20.6	45.3	32.3	13.0	7.6
Dezembro	15.0	61.9	49.5	12.3	2.7

Tabela 4.4: Dados anuais de produção, consumo e injeção da CER em cada período de consumo.

Período Consumo	Produção Central (MWh)	Consumo Total (MWh)	Consumo Rede (MWh)	Consumo Central (MWh)	Injetada Rede (MWh)
Ponta	111.5	113.7	75.6	37.8	73.7
Cheia	338.9	254.5	99.5	154.8	184.1
Vazio	7.6	128.1	123.2	5.7	2.0
Super Vazio	0.1	49.1	48.7	0.1	0
Total	458.1	545.4	347.0	198.4	259.7

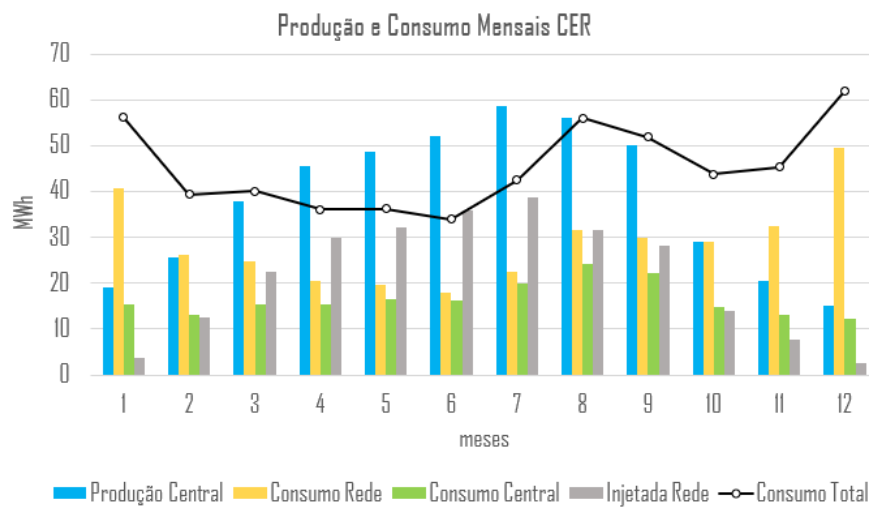


Figura 4.7: Ilustração da produção e consumo mensais da CER durante um ano.

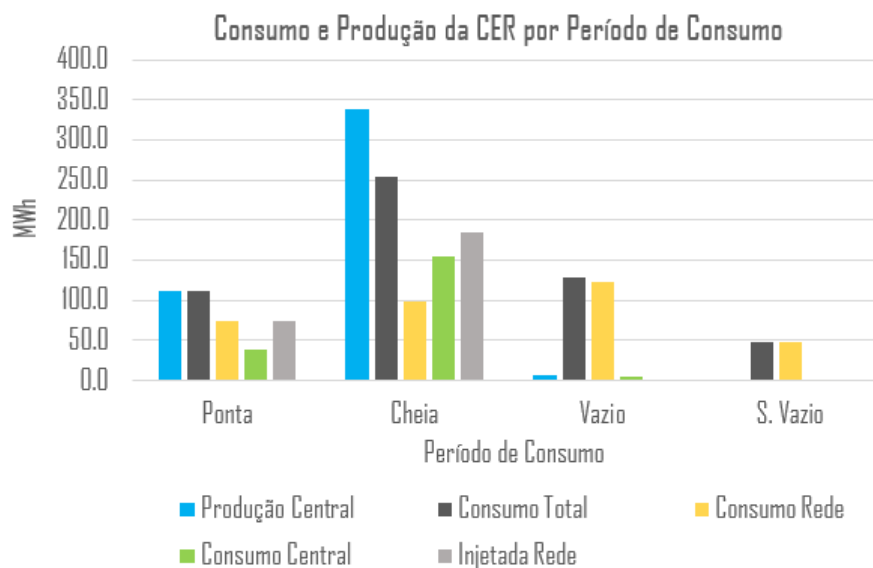


Figura 4.8: Ilustração da produção e consumo da CER nos períodos de consumo durante um ano.

4.6 Aplicação do modelo de mercado

Tendo a repartição da energia produzida pela central pelos membros da comunidade em cada um dos períodos quarto-horários, assim como a origem da energia por eles consumida em cada momento, foi possível aplicar o mecanismo de mercado explorado no tópico 3.3. Como foi definido no final do referido tópico, aplicar-se-á o mecanismo utilizando o método determinístico, dada a sua simplicidade e as pequenas diferenças dos resultados da sua aplicação face aos resultados obtidos com a utilização do método probabilístico.

Assim, com as séries de consumo e produção geradas e feita a repartição a partir delas, estudar-se-ão de seguida os custos anuais totais da comunidade, considerando diferentes relações entre

esta e os seus membros . Considerar-se-ão também dois tarifários diferentes para comparação dos benefícios de pertencer a esta comunidade por parte de consumidores que tenham tarifa simples ou tarifa bi-horária. Para todos estes casos, aplicar-se-ão os procedimentos descritos abaixo em cada período de 15 minutos para ser possível calcular no final os valores anuais.

Considere-se o custo de 0.1803 €/kWh para a tarifa simples e os custos de 0.1123 €/kWh e 0.2224 €/kWh para os períodos horários de vazio e fora de vazio, respetivamente, do tarifário bi-horário. Todos os preços que se seguem e os anteriormente mencionados, já incluem a TAR e o IVA.

• **Tarifário simples:**

- **Consumidor não pertencente à CER** - A energia é toda comprada à rede, E_{rede} (kWh) a 0.1803 €/kWh. O custo em cada instante, $C(t)$ (€) é dado por:

$$C(t) = E_{rede}(t) \cdot 0.1803 \quad (4.2)$$

- **Consumidor membro da CER** - A energia consumida que tem origem na central da CER, $E_{central}$ (kWh) é paga ao preço variável gerado pelo mecanismo de mercado, P_{CER} (base 0.1700 €/kWh e mínimo 0.1400 €/kWh), e a que é comprada à rede, E_{rede} , a 0.1803 €/kWh. O custo em cada instante, $C(t)$ é dado por:

$$C(t) = E_{central}(t) \cdot P_{CER} + E_{rede}(t) \cdot 0.1803 \quad (4.3)$$

- **Consumidor membro e participante do investimento na central da CER** - A energia consumida que tem origem na central da CER, $E_{central}$, é paga com créditos de energia (preço equivalente de 0.1170 €/kWh) e a que é comprada à rede, E_{rede} , a 0.1803 €/kWh. Considera-se que o investimento inicial foi suficiente para comprar energia à CER com créditos durante o todo o ano. O custo em cada instante, $C(t)$ é dado por:

$$C(t) = E_{central}(t) \cdot 0.117 + E_{rede}(t) \cdot 0.1803 \quad (4.4)$$

• **Tarifário bi-horário:**

- **Consumidor não pertencente à CER** - A energia é toda comprada à rede, E_{rede} a 0.1123 €/kWh em períodos de vazio e a 0.2224 €/kWh em períodos de fora de vazio. O custo em cada instante, $C(t)$ é dado por:

$$C(t) = E_{rede}(t) \cdot 0.1123, \text{ se período de vazio} \quad (4.5)$$

$$C(t) = E_{rede}(t) \cdot 0.2224, \text{ se período fora de vazio} \quad (4.6)$$

- **Consumidor membro da CER** - A energia consumida que tem origem na central da CER $E_{central}$ é paga ao preço variável gerado pelo mecanismo de mercado, P_{CER} (base 0.1700 €/kWh e mínimo 0.1400 €/kWh), e a que é comprada à rede, E_{rede} , ao preço do respetivo período horário. O custo em cada instante, $C(t)$ é dado por:

$$C(t) = E_{central}(t) \cdot P_{CER} + E_{rede}(t) \cdot 0.1123, \text{ se período de vazio} \quad (4.7)$$

$$C(t) = E_{central}(t) \cdot P_{CER} + E_{rede}(t) \cdot 0.2224, \text{ se período fora de vazio} \quad (4.8)$$

- **Consumidor membro e participante do investimento na central da CER** - A energia consumida que tem origem na central da CER, $E_{central}$, é paga com créditos de energia (preço equivalente de 0.1170 €/kWh) e a que é comprada à rede, E_{rede} , ao preço do respetivo período horário. Considera-se que o investimento inicial foi suficiente para comprar energia à CER com créditos durante o todo o ano. O custo em cada instante, $C(t)$ é dado por:

$$C(t) = E_{central}(t) \cdot 0.1170 + E_{rede}(t) \cdot 0.1123, \text{ se período de vazio} \quad (4.9)$$

$$C(t) = E_{central}(t) \cdot 0.1170 + E_{rede}(t) \cdot 0.2224, \text{ se período de vazio} \quad (4.10)$$

Utilizando o mecanismo de mercado, gerou-se o preço de venda aos membros em cada período quarto-horário, com base nas séries de consumo de todos os consumidores da CER e na série de produção da central, tendo sido obtido em 31.6% dos períodos um preço inferior ao preço base de 0.17 €/kWh, períodos esses em que o valor de produção foi superior ao valor de consumo da comunidade.

Com estes dados, calcularam-se os seguintes custos totais anuais para os membros da comunidade, considerando a possibilidade de este ter uma tarifa simples ou bi-horária e ainda considerando os três níveis diferentes de relação com a CER:

- Consumidores não associados à CER: cálculo dos custos totais para o cenário em que nenhum consumidor pertence à CER;
- Consumidores membros da CER: cálculo dos custos totais para o cenário em que todos os consumidores pertencem à CER sem considerar o uso de CrE;
- Consumidores membros da CER e detentores de CrE:
 - Um terço dos consumidores detentores de CrE: cálculo dos custos totais para o cenário realista em que um terço dos consumidores pertencem à CER e são detentores de CrE suficientes para um ano e os restantes dois terços não detém CrE;

- Todos os consumidores detentores de CrE: cálculo dos custos totais para o cenário ideal em que todos os consumidores pertencem à CER e são detentores de CrE suficientes para um ano.

Tabela 4.5: Custos anuais totais e médios da CER para diferentes tarifas e para diferentes níveis de relação com a CER.

Cenários	Tarifário Simples		Tarifário Bi-Horário	
	Fatura Total Anual da CER	Fatura Anual por Consumidor	Fatura Total Anual da CER	Fatura Anual por Consumidor
Não Associados	120,244.32 €	910.94 €	124,693.21 €	944.65 €
Membros CER	115,637.60 €	876.04 €	112,802.83 €	854.57 €
¹ / ₃ CrE	112,985.69 €	855.95 €	110,150.92 €	834.48 €
Todos CrE	107,681.87 €	815.77 €	104,847.10 €	794.30 €

A análise da tabela 4.5 permite observar em primeiro lugar que, fazendo parte da comunidade, há todo o interesse em o consumidor alterar o seu tarifário para bi-horário se ainda não o fez, dado que os membros normais ou membros detentores de CrE obtêm sempre um custo anual inferior com a tarifa referida. Assim, um consumidor que tenha tarifário simples mas que, ao entrar numa CER com um mecanismo de mercado local semelhante a este, mude para bi-horário, pode alcançar uma poupança anual de 6.2% na sua fatura.

Comparando entre consumidores com o mesmo tarifário mas com diferentes relações com a CER, observa-se que a poupança de um membro da CER pode atingir os 3.8% e os 9.5% na fatura anual, para o caso de o consumidor ter um tarifário simples e bi-horário, respetivamente, em relação aos seus custos no caso de não pertencer à CER.

No caso de uma comunidade em que um terço dos consumidores participou no *crowdfunding* e detém créditos suficientes para comprar energia à CER com CrE durante um ano, os custos anuais totais da CER obtidos serão reduzidos em cerca de 2.4%, para ambos os tarifários, face ao mesmo conjunto de consumidores no caso de o sistema de créditos não ser utilizado na CER. Se a comparação for com o caso em que os consumidores não estão associados à CER, as poupanças totais anuais na fatura serão da ordem dos 6.0% e em 11.7% (tarifário simples e bi-horário, respetivamente).

Por fim, considerando o caso ideal de todos os membros da comunidade terem ao seu dispor um saldo de créditos suficiente para um ano de energia da comunidade, as poupanças observadas nos custos totais anuais da comunidade seriam de perto de 4.8%, para ambos os tarifários, face ao caso em que apenas um terço dos consumidores possui CrE. Esses valores de poupança anual sobem para perto dos 7% no caso de a comparação ser com uma comunidade em que o sistema de créditos não é utilizado e sobe ainda para os 10.4% e para os 15.9% (tarifário simples e bi-horário, respetivamente) se a comparação for com membros não pertencentes à CER.

4.7 Análise económica da implementação da CER

Nesta secção será feita a análise económica da implementação da CER, tendo em conta os seus 132 consumidores e a central de 300 kWp já dimensionada. Serão consideradas duas fontes para o investimento: *crowdfunding* por parte dos membros interessados em adquirir CrE e investimento por parte de uma empresa investidora. Apresenta-se abaixo uma lista com alguns valores anuais relacionados com a energia da CER e com os custos respetivos:

- Energia produzida: 458116 kWh;
- Energia repartida: 198402 kWh;
- Energia vendida à rede: 259713 kWh.
- Receita da venda de energia à rede: 12 985.65 €;
- Receita da energia repartida na CER (não considerando CrE): 22,915.49 €;
- Custo da TAR de autoconsumo:
 - Isenção dos Custos Económicos de Interesse Geral (CIEG) (anos 1 a 7): 7,292.72 € (8.3% da fatura dos consumidores);
 - Sem isenção dos CIEG (anos 7 a 20): 18,933.87 € (21.6% da fatura dos consumidores);

Antes da análise do investimento na perspetiva da entidade investidora ser uma empresa externa à CER, apresenta-se uma outra lista com parâmetros importantes a ter em conta nas análises que se seguem:

- Tempo de vida da central: 20 anos;
- Tempo de vida dos inversores: 10 anos;
- Degradação da produção da central: 0.60%/ano;
- Custo dos inversores após 10 anos: 10% do custo da central;
- Custo anual de operação e manutenção da central: 4500 € (15 € anuais por cada kWp instalado na central);
- Preço da energia vendida aos membros da CER: 0.17 €/kWh;
- Preço de venda de energia à rede (sem TAR): 0.05 €/kWh;
- Perdas comerciais: 5% do custo de venda de energia aos consumidores da CER (falta de pagamento por parte dos membros, e outros imprevistos);
- IVA da eletricidade: 23%

- Inflação:
 - Preço da eletricidade para o consumidor: 0.5%/ano;
 - Preço da TAR para o consumidor: 0.5%/ano;
 - Preço de venda da eletricidade ao MIBEL para o consumidor: 0.3%;
 - Preço da operação e manutenção: 1%/ano.

4.7.1 Investimento por empresa investidora

Neste tópico analisa-se o investimento considerando que este será feito por parte de uma empresa externa à CER, que compra os ativos de produção e que venderá a energia produzida aos membros da comunidade ao preço acima estabelecido, correspondente ao preço médio obtido pelo mecanismo de mercado anteriormente apresentado. Antes de apresentar o cash-flow do projeto importa tecer algumas considerações e suposições tomadas:

- Apesar do valor típico de 770 € por cada kWp instalado na central fotovoltaica, considera-se que, por ser uma empresa investidora, tem acesso ao valor de 660 €/kWp instalado.
- A entrada dos membros da comunidade é progressiva, sendo que ao longo dos anos o número de consumidores considerado no caso de estudo foi ultrapassado;
- 20% do investimento tem origem em capitais próprios da empresa, sendo o restante obtido por empréstimo de 20 anos com taxa de juros de 2.5%;
- Imposto do investidor de 20%.

A tabela 4.6 retrata o cash-flow do projeto, sendo apresentadas na última coluna da tabela uma análise da perspetiva da poupança alcançada pelos consumidores pertencentes à CER, de cerca de 215 000 €, correspondente a cerca de, em média, 6.6% da fatura anual de cada consumidor (considerando que o seu tarifário era simples e passou a bi-horário ao entrar para a CER dadas as vantagens económicas já descritas). Por parte da empresa investidora, o benefício do projeto é baixo tendo em conta que o investimento de capitais próprios é de cerca de 60 000 € e que em 20 anos o retorno é de cerca de 68 000 € para a evolução do número de consumidores considerada. Estes valores de retorno são muito variáveis com a variação do número de consumidores angariados em cada ano, o que faz com que haja um interesse grande por parte da empresa investidora em conseguir angariar o máximo de membros para a comunidade na medida em que isso aumenta o rendimento obtido no final do projeto.

Associado a cada uma das colunas da tabela 4.6 há um cálculo para cada ano do projeto, sendo de seguida explicados:

- **Investimento:** valor investido a partir de capitais próprios em cada ano;
- **Prestação:** valor de prestações do empréstimo (quociente entre o valor do empréstimo e o número de anos);

- **Juros:** valor do empréstimo que ainda falta pagar sujeito à respetiva taxa de juros;
- **Prestação + Juros:** soma dos valores da "Prestação" e "Juros";
- **Operação e Manutenção:** valor do custo anual de operação e manutenção sujeito à respetiva inflação;
- **Receita:** Soma do valor recebido pela repartição da energia da CER (sem TAR) com o valor da energia vendida à rede, sendo subtraído o custo da TAR de autoconsumo;
- **Cash-flow:** Subtração dos valores do "Investimento", "Prestação+Juros" e "Operação e Manutenção" ao valor da "Receita";
- **Cash-flow Acumulado:** Soma do valor anterior do cash-flow acumulado com o cash-flow do ano atual;
- **Poupança CER:** Valor da poupança anual de todos os consumidores por pertencerem à CER, obtido pela subtração do seu custo anual antes de pertencer à CER ao valor do custo anual após pertencer à CER, sujeitos à respetiva inflação.

4.7.2 Investimento por *crowdfunding*

Considerando que o financiamento da central da CER tem origem no investimento de alguns dos seus membros, é necessário atribuir-lhes créditos de energia que lhes permita o acesso a uma percentagem da energia produzida na central durante o seu tempo de vida, proporcional ao investimento inicial respetivo. Assim, considerem-se os seguintes preços da energia da CER estabelecidos para os membros da comunidade:

- Membros com CrE: 0.117 €/kWh (1 CrE = 1 kWh);
- Membros sem CrE: 0.17 €/kWh (preço base do mecanismo de mercado).

Primeiramente, calcula-se o investimento total inicial necessário para a central, tendo em conta um valor típico de 770 € por cada kWp instalado, o que prefaz o valor de 231 000 €. Dado que com os CrE, cada membro investidor tem acesso a energia por 0.117 €/kWh, o investimento inicial da central corresponde à distribuição de CrE equivalentes a 1 972.310 MWh ao longo do tempo de vida da central. Tendo em conta o fator de degradação da central, estima-se que, com base na série de produção do primeiro ano, ao final dos 20 anos sejam produzidos 8 658.390 MWh, dos quais 4 908.580 MWh serão vendidos à rede, prefazendo uma receita associada de 245 429.01 € no final desse período. Subtraindo a energia repartida em troca de CrE e a energia vendida à rede à energia produzida pela central, obtém-se o valor de energia repartida pelos membros da CER que não possuem CrE, igual a 1 777.500 MWh e que corresponde a 287 066.22 € ao fim dos 20 anos (considerando 5% de perdas comerciais).

Tabela 4.6: Análise económica da implementação da CER do caso de estudo baseada num modelo de financiamento por uma empresa externa.

Ano	Nºde Cons.	Investimento	Prestação	Juros	Prestação + Juros	Operação e Manutenção	Receita	Cash-flow	Empresa	Comunidade
									Cash-flow Acumulado	Poupança CER
0	50	39,600.00 €	7,920.00 €	3,762.00 €	11,682.00 €	4,500.00 €	16,885.41 €	-38,896.59 €	-38,896.59 €	2,962.54 €
1	75	0.00 €	7,920.00 €	3,564.00 €	11,484.00 €	4,545.00 €	19,137.14 €	3,108.14 €	-35,788.45 €	4,466.03 €
2	100	0.00 €	7,920.00 €	3,366.00 €	11,286.00 €	4,590.45 €	21,379.84 €	5,503.39 €	-30,285.06 €	5,984.48 €
3	110	0.00 €	7,920.00 €	3,168.00 €	11,088.00 €	4,636.35 €	22,277.75 €	6,553.40 €	-23,731.67 €	6,615.84 €
4	120	0.00 €	7,920.00 €	2,970.00 €	10,890.00 €	4,682.72 €	23,172.00 €	7,599.28 €	-16,132.39 €	7,253.36 €
5	130	0.00 €	7,920.00 €	2,772.00 €	10,692.00 €	4,729.55 €	24,062.56 €	8,641.02 €	-7,491.37 €	7,897.10 €
6	140	0.00 €	7,920.00 €	2,574.00 €	10,494.00 €	4,776.84 €	24,949.43 €	9,678.59 €	2,187.22 €	8,547.09 €
7	150	0.00 €	7,920.00 €	2,376.00 €	10,296.00 €	4,824.61 €	16,140.56 €	1,019.95 €	3,207.17 €	9,203.39 €
8	160	0.00 €	7,920.00 €	2,178.00 €	10,098.00 €	4,872.86 €	16,971.51 €	2,000.66 €	5,207.82 €	9,866.03 €
9	170	0.00 €	7,920.00 €	1,980.00 €	9,900.00 €	4,921.58 €	17,798.48 €	2,976.89 €	8,184.72 €	10,535.07 €
10	180	19,800.00 €	7,920.00 €	1,782.00 €	9,702.00 €	4,970.80 €	18,621.43 €	-15,851.37 €	-7,666.65 €	11,210.56 €
11	190	0.00 €	7,920.00 €	1,584.00 €	9,504.00 €	5,020.51 €	19,440.36 €	4,915.85 €	-2,750.80 €	11,892.53 €
12	200	0.00 €	7,920.00 €	1,386.00 €	9,306.00 €	5,070.71 €	20,255.23 €	5,878.52 €	3,127.72 €	12,581.05 €
13	210	0.00 €	7,920.00 €	1,188.00 €	9,108.00 €	5,121.42 €	21,066.04 €	6,836.62 €	9,964.34 €	13,276.15 €
14	220	0.00 €	7,920.00 €	990.00 €	8,910.00 €	5,172.63 €	21,872.77 €	7,790.13 €	17,754.48 €	13,977.89 €
15	230	0.00 €	7,920.00 €	792.00 €	8,712.00 €	5,224.36 €	22,675.39 €	8,739.03 €	26,493.51 €	14,686.31 €
16	240	0.00 €	7,920.00 €	594.00 €	8,514.00 €	5,276.60 €	23,473.89 €	9,683.29 €	36,176.79 €	15,401.47 €
17	250	0.00 €	7,920.00 €	396.00 €	8,316.00 €	5,329.37 €	24,268.25 €	10,622.88 €	46,799.68 €	16,123.42 €
18	250	0.00 €	7,920.00 €	198.00 €	8,118.00 €	5,382.66 €	24,195.77 €	10,695.11 €	57,494.78 €	16,204.03 €
19	250	0.00 €	7,920.00 €	0.00 €	7,920.00 €	5,436.49 €	24,122.90 €	10,766.41 €	68,261.20 €	16,285.05 €
TOTAL		59,400.00 €	158,400.00 €	37,620.00 €	196,020.00 €	99,085.52 €	422,766.71 €	68,261.20 €		214,969.39 €

Em relação às despesas, ao longo dos 20 anos acumulou-se o valor de 118 885.52 € para os custos de operação e manutenção, já considerando os custos dos inversores ao ano 10 e os restantes custos de operação e manutenção afetados pela respetiva inflação. Também a TAR do autoconsumo da energia repartida na CER contribui com uma despesa de 345 438.30 € correspondente à transação de 3 749.81 MWh de energia da CER para os seus membros. Desta forma, o balanço final após o tempo de vida da central faz com que a comunidade fique com um balanço positivo de 68 000 €.

Apresenta-se, na tabela 4.7 um resumo dos dados referidos acima:

Tabela 4.7: Análise económica da implementação da CER baseada num modelo de financiamento por *crowdfunding*.

	20 anos	
	MWh	€
Produção da central em CrE	1 972.31	—
Produção da central total	8 658.39	—
Produção da central vendida à rede	4 908.58	245,429.01 €
Produção da central repartida por membros não investidores	1 777.50	287,066.22 €
Produção repartida por membros (TAR autoconsumo)	3 749.81	- 345,438.30 €
Custos de operação e manutenção	—	- 118,885.52 €
Balanço total para a EGAC	—	68,171.41 €

4.8 Utilização do mecanismo de UA virtual

De forma a analisar a utilização de um mecanismo de UA virtual na origem da energia consumida numa CER, para verificar o seu impacto no aproveitamento da energia produzida na central e na diminuição da energia entregue à rede, volta-se novamente ao grupo de 27 consumidores que foi descrito na tabela 4.2.

A implementação da UA virtual é feita de acordo com o que é explicado no algoritmo 2, em que após a repartição da energia produzida a central, toda a energia excedente (que foi atribuída a um consumidor, supriu o seu consumo e ainda sobrou) será injetada na UA virtual, sendo de seguida feita nova distribuição da energia aí armazenada pelos consumidores que ainda tenham consumo por suprir. Desta forma, a cada iteração, atualiza-se o valor da energia armazenada na UA virtual, U_{Av} , da seguinte forma:

$$U_{Av}(t) = U_{Av}(t-1) - E_{U_{Av} \rightarrow c}(t-1) + inJ_{UPAC}(t) \quad (4.11)$$

em que, para obter o valor de energia armazenada na UA virtual no período atual $U_{Av}(t)$ é necessário subtrair a energia dessa UA repartida no instante anterior pelos consumidores que ainda

tenham consumos por suprir, $E_{UA_v \rightarrow c}(t-1)$, à energia da UA virtual no período anterior, $UA_v(t)$, sendo somada a energia excedente após a repartição da energia da central no período atual.

Novamente, numa análise semelhante à descrita no tópico 4.4, utilizaram-se as séries temporais simuladas para os consumos dos 27 membros escolhidos e à série temporal de produção gerada para a central para fazer a repartição quarto-horária, tendo sido novamente aplicado um a constante a cada entrada da série de produção para ajustar a potência da central. Para cada valor de potência instalada em relação à potência contratada total dos 27 membros de 213.9 kVA, foi de novo analisada a origem da energia consumida, tendo agora a opção de a origem ser na UA virtual. O resultado obtido pode ser consultado no gráfico da figura 4.9.

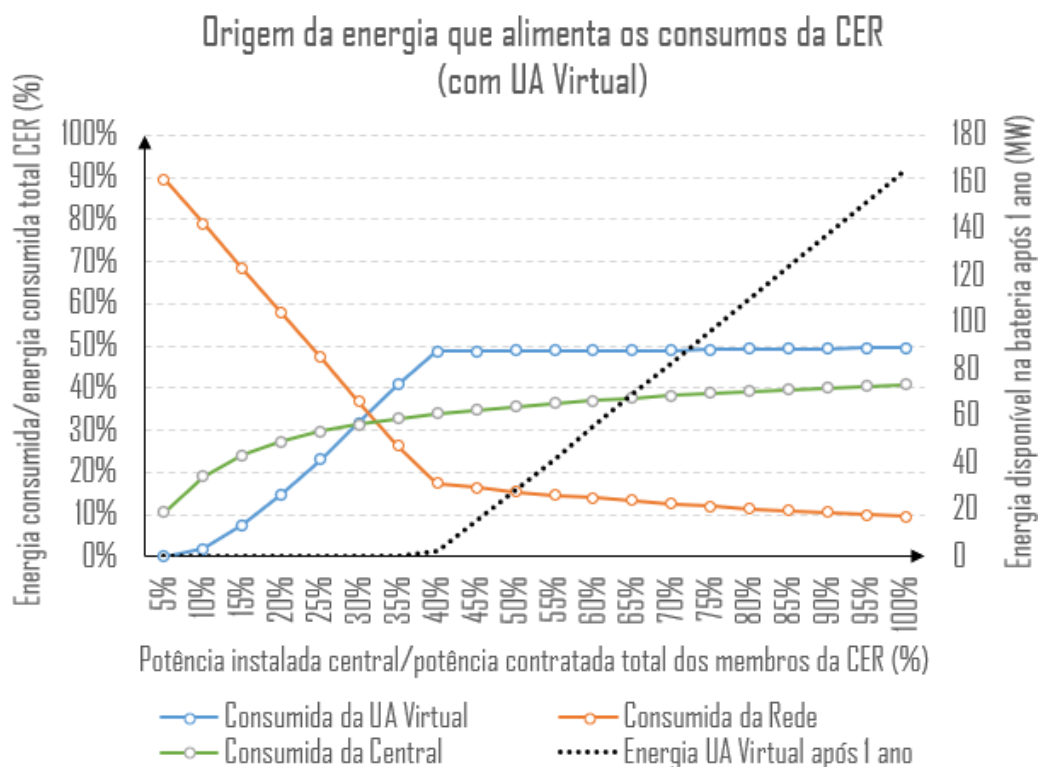


Figura 4.9: Origem da potência consumida na CER para valores crescentes de potência instalada na central da comunidade.

Inicialmente notou-se o impacto da utilização do mecanismo de UA virtual devido à tendência crescente da curva azul que origina uma queda acentuada na utilização de energia com origem na rede. No entanto, perto dos 40% de potência instalada (em relação à potência contratada total), a energia proveniente da UA virtual deixou de aumentar.

Adicionou-se, então, a curva a preto que representa a quantidade de energia que está disponível na UA virtual ao fim de um ano de operação da comunidade, o que evidenciou que até ao ponto dos 40% nenhuma energia sobrava anualmente, sendo toda ela aproveitada para suprir os consumos da CER. A partir desse ponto começa a sobrar energia armazenada na UA virtual ao fim de um ano, o que indica que a partir daí, a central produz energia a mais que será armazenada na UA virtual e não

surge oportunidade para voltar a recuperar essa energia. É esse o motivo de a curva da UA virtual parar de aumentar no referido ponto.

Isto indica que, com este mecanismo, o dimensionamento do sistema fotovoltaico da central poderá ser dimensionado de para uma porção maior dos consumos da CER, pelo que passa a ser ainda mais incentivada a produção renovável com o incentivo à instalação de potências superiores, uma vez que a potência produzida que não seja consumida e que, de outra forma seria injetada na rede, pode com esta solução ser recuperada para consumir mais tarde.

Pode optar-se por uma central com potência instalada superior ao valor que leva à acumulação de energia na UA virtual no final do ano, uma vez que essa energia, de acordo com os mecanismos sugeridos nesta dissertação, pode a qualquer momento ser transferida para outra CER ou então vendida à rede, ambas as opções mediante um agendamento prévio.

4.9 Algoritmo de repartição estendido

No caso de estudo, o processo de repartição utilizado baseou-se no mecanismo de repartição mais básico apresentado no algoritmo 1, apresentado no tópico 2.1.5, que foi construído à luz das indicações da legislação atual. Foram já apresentadas as suas debilidades e foi já apresentado, no algoritmo 2, uma nova versão que foi criada e evita as situações indesejáveis criadas pelo primeiro.

4.9.1 Adaptação e caracterização do caso de estudo

Para verificar os benefícios da sua aplicação, foi criado um pequeno caso de estudo, com recurso ao grupo de 27 consumidores apresentado na tabela 4.2, onde fosse possível criar uma maior diversidade de situações que podem acontecer numa comunidade de energia e que o caso de estudo original da CER de Calvão não proporcionava. Para isso, de forma fictícia introduziu-se o conceito de *prosumer*, adicionando uma UPAC sem consumos internos associada à instalação de um dos consumidores e também o conceito de rede interna, assumindo que um grupo de consumidores vive num prédio, estando ligados por uma rede interna que os liga também a uma UPAC sem consumos internos do prédio. À tabela de caracterização dos consumidores deste cenário, 4.2, junta-se a tabela de caracterização das respetivas redes internas, 4.8:

Tabela 4.8: Caracterização das redes internas consideradas no novo cenário.

Rede Interna	Número de Consumidores	Potência Contratada dos Consumidores (kVA)	Potência Contratada Total (kVA)	Potência Instalada da UPAC (kWp)
1	5	3.45	17.25	≈ 5
2	1	6.9	6.9	≈ 2

Note-se que se considerou que todos os consumidores têm um tarifário bi-horário e que, à semelhança da decisão tomada no tópico 4.4, optou-se por dimensionar as UPAC das redes internas para cerca de 30% da potência contratada total da rede interna, sendo os valores apresentados na

tabela arredondados ao kWp. O mesmo foi feito para a central da comunidade que, dados os 213.9 kVA de potência contratada total pelos consumidores da CER, foi dimensionada para uma potência instalada de cerca de 65 kWp.

Para gerar as séries das UPAC das redes internas, aplicou-se um fator de escala à série de produção da central, de forma a obter como potência máxima a potência instalada estabelecida e apresentada na tabela 4.8, assumindo que as UPAC estarão localizadas nas proximidades da central e que, por isso, estarão sujeitas a uma irradiação semelhante.

Abaixo apresenta-se o balanço produção-consumo da comunidade deste cenário:

- Consumo anual: 137.4 MWh;
- Produção anual da central: 89.1 MWh;
- Produção anual das UPAC integradas em redes internas: 9.7 MWh.

O processo de repartição ocorreu da mesma forma que no caso de estudo, recorrendo a coeficientes proporcionais ao consumo, não tendo sido definido nenhum consumidor ou grupo de consumidores como prioritário para justificar a utilização dos novos coeficientes híbridos sugeridos anteriormente.

Para o cenário descrito, aplicou-se o novo algoritmo proposto 2, daqui em diante denominado por algoritmo estendido, tendo sido também utilizado o algoritmo 1, daqui em diante denominado por algoritmo simples, que é baseado na legislação atual, para ser possível tirar conclusões a partir da comparação dos resultados obtidos em cada um dos casos. Todos os custos apresentados são apenas referentes à tarifa de energia dos consumidores, tendo sido ignorada a componente fixa.

4.9.2 Algoritmo de repartição simples

Antes de apresentar os resultados obtidos importa mencionar que se assumiu que se considerou que as UPAC integradas em redes internas pertencem à CER e, por isso, segundo o processo do algoritmo simples, a sua produção será agregada com a da central para efetuar a repartição antes de alimentar as instalações onde se encontram instaladas as UPAC.

Tendo isso em conta, aplicou-se o algoritmo que, lembrando, compreende as seguintes etapas:

1. Cálculo da energia a repartir por cada consumidor da CER com base nos respetivos consumos;
2. Cálculo da energia consumida líquida de cada consumidor a ser suprida pela rede e dos excedentes de cada consumidor a injetar na rede.

O balanço energético obtido da sua aplicação são abaixo apresentados:

- **Consumo total anual:** 137. MWh;
- **Produção total anual (central + UPAC):** 98.8 MWh;

- **Consumo anual de energia com origem na rede:** 92.6 MWh (67.4% da energia consumida total anual);
- **Consumo anual de energia com origem na CER:** 44.8 MWh (32.6% da energia consumida total anual);
- **Utilização da energia produzida localmente:**
 - Energia consumida: 44.8 MWh (54.7% da energia anualmente produzida);
 - Energia injetada na rede: 54.1 MWh (45.3% da energia anualmente produzida).

Por fim são apresentados os custos anuais de dois consumidores da CER em diferentes condições, obtidos da aplicação do algoritmo simples, para posterior comparação dos benefícios da aplicação do algoritmo estendido no que toca aos gastos anuais dos membros da CER:

- **Consumidor 1** - Consumidor com potência contratada de 3.45 kVA, consumo anual de 1600 kWh, tarifário bi-horário pertencente a uma rede interna à qual pertencem também outros 4 consumidores semelhantes, com uma UPAC (pertencente à CER) a alimentar todos os consumidores da rede interna;
- **Consumidor 2** - Consumidor com potência contratada de 6.9 kVA, consumo anual de 3500 kWh, tarifário bi-horário, não pertencente nenhuma rede interna e sem UPAC.

Tendo em conta que a energia proveniente da CER foi paga ao preço que o mecanismo de mercado indicou a cada instante (baseado nas séries de produção e consumo dos da central e dos consumidores) e que a energia proveniente da rede foi paga ao custo indicado pelo tarifário respetivo, foram obtidos os seguintes custos anuais:

- Consumidor 1: 284.95 €;
- Consumidor 2: 586.27 €.

4.9.3 Algoritmo de repartição estendido

Neste tópico serão apresentados os resultados da aplicação do novo algoritmo desenvolvido para eliminar situações de consideração indevida da utilização da RESP, para priorizar a divisão da energia dentro de redes internas e para maximizar a utilização da energia produzida localmente antes da sua injeção na rede.

Antes de passar aos dados finais, importa rever os passos de cada iteração do processo que a aplicação desse novo algoritmo envolve:

1. Cálculo da energia das UPAC das redes internas a repartir por cada consumidor da respetiva rede interna com base nos consumos;

2. Cálculo das energias consumida líquida e excedente de cada consumidor das redes internas, após a repartição da energia das redes internas;
3. A energia excedente é vendida à CER para repartição pelos restantes membros;
4. Com os consumos líquidos, é calculada a repartição da energia da CER, com origem na central e nos excedentes das UPAC, para todos os consumidores da comunidade;
5. Cálculo das energias consumida líquida e excedente de cada consumidor da CER após a repartição da energia da CER;
6. A energia excedente é injetada na UA virtual para posterior repartição pelos membros da CER;
7. Com os consumos líquidos, é calculada a repartição da energia da UA virtual para todos os consumidores da comunidade;
8. Cálculo das energias consumida líquida e excedente de cada consumidor da CER após a repartição da energia da UA virtual;
9. A energia excedente é novamente injetada na UA virtual para posterior repartição pelos membros da CER.

Os resultados obtidos são significativamente melhores que os que foram obtidos com a aplicação do algoritmo simples:

- **Consumo total anual:** 137.4 MWh;
- **Produção total anual (central + excedente UPAC):** 95.0 MWh;
- **Consumo anual de energia com origem na rede:** 35.9 MWh (26.2% da energia consumida total anual);
- **Consumo anual de energia com origem na CER:**
 - **Consumo anual de energia dentro de redes internas:** 3.8 MWh (2.8% da energia consumida total anual);
 - **Consumo anual de energia com origem na central e excedentes das UPAC:** 41.0 MWh (29.8% da energia consumida total anual);
 - **Consumo anual de energia com origem na UA virtual:** 56.7 MWh (41.3% da energia consumida total anual);
- **Balanço da UA virtual:**
 - **Energia injetada na UA virtual:** 60.0 MWh;
 - **Energia recuperada da UA virtual:** 56.7 MWh;

– Balanço de energia armazenada e extraída da UA virtual ao fim de 1 ano: 0 MWh.

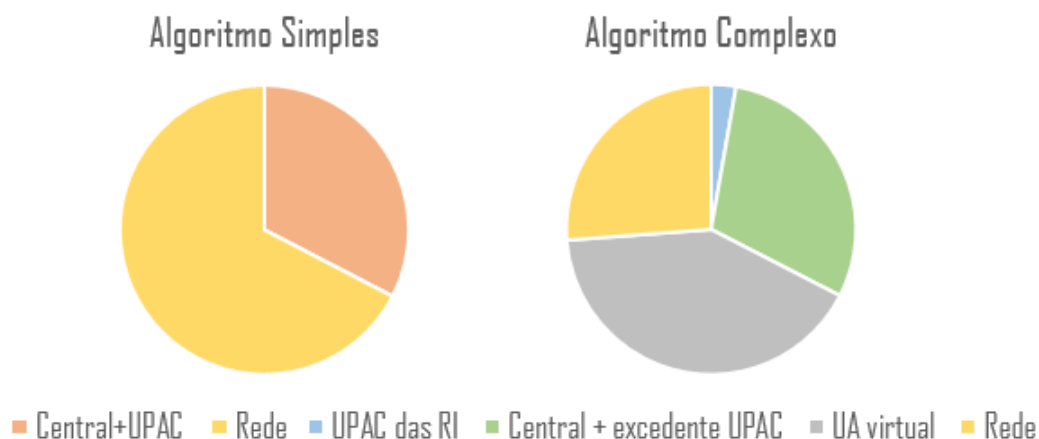


Figura 4.10: Origem da energia consumida na CER com a aplicação dos dois algoritmos de repartição.

Importa mencionar que a produção anual da comunidade apresenta um valor inferior à situação do algoritmo simples porque, neste caso, apenas conta a energia excedente das UPAC integradas em rede interna e não a sua totalidade, dado que com o algoritmo estendido a energia produzida nessas UPAC é prioritariamente atribuída aos consumos da sua rede interna.

Uma nota também para o balanço anual da UA virtual que, apesar de ter valores de energia injetada e recuperada diferentes, apresenta um balanço equilibrado ao final do ano. Isto acontece devido à atualização do valor de energia armazenada dentro da UA virtual em cada iteração de acordo com o preço de mercado da energia. Desta forma, em cada momento existe sempre o mesmo valor em € de energia armazenado na UA virtual, permitindo a recuperação de diferentes valores em kWh em diferentes instantes dependendo do preço de mercado desse instante.

Como apresentado nas listas acima e nos gráficos da figura 4.10, a aplicação do algoritmo estendido diminuiu significativamente a parcela de consumo com origem na rede o que se deve à utilização do mecanismo de UA virtual, como se pode ver pela respetiva parcela do gráfico.

Verificou-se que a utilização do algoritmo simples resultava numa energia injetada anual na rede de 54.1 MWh, o que corresponde a mais de metade de toda a produção local anual (54.7%), mas a aplicação do algoritmo estendido veio solucionar completamente este problema. Dado que as produções e consumos iniciais são os mesmos, as percentagens de utilização da energia produzida localmente são semelhantes no caso do algoritmo estendido. No entanto, a utilização de um mecanismo de UA virtual faz com que toda a energia que seria injetada na rede passe a ser injetada na UA virtual. Posteriormente a energia armazenada pode ser recuperada ou vendida à rede, mas como neste caso ao fim de um ano obteve-se que a UA virtual estava vazia, conclui-se que todos os 54.7% de produção foram recuperados posteriormente para dividir pelos consumidores em períodos de produção insuficiente.

Relativamente aos custos anuais dos dois consumidores descritos no subtópico anterior, na tabela 4.9 apresentam-se os valores obtidos a partir da aplicação do algoritmo estendido por comparação com os que foram obtidos com o algoritmo simples.

Tabela 4.9: Comparação dos custos anuais de dois consumidores do caso de estudo com a aplicação dos algoritmos simples e estendido.

	Custo anual	
	Algoritmo Simples	Algoritmo Estendido
Consumidor 1 (3.45 kVA, 1600 kWh/ano, c/ UPAC na rede interna)	284.95 €	225.52 € (-20.9%)
Consumidor 2 (6.9 kVA, 3500 kWh/ano, s/ UPAC, s/ rede interna)	586.27 €	584.20 € (-0.3%)

O consumidor 1 obtém uma redução de custo muito significativa devido ao facto de pertencer a uma rede interna. Dado que foi considerado que os painéis da UPAC da rede interna na qual está inserido o consumidor 1 pertencem à CER, segundo o algoritmo simples a energia produzida aí seria agregada antes de dividir por todos os membros da CER, sem priorizar os consumidores pertencentes à sua rede interna. Quando isso passou a acontecer com o algoritmo estendido, houve uma quantidade significativa de energia que passou a ser consumida internamente, sem utilização da RESP, o que fez com que os consumidores dentro das redes internas não paguem TAR sobre a energia recebida da respetiva UPAC.

Também o facto de se deixar de injetar energia na rede, armazenando-a numa UA virtual com a possibilidade de ser recuperada, faz com que em muitos momentos seja possível obter energia ao custo estabelecido pelo modelo de mercado da comunidade em vez de a comprar à rede ao preço do tarifário. Esta alteração causa uma alteração quase insignificante à fatura anual dos consumidores que não pertencem a uma rede interna, como o consumidor 2, onde o benefício da repartição prioritária não se aplica. Isso pode ser explicado pelo facto de uma parte da recuperação da energia da UA virtual ser feita em horários fora de vazio, onde pagar o preço da CER compensa face ao preço da rede, e a restante energia ser recuperada em horário de vazio, nos quais comprar a energia ao preço da CER é desvantajoso. Há duas formas de solucionar o problema: a primeira consiste no ajuste dos preços da energia praticados na comunidade de forma a procurar poupanças superiores; a segunda passa pelo ajuste do algoritmo de repartição, sendo para isso necessário que, em cada momento, se faça uma comparação do preço da energia da rede e da CER e a decisão pelo consumo da energia mais barata.

Por fim, expande-se a análise comparativa dos algoritmos ao nível do custo anual total da CER e do custo médio de um consumidor, tendo o algoritmo estendido apresentado os benefícios de apenas 2.5%, que podem ser consultados na tabela 4.10, dada a dominância de consumidores não pertencentes a redes internas no caso de estudo utilizado.

Tabela 4.10: Comparação dos custos anuais totais e médios do caso de estudo com a aplicação dos algoritmos simples e estendido.

	Algoritmo Simples	Algoritmo Estendido
Custo Total Anual da CER	23 337.00 €	22 757.48 €
Custo Anual Médio de um Consumidor da CER	864.33 €	842.87 €

Capítulo 5

Conclusões

O setor energético vive um período desafiante de transição, numa Europa com o objetivo de atingir um consumo final bruto de energia de 32% da sua energia proveniente de fontes renováveis até 2030, sendo a neutralidade climática a meta para 2050. Nesta transição, será atribuído um papel de protagonista ao consumidor que acumula à capacidade de consumir e produzir, a capacidade de partilhar energia com outros consumidores que lhe é atribuída através da figura das Comunidades de Energia Renovável. Portugal, enquanto estado-membro da União Europeia, tem os seus objetivos individuais e, nesse sentido, adota a figura da CER, estabelecendo o seu regime jurídico através do Decreto-Lei 162/2019 [6], o que contribui para a promoção da produção renovável e atribui aos seus cidadãos um papel mais ativo na transição energética.

Dentro de uma CER, o modelo de negócio adotado gera um conjunto de transferências de energia que terão associadas uma transação de valor respetiva. Torna-se necessário, portanto, estabelecer e implementar métodos de repartição de energia, assim como os mecanismos necessários que permitam efetuar a transação de valor entre membros, EGAC e entre CER, sendo também relevante o estudo sobre possíveis mercados locais de energia que permitam a gestão do excedente nas comunidades.

Desta forma, a presente dissertação estabeleceu como objetivos a implementação dos modelos de repartição da energia dentro de CER com base na legislação atual, a criação de um novo conceito de Créditos de Energia que permitam transação de valor associadas a transferências de energia entre membros, EGAC e entre comunidades, a criação de um modelo de mercado que devolva sinais de preço para gestão do excesso de produção da CER e ainda o estudo de um mecanismo de UA virtual que permita a transferência de energia entre períodos horários na mesma CER, incentivando os consumidores a um maior dimensionamento dos seus sistemas de produção através das poupanças que o mecanismo permite.

Para validar a relevância dos temas levantados e para obter os resultados associados, estudou-se o caso de estudo real de uma potencial CER, com 132 consumidores, onde foi implementado um sistema de repartição simples, baseado na legislação atual, onde se aplicou o mecanismo de mercado local estudado na metodologia e onde se estudou a aplicação de dois diferentes modelos de negócio. Foi ainda feita uma adaptação a esse caso de estudo para um de menor dimensão de

forma estudar o dimensionamento de um sistema de produção para uma comunidade que utilize um mecanismo de UA virtual e para validar os resultados da aplicação de um mecanismo de repartição mais extenso, com conceitos de rede interna e de UA virtual que atualmente não estão legislados.

Abaixo apresentam-se as metodologias desenvolvidas acompanhadas pela respetiva explicação e pelos respetivos resultados e principais conclusões associadas, sendo feito, para cada uma, um comentário sobre a sua possível implementação:

- Face à inexistência na legislação de um processo de repartição detalhado, foram recolhidas as instruções legisladas relativas à repartição da energia em comunidades e, com base nisso, foi criado um **algoritmo de repartição** simples que efetue a divisão da energia pertencente à CER pelos respetivos membros, baseando-se na aglomeração da produção total da CER em cada período quarto-horário e fazendo a repartição com base nos coeficientes dos seus consumidores. Trata-se de um algoritmo que levanta situações indesejáveis como a consideração da utilização RESP em situações em que tal se revela desnecessário. Por esse motivo, foi criado um algoritmo de repartição de complexidade e eficiência superiores, que é mais adiante descrito, cujo objetivo é mitigar esse e outros problemas levando à repartição mais eficiente da energia em comunidades. A realização do mecanismo de repartição mais simples só depende da sua implementação, uma vez que está de acordo com todas as indicações legisladas.
- Foi criado o **conceito de créditos de energia**, útil para a transação de valor em comunidades que serve para compensar os membros da comunidade pela partilha de energia com a comunidade ou pela participação no investimento para a aquisição de ativos de produção para a comunidade. Trata-se de um mecanismo que facilita e agiliza transferências de valor entre membros, EGAC e mesmo entre comunidades que adotem o mesmo mecanismo de gestão baseado em CrE. Os membros que partilhem os seus excedentes com a comunidade ou que pretendam participar no investimento inicial para o sistema de produção da comunidade serão recompensados com uma atribuição de CrE que lhes permite a compra de energia da comunidade a preços mais acessíveis (0.117 €/kWh), durante o seu tempo de vida. Da aplicação deste conceito ao caso de estudo, concluiu-se que uma comunidade em que um terço dos seus consumidores sejam detentores de créditos de energia suficientes a compra de energia da comunidade durante um ano, sendo os restantes consumidores membros sem CrE e com acesso aos preços devolvidos pelo mecanismo de mercado local, obteve um custo anual total 2.4% inferior face a uma comunidade que não utilize o conceito de créditos de energia, independentemente do tarifário dos seus consumidores. Já no caso ideal de todos os membros da CER terem acesso à quantidade de créditos suficientes para um ano de compra de energia da CER a 0.117 €/kWh, as poupanças anuais nos custos totais da comunidade ascendem aos 6% e aos 11.7% (para consumidores com tarifários simples e bi-horário, respetivamente) em relação ao mesmo cenário padrão em que a CER não use o sistema de

CrE. Também este conceito se trata de um mecanismo pronto a ser implementado, dependendo de uma plataforma semelhante à sugerida nesta dissertação, que seja capaz de efetuar e gerir as transações de valor da comunidade e entre comunidades, associadas às respectivas transferências de energia.

- Dada a necessidade de estabelecimento do valor associado a cada transferência de energia efetuada na comunidade, foi desenvolvido um novo **mecanismo de mercado local** que, com base no balanço entre as previsões de produção e de consumo da CER, devolve um sinal de preço que é partilhado com os consumidores e os incentiva a consumir em determinados momentos do dia de acordo com o excesso de produção da comunidade. Trata-se de um modelo fácil de implementar localmente e que funciona mesmo em situações com poucos agentes, dado que o seu funcionamento não depende de interação entre agentes mas sim do balanço entre previsão e consumo da comunidade. Para cada período quarto-horário, o mecanismo parte de um preço de base para a energia da CER (0.17 €/kWh) e, de acordo com a quantidade de excedente prevista, emite sinal de preço para os consumidores que os incentivará a consumir em momentos de maior excedente. O preço será tanto menor quanto maior for a energia produzida em excesso, podendo atingir um mínimo estabelecido em 0.14 €/kWh. Além de uma abordagem que toma a previsão como certa, foi também desenvolvida uma abordagem probabilística que considera a incerteza das previsões na definição do sinal de preço. A aplicação deste mecanismo de mercado local ao caso de estudo permitiu que, no intervalo de um ano, 31.6% dos períodos tenham excesso, resultando num preço inferior aos 0.17 €/kWh de base. Um consumidor com tarifário simples que não pertence a uma CER, mas que ao entrar muda para tarifário para bi-horário, sendo que a CER utiliza este mecanismo de mercado local, vê a sua fatura anual reduzir cerca de 6%. Trata-se de um modelo que para poder ser implementado necessita de indicação legislativa que permita que a EGAC seja capaz de vender de energia elétrica em comunidades de energia aos seus membros.
- Tendo em conta as elevadas percentagens de energia injetada na rede em cada período quarto-horário por uma comunidade, desenvolveu-se um **mecanismo de UA virtual** capaz de aumentar significativamente o aproveitamento da energia produzida localmente, capaz de anular a energia injetada na rede através da transferência dos energia da CER de um período de excedente para um período de deficit e ainda capaz de facilitar a transferência de energia entre comunidades. A quantidade de energia armazenada virtualmente nessa UA virtual em cada instante é atualizada de acordo com o seu valor no momento atual, sendo a sua recuperação feita ao preço desse instante, sempre considerando uma componente de TAR associada. Desta forma deixa de haver a obrigação de vender a energia excedente à rede em cada período quarto-horário, sendo posteriormente comprada em momentos em que a produção da CER não seja suficiente para o respetivo consumo. Além disso, o armazenamento em uma UA virtual surge como uma solução para a transferência de energia entre comunidades, dado que será aí que a energia será descontada da CER de origem e é também na sua

unidade de armazenamento que a CER de destino receberá a energia recebida, podendo a partir desse instante ser repartida pelos seus membros. Para estudar a aplicação deste mecanismo, adaptou-se o caso de estudo a um com menos consumidores, de forma a analisar a influência de uma UA virtual para diferentes potências instaladas nos sistemas de produção da CER. Para valores de potência instalada na central até 40% da potência contratada total dos membros da comunidade conseguiu-se obter a total anulação da energia injetada na rede ao final de um ano, tendo toda a energia excedente sido injetada na UA virtual e recuperada posteriormente, o que resulta num claro incentivo à produção renovável em escala maior à que atualmente é comum praticar. Importa mencionar que este sistema não é compatível com as indicações legislativas atuais, sendo a sua implementação dependente de um enquadramento legislativo diferente do português ou de futuras alterações ao mesmo.

- Face às debilidades apresentadas pelo algoritmo de repartição baseado na legislação foi criado um **novo algoritmo mais extenso** que engloba os conceitos de **rede interna** e o **mecanismo de UA virtual** com vista ao melhor aproveitamento da energia da comunidade e à sua repartição mais eficaz. Com este algoritmo estabeleceu-se que a repartição da energia produzida por cada uma das UPAC da CER seria efetuada prioritariamente pelos consumidores pertencentes à sua rede interna, se existir, de forma a evitar que se utilize a RESP para suprir o consumo desses consumidores em casos em que a produção da UPAC da sua rede interna seja suficiente. Depois desse ciclo de repartição é então corrido outro que faz a aglomeração da produção e reparte pelos consumidores todos da CER que ainda tenham consumo por suprir. Por fim é feita uma atualização do valor de energia armazenada na UA virtual, repartindo esse valor pelos membros que ainda necessitem de energia e armazenando a energia dos membros que tenham excedente. Voltou a fazer-se a validação do mecanismo descrito com recurso ao caso de estudo de menor dimensão, juntamente com a aplicação do algoritmo de repartição simples para ter um termo de comparação. Obtiveram-se resultados significativamente mais atraentes, quer a nível do balanço energético anual da CER, como dos custos anuais dos seus consumidores. A energia de origem na rede consumida na CER baixou em 41.2% sendo que esse valor passa a ser obtido da produção da central e da recuperação de energia armazenada na UA virtual. Quanto aos custos anuais dos consumidores, concluiu-se que este mecanismo leva a um benefício muito significativo para os consumidores que pertençam a redes internas (20.9% no caso do consumidor estudado), dado que conseguem ter acesso a energia mais barata devido à isenção do pagamento de TAR. Por outro lado, consumidores que não pertençam a redes internas (tarifário bi-horário) têm poupanças reduzidas na componente de energia da sua fatura anual o que leva a que a poupança média obtida na fatura dos consumidores considerados seja apenas da ordem dos 2.5%, dada a preponderância de consumidores não pertencentes a uma rede interna no caso de estudo. Dada a utilização de mecanismos que funcionam com base em princípios não legislados, também este algoritmo de repartição é atualmente não implementável, ficando dependente de um enquadramento legislativo que o permita o seu funcionamento.

Foram, no início da presente dissertação, levantadas questões de investigação cuja resposta foi alcançada com o trabalho desenvolvido:

- É possível, com base na legislação portuguesa atual, criar mecanismos de repartição da energia que permitam o máximo aproveitamento da energia produzida na comunidade?

Os **mecanismos de repartição** permitidos pela atual legislação não permitem o máximo aproveitamento e eficácia na partilha de energia em CER, tendo as suas desvantagens, como a consideração indevida da RESP, apontado para a necessidade da revisão de alguns conceitos atualmente legislados. Apesar da impossibilidade da sua implementação à luz da legislação atual, o mecanismo de UA virtual e o conceito de rede interna presentes no algoritmo estendido que foi criado ajudam a solucionar esse problema, o que leva à criação de expectativa relacionada com futuras alterações à legislação.

- É possível, dentro de uma CER, encontrar mecanismos funcionais e flexíveis de transacionar valor entre os diversos agentes da comunidade?

A criação do conceito de **Crédito de Energia** que responde afirmativamente a esta questão de investigação, na medida em que permite uma forma fácil e ágil de transacionar valor entre os diversos agentes da comunidade e entre comunidades. Trata-se de uma solução que incentiva os consumidores a participar no investimento do sistema de produção da sua comunidade ou na sua própria UPAC, apostando em dimensionamentos superiores aos atualmente praticados, para a obtenção de créditos de energia que lhes dê acesso a preços mais acessíveis na compra de energia à comunidade.

- Que modelos de negócio é possível criar com os mecanismos de repartição de energia e valor desenvolvidos?

Com base nos mecanismos de repartição de energia e de valor referidos é possível criar diversos **modelos de negócio**, de entre os quais se destaca o modelo em foco nesta dissertação, baseado em *crowdfunding* em que os consumidores participam no investimento nos ativos de produção da CER em troca de créditos de energia, correspondentes a kWh de energia a preços mais acessíveis. Outros modelos são possíveis como por exemplo um outro modelo abordado neste trabalho, em que o investimento é feito por uma entidade externa que possuirá a energia produzida e a venderá à CER para repartição pelos seus membros.

- É possível desenvolver mecanismos de mercado local que devolva sinais de preço partilhados com os consumidores de forma a facilitar a gestão da produção da comunidade?

Em relação ao **mecanismo de mercado local**, foi desenvolvido um sistema que funciona da forma sugerida pela pergunta, funcionando com base no balanço entre as previsões de produção e de consumo da comunidade. O sinal de preço da energia da comunidade para os seus membros parte de um valor de base que é alterado de acordo com a quantidade de excedente prevista, de

forma a assumir valores mais baixos quando o excedente é mais alto, incentivando a comunidade a consumir mais nesses períodos.

- A legislação permite a implementação dos mecanismos anteriores?

A atual legislação permite a implementação do **algoritmo de repartição simples**, do conceito de **CrE** e do **mecanismo de mercado local** descrito acima. No entanto, como já foi referido, existe alguma expectativa de que no futuro existam alterações que permitam, por exemplo, a aplicação de um algoritmo de repartição com o conceito de **rede interna** e com o **mecanismo de UA virtual**, ou a possibilidade de uma entidade investidora conseguir ganhar benefícios com o investimento em uma CER.

- Que benefícios económicos podem trazer estes mecanismos para os consumidores?

Tal como já foi apresentado neste tópico, todos os conceitos e mecanismos desenvolvidos apresentaram benefícios económicos significativos para os consumidores pertencentes a uma comunidade, na forma de poupanças anuais com os custos da energia elétrica. A aplicação do modelo de **mercado local** levou a poupanças anuais na fatura a rondar os 6% para os membros da comunidade face a um membro com o mesmo consumo mas que não pertença à CER. O **algoritmo de repartição estendido** levou a uma poupança média na componente de energia do tarifário dos consumidores da CER reduzida, de apenas 2.4% dada a preponderância de consumidores não pertencentes a redes internas no caso estudado, uma vez que um consumidor pertencente a uma rede interna com UPAC integrada pode atingir poupanças de 20.9%. Também a utilização dos **créditos de energia** levaram a uma poupança no custo total anual da CER de 2.4%, no caso de uma comunidade em que um terço dos participantes possuem CrE suficientes para um ano, em comparação com uma comunidade que não adote o sistema de CrE. Se, no cenário ideal, todos os consumidores da CER tiverem créditos suficientes para um ano, então os custos anuais totais da CER diminuem cerca de 7% em relação ao mesmo cenário base de uma comunidade que não adote o sistema de CrE.

- As vantagens destes mecanismos compensam a complexidade, de maneira a ser uma solução adotável pelos consumidores face ao autoconsumo individual?

As comunidades de energia acarretam grandes níveis de complexidade face ao autoconsumo individual. Enquanto que no autoconsumo individual o resultado é obtido automaticamente, sendo diminuído o consumo da energia proveniente da rede sem quaisquer tipo de processos da parte do consumidor nem de nenhuma outra entidade (exceto a entidade instaladora), no caso da gestão de uma comunidade de energia, a gestão da repartição da energia e a gestão da utilização da rede acarretam um nível significativo de complexidade. Pode mesmo equiparar-se à complexidade de gestão das atuais empresas comercializadoras, à escala do número de consumidores de cada uma, o que leva a que as comunidades tenham de ser geridas por entidades profissionais dessa área. A nível de custos, estima-se que a complexidade represente cerca de 10% do custo da energia da

comunidade, sendo outros cerca de 20% para despesas com a TAR de autoconsumo. No entanto, a agregação dos consumidores para a formação de uma CER permite uma significativa diminuição nos custos da instalação dos sistemas de produção, que se estima que atinja cerca de 30%, o que equilibra com os acréscimos de custo anteriores. Desta forma, as vantagens das CER em relação ao autoconsumo individual não são tanto relacionadas com a parte económica dado que as duas opções são bastante próximas nesse aspeto, mas sim relacionadas com o **modelo de negócio** praticado na comunidade e com o acesso à produção renovável, uma vez que os consumidores ao se juntarem conseguem agilizar processos de financiamento e também atrair maior interesse nas empresas instaladoras dos sistemas de produção, devido à escala praticada em comunidades ser bastante superior à do autoconsumo individual, o que impulsionará a produção renovável.

Anexo A

Algoritmo de Repartição Virtual da Energia numa CER

Cláudio Monteiro, Júlio Duarte
FEUP - 17/03/2021

Abreviaturas

- AT - Alta Tensão;
- BT - BAixa Tensão;
- BTE - Baixa Tensão Especial;
- BTN - Baixa Tensão Normal;
- CER - Comunidade de Energia Renovável;
- CPEc - Código de Ponto de Entrega de Consumo;
- CPEp - Código de Ponto de Entrega de Produção;
- IU - Instalação de Utilização;
- MT - Média Tensão;
- ORD - Operador da Rede de Distribuição.
- RESP - Rede Elétrica de Serviço Público;
- RI - Rede Interna;
- TAR - Tarifa de Acesso à Rede;
- UA - Unidade de Armazenamento;
- UPAC - Unidade de Produção para Autoconsumo;

Conceitos e Definições

- **CER** – Pessoa coletiva, pública ou privada, constituída pelos representantes das instalações ou serviços associados à CER, designados por **membros da CER**;
- **Membros da CER** - Representantes das instalações associados à CER, que são as pessoas públicas ou privadas, singulares ou coletivos, que são os responsáveis pelas **instalações associadas à CER**. Os membros da CER podem deter múltiplas instalações. Os membros da CER podem pertencer múltiplas CER;
- **Instalações associadas à CER** – IU (instalação de utilização); UPAC (Unidade de Produção de Autoconsumo); UA (Unidade de armazenamento). Às instalações estão associadas **Unidades de Contagem** e cada instalação está associada a um membro da CER;
- **Unidades de contagem** – São os contadores de energia que medem a energia as instalações da CER. Uma unidade de contagem bidirecional, tem associado um **CPEp** (Código de Ponto de Entrega de produção) e um **CPEc** (Código de Ponto de Entrega de consumo). Poderão existir unidades de contagem unidirecional, associadas apenas a um CPEp ou CPEc;
- **CPEc** – Código de Ponto de Entrega de consumo, associada a uma unidade de contagem de uma IU ou, de uma UA quando medida a energia de carga ou, uma UPAC quando medida a energia de consumo interno. Cada CPEc só pode estar associado a uma única CER e a um único membro da CER;
- **CPEp** – Código de Ponto de Entrega de produção, associada a uma unidade de contagem de uma UPAC ou, a uma UA quando medida a energia de descarga ou, uma IU quando medida a energia injetada na rede por uma UPAC ou UA integrada na IU. Cada CPEp só pode estar associado a uma única CER e a um único membro da CER.
- **Rede Interna (RI)**
 1. Uma rede elétrica de serviço particular delimitada por um único ponto de fronteira com a RESP que interliga diversas UPAC, IU e UA;
 2. Cada CPE só pode pertencer a uma rede interna. Mas um CPE pode não pertencer a qualquer rede interna. Poderá haver várias RI dentro de uma mesma zona delimitada por um ponto de fronteira com a RESP (usado para priorizar repartição);
 3. Qualquer instalação com pelo menos um par CPEp e CPEc, que possa ter simultaneamente consumo e produção (num intervalo de 15 minutos) pode ser definida como rede interna;
 4. A definição das redes internas e dos CPE que lhe são afetos é responsabilidade da EGAC, sendo definida no portal de autoconsumo;
 5. Por não usarem a RESP, transferências de energia no interior das RI não pagam TAR de autoconsumo;

6. As baterias dentro de uma rede interna tem prioridade de carga (CPEc de UA) com a energia dos CPEp dessa RI;
 7. Os CPEc de uma RI tem prioridade na receção da energia dos CPEp dessa RI, relativamente aos restantes CPEc externos à RI, mesmo que sejam CPEc de baterias.
- **Unidade de Armazenamento Virtual** – tem a funcionalidade de uma unidade de armazenamento, modelizada por um CPEc e um CPEp virtuais. O CPEc virtual, que representa a medição do carregamento virtual, simula a medição real da energia excedente da CER, injetada na rede externa à CER, num instante (t). O CPEp virtual, que representa a medição da descarga virtual, simula a medição da energia real recuperada, que na realidade é recebida da rede externa à CER num instante ($t+x$). Cada CER só terá uma UA Virtual gerada automaticamente pela ORD. A energia disponível na UA virtual é recalculada em cada instante (t) com base no quociente entre o preço de mercado, nos instantes de injeção, e o preço de mercado no instante de recuperação. Na prática, a UA virtual funciona como armazenamento temporário do valor da energia excedente ($Quantidade(t) \cdot PreçoMercado(t)$), sendo recuperada mais tarde a energia correspondente a um valor equivalente ($Quantidade(t+x) \cdot PreçoMercado(t+x)$).

$$Quantidade(t+x) = \frac{Quantidade(t) \cdot PreçoMercado(t)}{PreçoMercado(t+x)} \quad (A.1)$$

- **Vizinhança**

1. O conceito de vizinhança é aplicado a instalações físicas, identificadas pelos CPE e não pelas pessoas que constituem a CER;
2. O conceito de vizinhança deverá ser interpretado fisicamente como vizinhança elétrica, sendo as áreas de vizinhança áreas delimitadas e mapeada (pela ORD, ERSE, DGEG) com base nas áreas de serviço de subestações AT/MT;
3. Podem pertencer à mesma CER, instalações com CPE pertencentes à mesma área de vizinhança;
4. O nível de tensão máximo de uma CER corresponde ao nível de tensão da instalação (UPAC, IU ou UA), com nível de tensão mais alto;
5. Uma CER pode expandir-se progressivamente até ao limite da área de vizinhança onde se integra;
6. Poderão existir várias CER, sobrepostas na mesma zona geográfica;
7. Cada CPE apenas pode pertencer a uma única CER;
8. Apenas é possível transferir energia entre os CPE da mesma CER (com TAR de auto-consumo);
9. É possível transferir energia entre CER ligadas em qualquer ponto da RESP (com TAR completa, transferindo entre as UA virtuais das CER);

10. É possível transferir energia entre CER ligadas em qualquer ponto da RESP (com TAR completa, transferindo entre as UA virtuais das CER);
11. Cada pessoa tem liberdade de escolher a CER a que pretende afetar um CPE de que é responsável, desde que cumpra os requisitos do regulamento interno. Poderá mudar de CER desde que cumpra os requisitos do regulamento interno;
12. Os regulamentos internos devem seguir modelos predefinidos pela DGEG ou, caso tenha especificidades, deverão ser validados pela mesma entidade.

Repartição Virtual da Energia

- 1) A repartição consiste num algoritmo de partilha da energia dos CPEp pelos vários CPEc da CER. A repartição é feita em períodos quarto-horários;
- 2) Poderão existir 3 tipos de repartição:
 - (a) Repartição por consumo, proporcional ao consumo de cada CPEc;
 - (b) Repartição por coeficientes fixos, com uma fração fixa associada a cada CPEc;
 - (c) Repartição híbrida, consiste numa repartição por consumo afetada por coeficientes fixos.
- 3) A EGAC escolhe uma das 3 opções, sendo obrigada a definir os coeficientes no caso da opção de repartição de coeficientes fixos ou opção de repartição híbrida. Na falta de informação de coeficientes, assume-se por omissão a opção de repartição proporcional ao consumo;
- 4) Para a repartição por consumo, caso exista falha de medidas ou inexistência de contador inteligente, deverão ser assumidos valores de consumo quarto-horários resultantes de algoritmos de estimativas;
- 5) Para a repartição por coeficientes ou repartição híbrida, os coeficientes são definidos pela EGAC, através do portal de gestão de autoconsumo criado para o efeito. A frequência de atualização dos coeficientes ficará a critério da EGAC, lidos e atualizados pela ORD, sendo desejável uma frequência de leitura diária;
- 6) Os coeficientes são definidos para qualquer CPEc, seja de uma unidade de contagem de uma IU, UA ou UPAC. Uma UA Virtual não tem associados coeficientes;
- 7) A EGAC define a estrutura da CER, através de uma tabela (exemplo na tabela A.1) onde são indicadas as redes internas RI, que constituem a CER, e os correspondentes CPEp e CPEc que compõem cada RI. São também especificados os CPEc e CPEp que estão integrados na CER mas não integram qualquer RI, estando ligados diretamente à RESP;

- 8) Os CPEp e CPEc das UPAC, IU e UA poderão estar ligadas em diferentes níveis de tensão. As estruturas de tarifas de acesso às redes estão associadas às transferências entre cada CPEp e cada CPEc da CER. A TAR dependerá do nível de tensão onde está o CPEp (BT, MT, AT) e da opção tarifária do CPEc (diversos possíveis BTN, BTE, MT, AT);
- 9) As transações entre CPEp e CPEc dentro da mesma rede interna, por não usarem a RESP, não pagam tarifa de acesso às redes;
- 10) As transações entre CPEp e CPEc de bateria, apenas em modo de carga das baterias, mesmo usando a RESP, não pagam tarifa de acesso às redes. Esta isenção justifica-se para evitar a duplicação da aplicação da TAR, uma vez que a TAR será paga quando a energia transitar das baterias para os restantes consumos;
- 11) As transações entre CPEp e CPEc, que não se encontrem dentro da mesma rede interna e que não sejam CPEc de baterias, pagam tarifa de acesso às redes, correspondente à energia efetivamente transferida, com tarifa aplicável ao par (CPEp, CPEc). O algoritmo de repartição deve calcular a energia transferida entre cada par (CPEp, CPEc);
- 12) Os CPEc de UA, que corresponde à carga de baterias, têm prioridade na repartição. Para priorizar o consumo local, a repartição da energia de um CPEp em CPEc da mesma rede interna deve ter prioridade sobre os restantes CPEc;
- 13) Existem 5 níveis de prioridade no processo de repartição:
 - (a) Prioridade 1: repartição entre CPEp e CPEc de UA, pertencentes à mesma rede interna RI. O objetivo é repartir primeiro nas redes em que não há custos e evitar que as baterias internas carreguem com energia da RESP;
 - (b) Prioridade 2: repartição entre CPEp e CPEc de IU, pertencentes à mesma rede interna RI. O objetivo é repartir primeiro nas redes em que não há custos, consumindo internamente a energia produzida;
 - (c) Prioridade 3: repartição entre CPEp e CPEc de UA, não pertencente à mesma rede interna. O objetivo é evitar parcialmente que as baterias, mesmo pertencendo a uma rede interna diferente, carreguem com energia da RESP;
 - (d) Prioridade 4: repartição entre CPEp e CPEc de IU, não pertencente à mesma rede interna. Corresponde à repartição da energia restante, produzida nesse mesmo instante;
 - (e) Prioridade 5: repartição entre CPEp da UA virtual da CER e qualquer CPEc da CER. Corresponde à repartição de energia excedente da CER, produzida em instantes anteriores.
- 14) Cada nível de prioridade corresponde a um subconjunto de CPEp e de CPEc, requerendo uma normalização dos coeficientes de repartição, qualquer que seja o modo de repartição;

- 15) A energia excedente da CER pode ser vendida diretamente em mercado ou através de um agente agregador. Nesta modalidade de gestão do excedente, a transação é feita em cada 15 minutos, no único sentido de venda à rede, não havendo lugar a recuperação da energia num outro momento. A opção de venda direta e contínua de excedente inibe a opção de armazenamento na UA virtual. Esta opção deve ser ativada pela EGAC no portal de gestão de autoconsumo;
- 16) A energia excedente da CER pode ser armazenada na UA virtual da CER, podendo ser recuperada e consumida num qualquer momento posterior. A energia da UA virtual pode ser vendida à rede como qualquer excedente real. A energia da UA virtual pode ser transacionada para a UA virtual de outra CER. Transferência da energia requer um agendamento no portal de gestão de autoconsumo, indicando: a CER de origem, a CER ou agente agregador de destino, a quantidade de energia a transferir e a data e hora em que deve ser feita a transferência;
- 17) A energia disponível na UA virtual é recalculada em cada instante $(t + x)$ com base no quociente entre o preço de mercado, nos instantes de injeção (t) e de recuperação $(t + x)$. Qualquer carregamento, recuperação, transferência ou venda da energia de uma UA virtual deve ser atualizado para o valor corrente de preço de mercado MIBEL PT no instante $(t + x)$;
- 18) A transferência de energia entre uma UA virtual para um qualquer CPEc só se realiza até ao limite do saldo positivo de energia na UA virtual. A repartição da energia virtual segue o procedimento de repartição baseada nos coeficientes normalizados. Só é repartida energia até ao limite de completar os consumos dos CPEc. A repartição é realizada sempre que haja consumo a suprir. Ou seja, a UA virtual descarrega obrigatoriamente, logo que exista oportunidade, não sendo possível escolher os momentos de descarga;
- 19) A energia descarregada de uma UA virtual, para alimentar um CPEc de uma CER, está sujeita ao correspondente pagamento de TAR de autoconsumo. Assume-se que a UA virtual está ligada no nível de tensão mais alto da CER (nível de tensão da UPAC ligada mais a montante) sendo aplicada a tarifa de transferência entre o nível de tensão mais alto da CER e o nível de tarifa do CPEc recetor;
- 20) A transferência entre duas CER ou entre uma CER e um agente agregador deve ser agendada num portal criado para o efeito, indicando: a CER origem, a CER destino, a quantidade a transferir e a data e hora agendada para transferência. A transferência só se realiza se existe saldo positivo de energia na UA virtual de origem;
- 21) As transferências entre CER, podem ser realizadas entre qualquer ponto da RESP, mas estão sujeitas ao pagamento da TAR integral, sem as isenções aplicáveis na TAR de autoconsumo. Existirá uma tarifa específica para estas transferências, para diferentes níveis de tensão, correspondentes ao nível de tensão mais alto da CER recetora (pode ser AT, MT, BTE).

- 22) A utilização da UA virtual implica para o sistema um desvio de excesso, correspondente à energia de carga, e um desvio de deficit aquando da recuperação da energia da UA virtual. Estes valores de desvio deverão (poderão) ser pagos ao operador do sistema (REN) ao preço de custo do desvio. Este pagamento requer um contrato estabelecido entre EGAC e a REN.

Tarifário

- 1) As tarifas de acesso às redes devem ser aplicadas entre todos os pares (CPEp, CPEc), aplicada à energia efetiva que transita entre esses pares. No modelo de regulamentação anterior a TAR era aplicada individualmente a cada CPEc, admitindo que toda a energia provinha de uma única UPAC, o que corresponde a uma afetação desadequada da TAR;
- 2) As tarifas são afetas ao tarifário de consumo do CPEc. A isenção dos custos de rede é aplicada nas redes a montante do CPEp fonte da energia transacionada;
- 3) Os tarifários de TAR de autoconsumo devem ser criados para todas as combinações entre níveis de tensão do CPEp (AT, MT e BT) e todos os tipos de tarifário de consumo do CPEc (AT, MT, BTE, BTN, simples, bi-horário, tri-horário, tarifa social, . . .);
- 4) O carregamento de baterias através da RESP não deve pagar TAR, uma vez que a TAR será paga nas transações de descarga da bateria;
- 5) Também a bateria virtual deve estar isenta de pagamento de TAR no processo de carga, quando no processo de repartição dentro da CER;
- 6) Já no caso de transferência entre CER, a CER recetora deverá pagar um complemento de TAR que corresponde à utilização da RESP em longas distâncias. Também nestas transferências não se deve aplicar a isenção de CIEG, para desincentivar transferência de longas distâncias;
- 7) O pagamento das TAR, associado à energia transferida para cada CPEc, é pago de forma agregada pela EGAC à ORD, requerendo obrigatoriamente um contrato com a ORD.

Portal Eletrónico da Gestão do Autoconsumo

- 1) Deve conter uma tabela com a estrutura da CER, indicando as diversas redes internas existentes e especificando os CPEc e CPEp pertencentes a cada rede interna. Associado ao identificador da rede interna deve ser identificado o ponto de fronteira com a RESP (código da portinhola). Devem ser distinguidos os CPEc de UA dos restantes CPEc. Também devem ser identificados os CPEc e CPEp autónomos, não incluídos em qualquer rede interna. (ver exemplo da tabela A.1);

- 2) A partir do CPEp e CPEc, a ORD tem informação interna sobre as instalações associadas e os responsáveis das instalações, não sendo necessário acrescentar estas informações no portal. Todos os CPEp e CPEc devem estar previamente inscritos pela ORD. No caso de uma UA virtual são criados pela ORD os CPEc e CPEp virtuais, únicos para cada CER;
- 3) No portal deve ser escolhido um dos 3 modo de repartição: repartição por consumo, repartição por coeficientes fixos, repartição híbrida. Por omissão será adotado o modo de repartição por consumo. Se houver falha na especificação de coeficientes será adotado o modo de repartição de consumos, mesmo que essa não seja a opção escolhida;
- 4) Caso seja escolhido o modo de repartição por coeficientes ou híbrido, deverão ser especificados os coeficientes de repartição para cada CPEc. Os coeficientes serão valores entre 0 e 1. Como o algoritmo de repartição executa sempre uma normalização dos coeficientes, não é necessário que a soma dos coeficientes totalize 1;
- 5) A frequência de atualização dos coeficientes ficará a critério da EGAC, lidos e atualizados pela ORD, sendo desejável uma frequência de leitura diária. Deverá haver uma indicação de quais os valores de coeficientes que estão a ser assumidos pela ORD;
- 6) Deve ser indicada no portal qual a opção de gestão de excedente, que pode ser: 1) utilização de UA virtual; 2) venda contínua de excedente a um agente agregador externo, identificado no portal. A opção de venda contínua de excedente inibe a opção de armazenamento na UA virtual. Por omissão fica ativa a opção 1) utilização de UA virtual;
- 7) Deve existir no portal uma tabela de agendamentos de transferência desde a UA Virtual da CER para outras CER externas ou para agentes agregadores externos. Nessa tabela deve constar: o código de identificação da CER ou agente agregador de destino, a quantidade de energia a transferir e, o data e hora em que deve ser feita a transferência;
- 8) O portal deve ter uma indicação atualizada do valor de energia armazenado na UA Virtual, indicando a energia e preço correspondente;
- 9) O portal deve indicar, na tabela de agendamentos de transferências, o histórico de transferências realizadas ou não sucedidas por insuficiência de energia armazenada;
- 10) Deverá existir uma tabela atualizada automaticamente com os agendamentos de receção de energia de outras CER externas, especificados nessas CER externas.

Nomenclatura e Algoritmo de Repartição Virtual da Energia em CER

Antes de apresentar o algoritmo de repartição virtual em CER que segue os princípios supracitados, apresenta-se uma lista com a nomenclatura utilizada para permitir a sua compreensão.

- E_{vCER} - Variável com a energia armazenada na UA virtual da CER. Aparece associada a um instante de tempo;

- E_{vCERin} - Variável com a energia importada de outras CER, armazenada na UA virtual. Aparece associado a um instante de tempo;
- $E_{vCERout}$ - Variável com a energia da UA virtual que é exportada para outras CER. Aparece associado a um instante de tempo;
- N_{CERin} - Variável com o número de transferências recebidas pela CER no instante atual;
- N_{CERout} - Variável com o número de transferências efetuadas pela CER no instante atual;
- PV_{CER} - Variável com o valor da energia (€/MWh) carregada na UA virtual. Aparece associado a um instante de tempo;
- PM - Variável com o preço de mercado (€/MWh) da energia. Aparece associado a um instante de tempo;
- $[E_{\hat{p}}]$ - Vetor temporário que guarda os valores de energia produzida em todos os CPEp p de uma rede interna;
- $[E_p]$ - Vetor que guarda os valores de energia produzida em todos os CPEp p num dado intervalo de 15 minutos;
- $E_{\hat{p}}$ - Variável que guarda o valor da energia ainda disponível em cada CPEp p
- E_p Variável com o valor de energia disponível no CPEp p ;
- $[E_{\hat{c}}]$ - Vetor temporário que guarda os valores de energia consumida em todos os CPEc c de uma rede interna (blocos de prioridade 1 e 2) ou em todos os CPEc de qualquer rede (blocos de prioridade 3 e 4);
- $[E_c]$ - Vetor que guarda os valores de energia consumida em todos os CPEc c de uma rede interna para um dado intervalo de 15 minutos;
- $E_{\hat{c}}$ - Variável temporária que guarda o valor de energia consumida no CPEc c de uma rede interna em cada momento;
- E_c - Variável com o valor de energia consumida num determinado CPEc c ;
- $[coef_c]$ - Vetor de coeficientes de repartição associados aos CPEc da CER;
- $\overline{coef_c}$ - Variável com o valor do coeficiente de um dado CPEc da CER;
- E_{pri} - Variável com o valor total de energia produzida dentro da rede interna ri ;
- E_{pr} - Variável com o valor total de energia produzida dentro CER, não considerando redes internas;
- $E_{pri \rightarrow c}$ - Variável com o valor de energia, do total produzido na rede interna ri , que transita para o CPEc c ;

- $E_{pr \rightarrow c}$ - Variável com o valor de energia, do total produzido na CER, que transita para o CPEc c ;
- $E_{\rightarrow c}$ - Variável que acumula o valor de energia que transita para o CPEc c ao longo do processo;
- $E_{p \rightarrow c}$ - Variável com o valor da energia produzida no CPEp p que é entregue ao CPEc c ;
- $E_{p \rightarrow}$ - Variável que acumula o valor de energia que transita desde o CPEp p ao longo do processo;
- $T_{\rightarrow c}$ - Variável que acumula o valor de energia que transita para o CPEc c ao longo do processo, utilizando a RESP.
- $T_{p \rightarrow}$ - Variável que acumula o valor de energia que transita desde o CPEp p utilizando da RESP ao longo do processo;
- $T_{p \rightarrow c}$ - Variável com o valor da energia produzida no CPEp p que é entregue ao CPEc c utilizando a RESP;
- $E_{d+ CER(t)}$ - Variável com a excesso de energia da CER que provoca desvio positivo na rede;
- $E_{d- CER(t)}$ - Variável com a excesso de energia da CER que provoca desvio negativo na rede;
- $E_{v CER \rightarrow c}$ - Variável com a energia da UA virtual que é transferida para o CPEc c ;
- $T_{v CER \rightarrow c}$ - Variável com a energia da UA virtual que é transferida para o CPEc c utilizando a RESP;
- Ee_{CER} - Variável com a energia excedente da CER, calculada no final do processo de repartição;
- $[Ee_p]$ - Vetor com a energia excedente atribuída a cada um dos CPEp da CER;
- $[E_{p \rightarrow ri}]$ - Vetor com a energia produzida por cada CPEp que circulou no interior da respetiva rede interna ri ;
- $[E_{p \rightarrow ri}]$ - Vetor com a energia excedente produzida por cada CPEp da rede interna ri ;
- El_c - Vetor com valores de energia consumida líquida em cada um dos CPEc c da CER;
- $[E_{ri \rightarrow c}]$ - Vetor com a energia repartida para cada um dos CPEc c a partir de CPEp dentro da mesma rede interna ri ;
- $Ee_{\rightarrow c}$ - Variável com a energia excedente que é atribuída ao CPEc c no final do processo;
- E_{cri} - Variável com o valor total da energia consumida em todos os CPEc c que pertencem à rede interna ri ;

- E_{pri} - Variável com o valor total da energia produzida por todos os CPEp p que pertencem à rede interna ri ;
- $E_{\rightarrow cri}$ - Variável com valor total da energia transferida dentro da rede interna ri ;
- $E_{e\rightarrow cri}$ - Variável com valor total da energia excedente atribuída aos CPEc da rede interna ri ;
- E_{cCER} - Variável com o valor total da energia consumida em todos os CPEc c que pertencem à CER;
- E_{pCER} - Variável com o valor total da energia produzida por todos os CPEp p que pertencem à CER;
- $E_{\rightarrow cCER}$ - Variável com valor total da energia repartida dentro da CER;
- $E_{e_{cCER}}$ - Variável com valor total da energia excedente da CER.

Antes de passar à apresentação do algoritmo faz-se notar que sempre que se utiliza o índice c , referente ao CPEc c conforme referido acima, pode ser utilizado, em vez disso, um índice cb ou ci . Se for usado cb em vez de c , a variável ou o vetor diz respeito apenas aos CPEc de UA. Se for usado ci em vez de c , dizem respeito apenas aos CPEc de UPAC e IU;

Algoritmo 4 Algoritmo de repartição virtual da energia numa CER.

#Inicialização da energia e preço da bateria virtual

se opção gestão excedente = utilização da UA Virtual então

$$E_{vCER(t)} = \frac{PV_{CER(t)} \cdot E_{vCER(t-1)}}{PM(t)} + \sum_{i=1}^{N_{CERin}} E_{vCERin(t)} - \sum_{i=1}^{N_{CERout}} E_{vCERout(t)}$$

$$\text{se } E_{vCER(t)} < 0: E_{vCER(t)} = \frac{PV_{CER(t)} \cdot E_{vCER(t-1)}}{PM(t)} + \sum_{i=1}^{N_{CERin}} E_{vCERin(t)}$$

$$PV_{CER(t)} = PM(t)$$

fim

#Prioridade 1: Repartição pelos CPEc de baterias dentro de cada rede interna

para cada ri até Nri façapara cada p até Np faça| se p pertence a a ri : $[E_{\hat{p}}] \leftarrow E_p$

fim

$$E_{pri} = \sum_p^{N\hat{p}} E_{\hat{p}}$$

para cada cb até Ncb faça| se cb pertence a ri então| | $[E_{\hat{cb}}] \leftarrow E_{cb}$ | | $[coef_{\hat{cb}}] \leftarrow [coef_{cb}]$

fim

fim

para cada \hat{cb} até $N\hat{cb}$ faça| se repartição por coeficientes fixos: $\overline{coef_{\hat{cb}}} = [coef_{\hat{cb}}] / \sum_{\hat{cb}}^{N\hat{cb}} [coef_{\hat{cb}}]$ | se repartição por consumos: $\overline{coef_{\hat{cb}}} = [E_{\hat{cb}}] / \sum_{\hat{cb}}^{N\hat{cb}} [E_{\hat{cb}}]$ | se repartição híbrida: $\overline{coef_{\hat{cb}}} = ([coef_{\hat{cb}}] \cdot [E_{\hat{cb}}]) / \sum_{\hat{cb}}^{N\hat{cb}} ([coef_{\hat{cb}}] \cdot [E_{\hat{cb}}])$

$$E_{pri \rightarrow \hat{cb}} = \overline{coef_{\hat{cb}}} \cdot E_{pri}$$

$$E_{pri \rightarrow \hat{cb}} = \min(E_{pri \rightarrow \hat{cb}}; E_{\hat{cb}} - E_{\rightarrow \hat{cb}})$$

$$E_{\rightarrow \hat{cb}} = \min(E_{\rightarrow \hat{cb}} + E_{pri \rightarrow \hat{cb}}; E_{\hat{cb}})$$

para cada \hat{p} em $N\hat{p}$ faça

$$E_{\hat{p} \rightarrow \hat{cb}} = E_{pri \rightarrow \hat{cb}} \cdot E_{\hat{p}} / E_{pri}$$

$$E_{\hat{p} \rightarrow} = E_{\hat{p} \rightarrow} + E_{\hat{p} \rightarrow \hat{cb}}$$

$$E_{\hat{p}} = E_{\hat{p}} - E_{\hat{p} \rightarrow}$$

fim

fim

fim

#Prioridade 2: Repartição pelos CPEc que não sejam bateria dentro de cada rede interna
para cada ri até Nri **faça**

para cada p até Np **faça**

se p pertence a a ri : $[E_{\hat{p}}] \leftarrow E_p$

fim

$$E_{pri} = \sum_p^{Np} E_{\hat{p}}$$

para cada ci até Nci **faça**

se ci pertence a ri **então**

$[E_{\hat{c}i}] \leftarrow E_{ci}$

$[coef_{\hat{c}i}] \leftarrow [coef_{ci}]$

fim

fim

para cada $\hat{c}i$ até $N\hat{c}i$ **faça**

se repartição por coeficientes fixos: $\overline{coef_{\hat{c}i}} = [coef_{\hat{c}i}] / \sum_{\hat{c}i}^{N\hat{c}i} [coef_{\hat{c}i}]$

se repartição por consumos: $\overline{coef_{\hat{c}i}} = (E_{\hat{c}i} - E_{\rightarrow\hat{c}i}) / \sum_{\hat{c}i}^{N\hat{c}i} (E_{\hat{c}i} - E_{\rightarrow\hat{c}i})$

se repartição híbrida: $\overline{coef_{\hat{c}i}} = ([coef_{\hat{c}i}] \cdot (E_{\hat{c}i} - E_{\rightarrow\hat{c}i})) / \sum_{\hat{c}i}^{N\hat{c}i} ([coef_{\hat{c}i}] \cdot (E_{\hat{c}i} - E_{\rightarrow\hat{c}i}))$

$$E_{pri \rightarrow \hat{c}i} = \overline{coef_{\hat{c}i}} \cdot E_{pri}$$

$$E_{pri \rightarrow \hat{c}i} = \min(E_{pri \rightarrow \hat{c}i}; E_{\hat{c}i} - E_{\rightarrow\hat{c}i})$$

$$E_{\rightarrow\hat{c}i} = \min(E_{\rightarrow\hat{c}i} + E_{pri \rightarrow \hat{c}i}; E_{\hat{c}i})$$

para cada \hat{p} em $N\hat{p}$ **faça**

$$E_{\hat{p} \rightarrow \hat{c}i} = E_{pri \rightarrow \hat{c}i} \cdot E_{\hat{p}} / E_{pri}$$

$$E_{\hat{p} \rightarrow} = E_{\hat{p} \rightarrow} + E_{\hat{p} \rightarrow \hat{c}i}$$

$$E_{\hat{p}} = E_{\hat{p}} - E_{\hat{p} \rightarrow}$$

fim

fim

fim

#Prioridade 3: Repartição pelos **CPEc de baterias** através de **qualquer rede**

para cada ri até Nri **faça**

para cada cb até Ncb **faça**

se cb pertence a ri **então**

$[E_{cb}] \leftarrow E_{cb}$

$[coef_{cb}] \leftarrow [coef_{cb}]$

fim

fim

fim

$$E_{pr} = \sum_p^{Np} E_p$$

para cada cb até Ncb **faça**

se repartição por coeficientes fixos: $\overline{coef_{cb}} = [coef_{cb}] / \sum_{cb}^{Ncb} [coef_{cb}]$

se repartição por consumos: $\overline{coef_{cb}} = (E_{cb} - E_{\rightarrow cb}) / \sum_{cb}^{Ncb} (E_{cb} - E_{\rightarrow cb})$

se repartição híbrida: $\overline{coef_{cb}} = ([coef_{cb}] \cdot (E_{cb} - E_{\rightarrow cb})) / \sum_{cb}^{Ncb} ([coef_{cb}] \cdot (E_{cb} - E_{\rightarrow cb}))$

$$E_{pr \rightarrow cb} = \overline{coef_{cb}} \cdot E_{pr}$$

$$E_{pr \rightarrow cb} = \min(E_{pr \rightarrow cb}; E_{cb} - E_{\rightarrow cb})$$

$$E_{\rightarrow cb} = \min(E_{\rightarrow cb} + E_{pr \rightarrow cb}; E_{cb})$$

para cada p em Np **faça**

$$E_{p \rightarrow cb} = E_{pr \rightarrow cb} \cdot E_p / E_{pr}$$

$$E_{p \rightarrow} = E_{p \rightarrow} + E_{p \rightarrow cb}$$

$$E_p = E_p - E_{p \rightarrow}$$

fim

fim

#Prioridade 4: Repartição pelos CPEc que não sejam bateria através de qualquer rede

para cada ri até Nri **faça**

para cada ci até Nci **faça**

se ci pertence a ri **então**

$[E_{\acute{c}i}] \leftarrow E_{ci}$

$[coef_{\acute{c}i}] \leftarrow [coef_{ci}]$

fim

fim

fim

$$E_{pr} = \sum_p^{N\acute{p}} E_p$$

para cada $\acute{c}i$ até $N\acute{c}i$ **faça**

se repartição por coeficientes fixos: $\overline{coef_{\acute{c}i}} = [coef_{\acute{c}i}] / \sum_{\acute{c}i}^{N\acute{c}i} [coef_{\acute{c}i}]$

se repartição por consumos: $\overline{coef_{\acute{c}i}} = (E_{\acute{c}i} - E_{\rightarrow\acute{c}i}) / \sum_{\acute{c}i}^{N\acute{c}i} (E_{\acute{c}i} - E_{\rightarrow\acute{c}i})$

se repartição híbrida: $\overline{coef_{\acute{c}i}} = ([coef_{\acute{c}i}] \cdot (E_{\acute{c}i} - E_{\rightarrow\acute{c}i})) / \sum_{\acute{c}i}^{N\acute{c}i} ([coef_{\acute{c}i}] \cdot (E_{\acute{c}i} - E_{\rightarrow\acute{c}i}))$

$$E_{pr \rightarrow \acute{c}i} = \overline{coef_{\acute{c}i}} \cdot E_{pr}$$

$$E_{pr \rightarrow \acute{c}i} = \min(E_{pr \rightarrow \acute{c}i}, E_{\acute{c}i} - E_{\rightarrow\acute{c}i})$$

$$E_{\rightarrow\acute{c}i} = \min(E_{\rightarrow\acute{c}i} + E_{pr \rightarrow \acute{c}i}, E_{\acute{c}i})$$

$$T_{\rightarrow\acute{c}i} = T_{\rightarrow\acute{c}i} + E_{pr \rightarrow \acute{c}i}$$

para cada \acute{p} em $N\acute{p}$ **faça**

$E_{p \rightarrow \acute{c}i} = E_{pr \rightarrow \acute{c}i} \cdot E_p / E_{pr}$

$E_{p \rightarrow} = E_{p \rightarrow} + E_{p \rightarrow \acute{c}i}$

$E_p = E_p - E_{p \rightarrow}$

$T_{p \rightarrow} = T_{p \rightarrow} + E_{p \rightarrow \acute{c}i}$

$T_{p \rightarrow \acute{c}i} = T_{p \rightarrow \acute{c}i} + E_{p \rightarrow \acute{c}i}$

fim

fim

#Prioridade 5: Bateria Virtualse opção gestão excedente = utilização da UA Virtual **então**

$$Ee_{CER} = \sum_p^{Np} E_p$$

se $Ee_{CER} \geq 0$ **então**

$$E_{vCER(t)} = E_{vCER(t)} + Ee_{CER}$$

$$E_{d+CER(t)} = Ee_{CER}$$

para cada p **faça**

$$E_{p \rightarrow vCER} = E_p$$

$$E_{p \rightarrow} = E_{p \rightarrow} + E_{p \rightarrow vCER}$$

$$E_p = 0$$

fim**se** $Ee_{CER} < 0$ e $E_{vCER} > 0$ **então**

$$E_{d-CER(t)} = Ee_{CER}$$

para cada c até Nc **faça****se** repartição por coeficientes fixos: $\overline{coef}_c = [coef_c] / \sum_c^{Nc} [coef_c]$ **se** repartição por consumos: $\overline{coef}_c = (E_c - E_{\rightarrow c}) / \sum_c^{Nc} (E_c - E_{\rightarrow c})$ **se** repartição híbrida: $\overline{coef}_c = ([coef_c] \cdot (E_c - E_{\rightarrow c})) / \sum_c^{Nc} ([coef_c] \cdot (E_c - E_{\rightarrow c}))$

$$E_{vCER \rightarrow c} = \overline{coef}_c \cdot E_{vCER}$$

$$E_{vCER \rightarrow c} = \min(E_{vCER \rightarrow c}; E_c - E_{\rightarrow c})$$

$$E_{\rightarrow c} = \min(E_{\rightarrow c} + E_{vCER \rightarrow c}; E_c)$$

$$T_{\rightarrow c} = T_{\rightarrow c} + E_{vCER \rightarrow c}$$

$$T_{vCER \rightarrow c} = E_{vCER \rightarrow c}$$

$$E_{vCER} = E_{vCER} - E_{vCER \rightarrow c}$$

fim**fim****fim****fim**

#Preparação output

para cada p em Np faça

$[E_p]$
 $[E_{p \rightarrow}] \leftarrow E_{p \rightarrow}$
 $[Ee_p] = E_p - [E_{p \rightarrow}]$
 $[T_{p \rightarrow}] \leftarrow T_{p \rightarrow}$
 $[E_{p \rightarrow ri}] = [E_{p \rightarrow}] - [T_{p \rightarrow}]$
 $[Ee_{p \rightarrow ri}] = [E_p] - [E_{p \rightarrow ri}]$

fim

para cada c em Nc faça

$[E_c];$
 $[E_{\rightarrow c}] \leftarrow E_{\rightarrow c}$
 $[El_c] = E_c - [E_{\rightarrow c}]$
 $[T_{\rightarrow c}] \leftarrow T_{\rightarrow c}$
 $[E_{ri \rightarrow c}] = [E_{\rightarrow c}] - [T_{\rightarrow c}]$
se repartição por coeficientes: $\overline{coef_c} = [coef_c] / \sum_c^{Nc} [coef_c]$
se repartição por consumos: $\overline{coef_c} = [E_c] / \sum_c^{Nc} [E_c]$
se repartição híbrida: $\overline{coef_c} = ([coef_c] \cdot [E_c]) / \sum_c^{Nc} ([coef_c] \cdot [E_c])$
 $Ee_{\rightarrow c} = \overline{coef_c} \cdot \sum_p^{Np} [Ee_p]$

fim

para cada ri em Nri faça

$E_{cri} = \sum_c^{Nc} [E_c]$
 $E_{pri} = \sum_p^{Np} [E_p]$
 $E_{\rightarrow cri} = \sum_c^{Nc} [E_{ri \rightarrow c}]$
 $Ee_{\rightarrow cri} = \sum_c^{Nc} [Ee_{\rightarrow c}]$

fim

$E_{cCER} = \sum_c^{Nc} [E_c]$

$E_{pCER} = \sum_p^{Np} [E_p]$

$E_{\rightarrow cCER} = \sum_c^{Nc} [E_{\rightarrow c}]$

$Ee_{CER} = \sum_p^{Np} [Ee_p]$

Exemplo Ilustrativo

Para clarificar os conceitos, utilize-se o exemplo ilustrado na figura A.1, onde se apresenta uma CER composta por dois edifícios de habitação multifamiliar. O primeiro tem uma rede interna que liga uma UPAC aos consumos desse edifício, 3 IU e 1 UA, sendo a do segundo edifício composta por uma UPAC sem consumos internos, 5 IU e 1 UA.

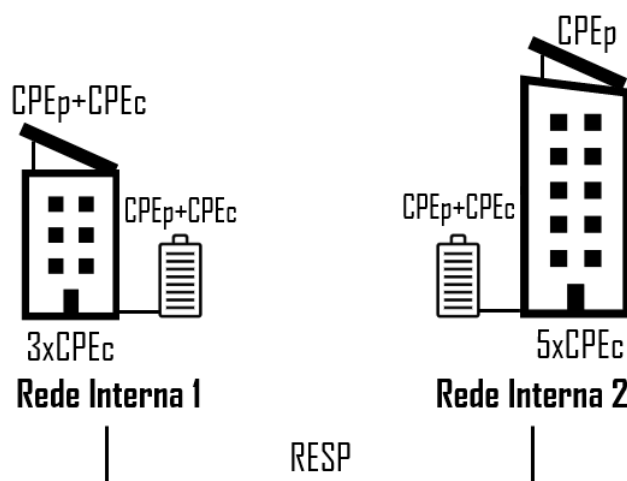


Figura A.1: Exemplo de uma CER com duas redes internas correspondentes a dois edifícios de habitação multifamiliar.

As redes internas dos dois edifícios são ligadas entre si pela RESP para permitir a partilhas de energia. Na tabela A.1 caracterizam-se as redes internas dos edifícios, sendo apontados todos os CPE constituintes. Como referido, cada bateria tem associado um CPEc e um CPEp, todas as IU têm o respetivo CPEc e as UPAC têm um CPEp sendo que a UPAC da rede interna 1, por ter consumos internos, é também caracterizada por um CPEc.

Tabela A.1: CPE constituintes das redes internas da CER exemplo representada na figura A.1.

Rede Interna 1		Rede Interna 2		Sem Rede Interna	
CPEp	CPEc	CPEp	CPEc	CPEp	CPEc
CPEp UA 1	CPEc UA 1	CPEp UA 2	CPEc UA 2		
CPEp UPAC 1	CPEc UPAC 1	CPEp UPAC 2	CPEc IU 2-1		
	CPEc IU 1-1		CPEc IU 2-2		
	CPEc IU 1-2		CPEc IU 2-3		
	CPEc IU 1-3		CPEc IU 2-4		
			CPEc IU 2-5		

Referências

- [1] Cláudio Monteiro. Comunidades de Energia Renovável. (Comunicação privada), 2020.
- [2] João Paulo Tomé Saraiva, José Luís Pinto Pereira da Silva, e Maria Teresa Ponce de Leão. *Mercados de Eletricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. 1ª edição, 2002.
- [3] PricewaterhouseCoopers. Blockchain-an opportunity for energy producers and consumers? Relatório técnico. URL: www.pwc.com/utilities.
- [4] Inês F.G. Reis, Ivo Gonçalves, Marta A.R. Lopes, e Carlos Henggeler Antunes. Business models for energy communities: A review of key issues and trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144:111013, jul 2021. doi:10.1016/j.rser.2021.111013.
- [5] European Parliament. Diretiva (UE) 2018/2001 de 11 de dezembro de 2018. *Jornal Oficial da União Europeia*, 2018. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=pt>.
- [6] Presidência do Conselho de Ministros. Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro. *Diário da República*, 2020. URL: <https://dre.pt/application/conteudo/125692189>.
- [7] Diogo Martins. Geração de séries temporais artificiais de consumo elétrico, para utilização no dimensionamento de sistemas de produção em Comunidades de Energia Renovável. Tese de mestrado, 2021.
- [8] Entidade Reguladora dos Serviços Energético. Regulamento n.º 266/2020. *Diário da República*, 2020. URL: <https://dre.pt/application/conteudo/130469272>.
- [9] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Reformulação do Regulamento do autoconsumo de energia elétrica. Relatório técnico, 2021. URL: www.erse.pt.
- [10] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Consulta Pública 93 - Proposta de Articulado - Reformulação do Regulamento do autoconsumo de energia elétrica. 2020. URL: https://www.erse.pt/media/d0id24gr/cp93_propostaarticulado_rac.pdf.
- [11] Chenghua Zhang, Jianzhong Wu, Chao Long, e Meng Cheng. Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects. *Energy Procedia*, 105:2563–2568, may 2017. doi:10.1016/J.EGYPRO.2017.03.737.
- [12] Tiago Sousa, Tiago Soares, Pierre Pinson, Fabio Moret, Thomas Baroche, e Etienne Sorin. Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review, apr 2019. arXiv:1810.09859, doi:10.1016/j.rser.2019.01.036.
- [13] International Renewable Energy Agency. *Peer-to-peer electricity trading: Innovation Landscape Brief*. 2020. URL: www.irena.org.

- [14] Esther Mengelkamp, Johannes Gärtner, Kerstin Rock, Scott Kessler, Lawrence Orsini, e Christof Weinhardt. Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid. *Applied Energy*, 210:870–880, jan 2018. doi:10.1016/j.apenergy.2017.06.054.
- [15] Brooklin Microgrid. URL: <https://www.brooklyn.energy/> [último acesso em 2021-04-05].
- [16] Lumenaza. URL: <https://www.lumenaza.de> [último acesso em 2021-04-05].
- [17] United Nations Framework Convention on Climate Change. ME SOLshare: Peer-to-Peer Smart Village Grids | Bangladesh. URL: <https://unfccc.int/climate-action/momentum-for-change/ict-solutions/solshare> [último acesso em 2021-04-06].
- [18] Transactive Energy Initiative. URL: <http://www.transactive-energy.co/> [último acesso em 2021-04-05].
- [19] Transactive Energy: knowledge sharing with Colombia and the UK. URL: <https://www.ucl.ac.uk/bartlett/sustainable/news/2019/oct/transactive-energy-knowledge-sharing-colombia-and-uk> [último acesso em 2021-04-05].
- [20] sonnenCommunity. URL: <https://sonnengroup.com/sonnencommunity/> [último acesso em 2021-04-05].
- [21] Electrify. URL: <https://electrify.asia/solarshare/> [último acesso em 2021-04-05].
- [22] Eduard Bullich-Massagué, Mònica Aragiús-Peñalba, Pol Olivella-Rosell, Pau Lloret-Gallego, Josep Andreu Vidal-Clos, e Andreas Sumper. Architecture definition and operation testing of local electricity markets. the EMPOWER project. Em *Proceedings - 2017 International Conference on Modern Power Systems, MPS 2017*. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., jul 2017. doi:10.1109/MPS.2017.7974447.
- [23] FleXunity. URL: <https://www.flexunity.eu/> [último acesso em 2021-04-06].
- [24] PowerPeers. URL: <https://www.powerpeers.nl/> [último acesso em 2021-04-06].
- [25] Merlinda Andoni, Valentin Robu, e David Flynn. Blockchains: Crypto-control your own energy supply, aug 2017. doi:10.1038/548158b.
- [26] Miadreza Shafie-Khah Mohamed Lotfi, Cláudio Monteiro e João P. S. Catalão. *Transition toward blockchainbased electricity trading markets*. 2020.
- [27] SunContract. URL: <https://suncontract.org/> [último acesso em 2021-04-05].
- [28] PowerPeers. URL: <https://restartenergy.ro/en/> [último acesso em 2021-04-12].
- [29] Site Power Ledger. URL: <https://www.powerledger.io/> [último acesso em 2021-04-12].
- [30] Power Ledger. Power Ledger whitepaper. Relatório técnico, 2018. URL: <https://whitepaper.io/document/82/power-ledger-whitepaper>.

- [31] M. Mihaylov, S. Jurado, N. Avellana, K. Van Moffaert, I. M. de Abril, e A. Nowé. Nrg-coin: Virtual currency for trading of renewable energy in smart grids. páginas 1–6, 2014. doi:10.1109/EEM.2014.6861213.
- [32] Site Eforce. URL: <https://efforce.io/> [último acesso em 2021-04-12].
- [33] Site WPP Energy. URL: <https://wppenergy.io/blockchain/> [último acesso em 2021-04-12].
- [34] SolarCoin. URL: <https://solarcoin.org/> [último acesso em 2021-04-04].
- [35] Cláudio Monteiro. Mecanismo de Mercado Local. (Comunicação privada), 2021.
- [36] João Cunha. Gestão de Resposta Dinâmica de Consumo em Comunidades de Energias Renováveis. Tese de mestrado, 2021.