

## **5. Coordenação com o sistema energético**

*José Villar*

*João Mello*

*João Peças Lopes*

<https://doi.org/10.21814/uminho.ed.109.6>

### **Enquadramento regulatório**

O autoconsumo, quer individual quer coletivo, está a mudar o papel dos atores no modelo tradicional de produção e fornecimento de energia. É, portanto, esclarecedor começar pela revisão desse modelo tradicional e do novo modelo no âmbito do autoconsumo.

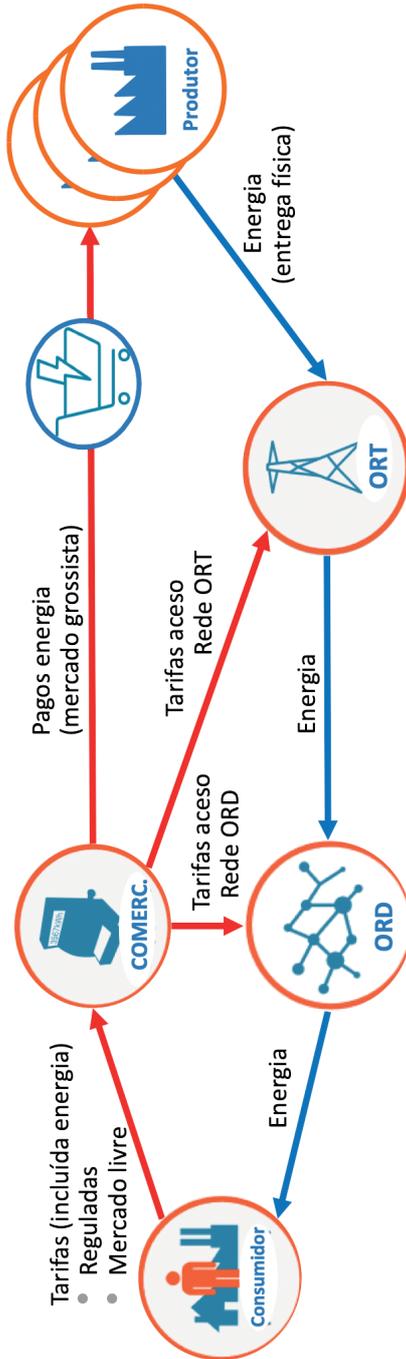
## Atores e responsabilidades

A Figura 1 representa, de maneira simplificada, os principais atores e o seu relacionamento no modelo tradicional de produção e fornecimento de energia.

Neste contexto podemos identificar:

- Os *consumidores*, que têm um papel fundamentalmente passivo, contratam o fornecimento com um comercializador no mercado livre ou a tarifa regulada (de último recurso), e consomem com base nas suas necessidades e recursos. Os pagamentos dos consumidores pelo fornecimento de energia são feitos aos comercializadores com quem contrataram esse fornecimento, e incluem, basicamente, o custo da energia fornecida e as tarifas de acesso à rede.
- Os *comercializadores*, que compram a energia no mercado grossista para satisfazer o consumo esperado do seu portfolio de clientes, sendo responsáveis pelos desvios que provocam no sistema quando a energia comprada é diferente da energia finalmente fornecida. Os comercializadores faturam aos seus clientes pelos custos totais do fornecimento, e passam aos operadores de rede (quer de distribuição, ORD, quer de transporte, ORT) as tarifas de acesso pagas pelos consumidores pelo uso das redes.
- Os *produtores*, que vendem a sua energia no mercado grossista aos comercializadores e aos grandes clientes (não representados na Figura 1) que são aqueles com capacidade de operar diretamente nestes mercados.
- O *operador da rede de distribuição* (ORD), responsável pela entrega física da energia ao cliente final mediante a operação e manutenção das redes de distribuição e contagem da energia entregue.
- O *operador da rede de transporte* (ORT), responsável pela entrega física da energia desde os produtores ligados à rede de transporte até as redes de distribuição dos ORD mediante a operação e manutenção da rede de transporte e contagem da energia entregue na rede de transporte.

A descentralização do sistema energético e o autoconsumo estão a mudar o papel desses atores principais e a criar espaço para novos atores. A Figura 2 representa um primeiro passo nesta evolução.



**Figura 1** Relacionamento tradicional entre os principais atores do setor energético, elaboração própria.

Com este novo relacionamento, os consumidores adotam o papel de *prosumidores*, agentes que, além de consumir, têm capacidade de produzir energia localmente, e, em determinadas condições, de gerir o seu próprio perfil de consumo com base aos sinais económicos recebidos. Além desse papel ativo individual baseado no *Autoconsumo Individual* (ACI), também podem agrupar-se em *Autoconsumos Coletivos* (ACC) ou *Comunidades de Energia Renovável* (CER), com a possibilidade de partilhar a energia renovável produzida localmente com outros membros do grupo de ACC ou da CER (ACC/CER), e de injetar o excedente final na rede mediante um contrato com um *agregador*. Mediante as regras de partilha de energia determinam-se os *coeficientes de alocação* que permitem ao ORD calcular, a partir dos consumos medidos dos membros de um ACC/CER, qual é a parte fornecida pelos comercializadores e qual a parte autoconsumida a partir da produção local, pelas quais pagam tarifas de acesso diferentes. Com efeito, a energia autoconsumida localmente só paga as tarifas da rede que usa, e pode também beneficiar-se de descontos ou subsídios adicionais como incentivos da política energética.

Na regulação portuguesa aparece a figura da *Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo* (EGAC) como responsável pelo relacionamento do ACC/CER com os restantes agentes, sem que os membros do ACC/CER percam direitos como consumidores, podendo ainda escolher o seu próprio comercializador de energia. Não obstante, o excedente dum ACC/CER resulta da soma dos excedentes individuais e é gerido pela EGAC, que o pode vender diretamente ao *mercado grossista* (MG) ou vender à nova figura do *agregador*, que intermedia a geração local com o MG.

Outro passo evolutivo neste relacionamento é o fornecimento de flexibilidade pelos recursos distribuídos, que será de grande importância para uma melhor operação do sistema, num contexto onde as grandes centrais de gás e carvão, tradicionais fornecedores dessa flexibilidade, estão a ser progressivamente substituídas pela geração baseada em fontes renováveis. A *flexibilidade* define-se como a capacidade de um agente para responder com modificações no seu consumo ou na sua produção como reação a uma solicitação externa. Neste caso, o *agregador* é também o agente que agrega a flexibilidade dos recursos locais e a oferta nos mercados de flexibilidade grossistas, quer os *intradiários* (onde os agentes de mercado podem gerir os seus portfólios para minimizar os desvios), quer os mercados de flexibilidade do ORT (para o balanceamento global do sistema ou para a resolução de restrições na rede de transporte), quer num futuro próximo, os mercados de flexibilidade local dos ORD (para a resolução de restrições nas redes de distribuição).



## Regras básicas do autoconsumo

No contexto português a legislação atual vigente sobre o autoconsumo está no novo decreto lei DL15/2022 [1] que substitui o anterior DL162/2019 [2] no que à parte de autoconsumo diz respeito. Isto faz com que, transitoriamente, exista um vazio legal porque a regulamentação atual que define as regras concretas do autoconsumo, elaborada pela ERSE, baseia-se no DL162/2019 enquanto não for publicada a nova regulamentação da ERSE devidamente ajustada ao novo DL15/2022.

O *autoconsumo* é definido como o consumo fornecido por uma ou mais UPAC (unidade de produção de energia renovável para autoconsumo) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável. Por sua vez, um *autoconsumidor* é um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, sempre que isso não constitua a sua principal atividade comercial ou profissional. Os autoconsumidores podem exercer esta atividade em *autoconsumo individual* (ACI, Figura 3), ou em *autoconsumo coletivo* (ACC, Figura 4). As regulações dos diferentes países definem, tipicamente, os requisitos para a instalação e licenciamento das UPAC, assim como os *critérios de proximidade* que os membros de um ACC/CER devem verificar, e que dependem habitualmente dos pontos de ligação à rede e dos níveis de tensão onde estão ligados, para poder constituir-se em ACC/CER.

### Regras básicas do autoconsumo individual

A Figura 3 mostra os elementos básicos de um ACI, além dos requisitos para o licenciamento das UPAC e o critério de proximidade exigido (que se aplicam ambos também aos ACC/CER). A produção da UPAC pode ser entregue à *instalação de utilização*, ou IU, usando a rede pública (RESP) com o pagamento das tarifas correspondentes ao nível de tensão da rede usada e um desconto de 50% dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), ou usando uma rede interna e, portanto, sem pagamento de tarifas pelo uso da RESP. No caso em que o consumo é maior do que a produção, o comercializador fornece a diferença mediante um contrato de fornecimento com a IU. No caso de a produção ser maior, o excedente pode ser vendido a um agregador, existindo o direito de contratar um agregador de último recurso que compra a energia a uma tarifa *feed-in* regulada e indexada ao preço mensal da energia.

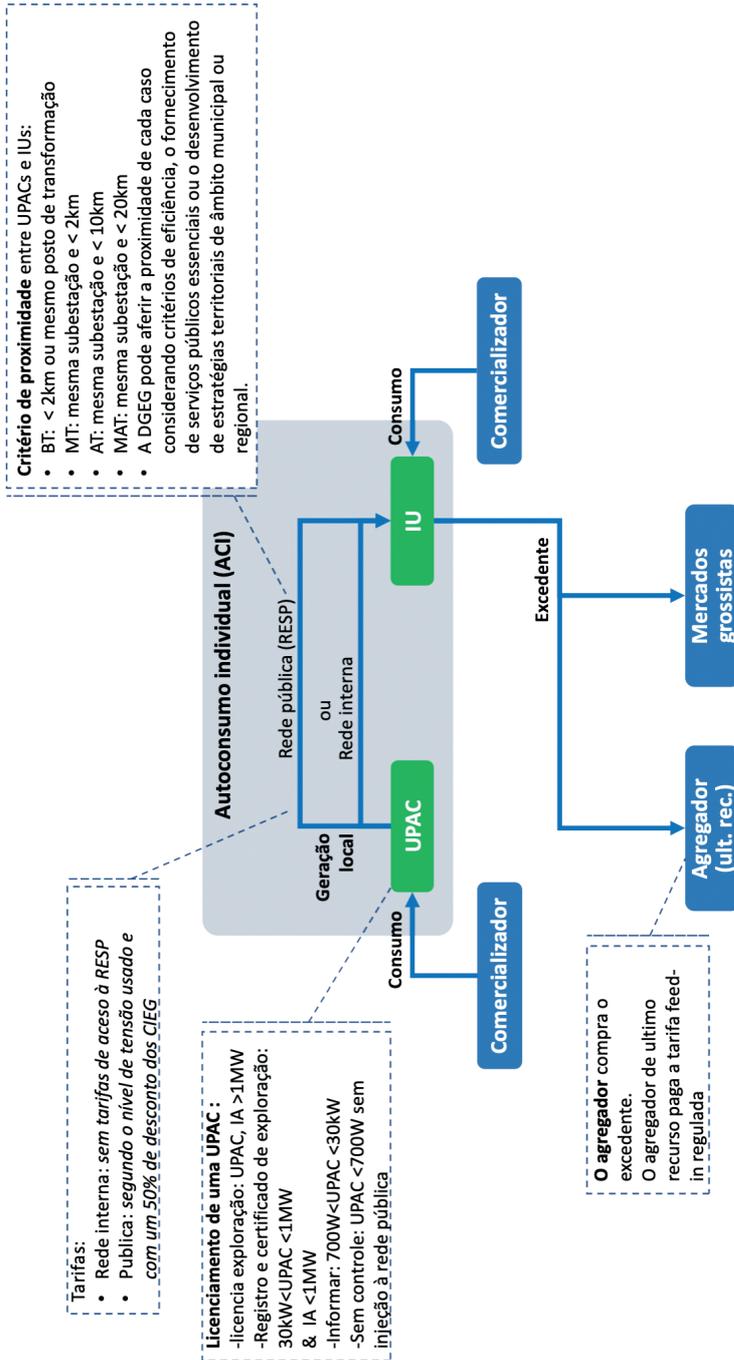


Figura 3 Elementos básicos do autoconsumo individual, elaboração própria.

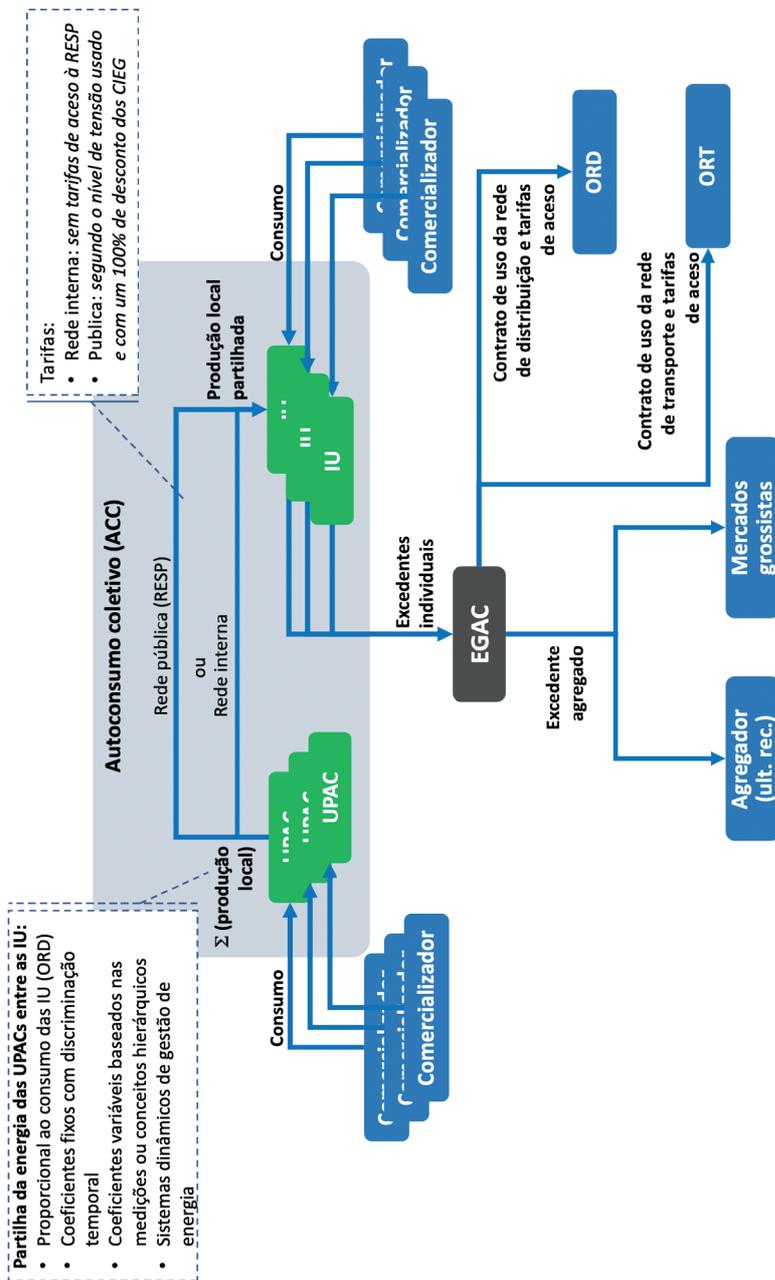


Figura 4 Elementos básicos do autoconsumo coletivo, elaboração própria.

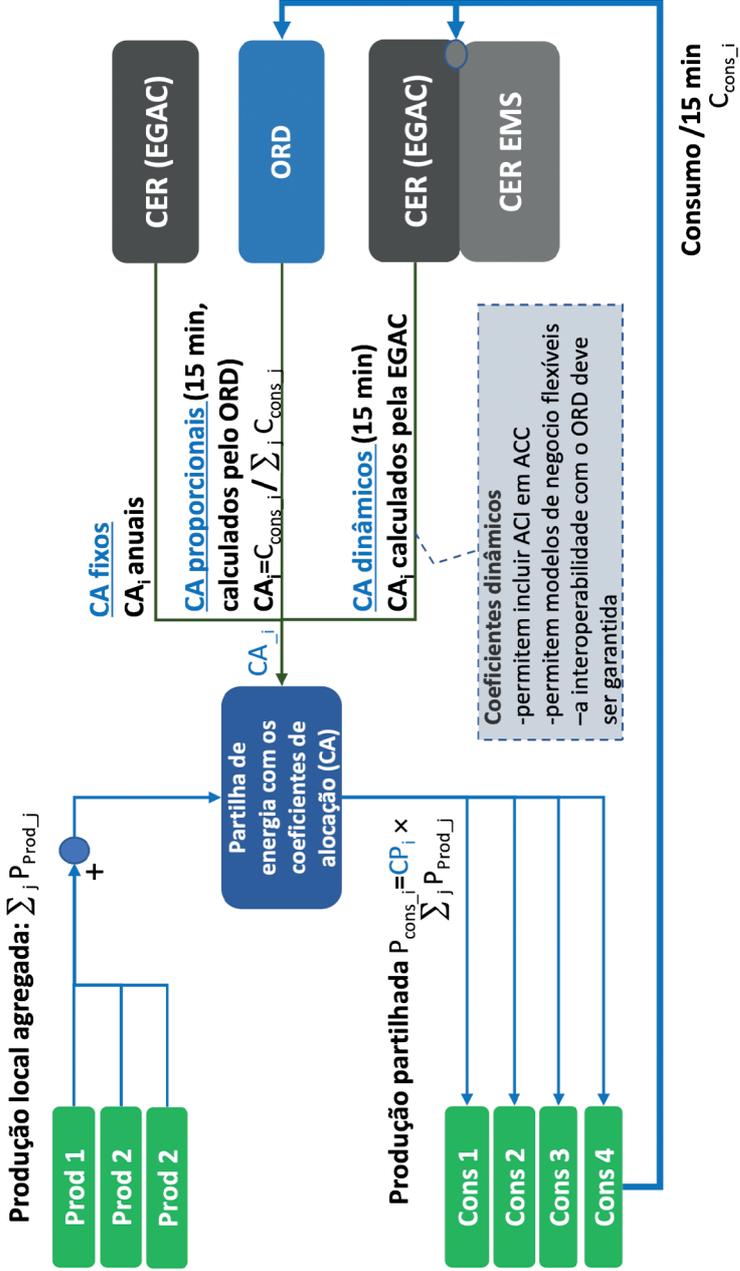


Figura 5 Elementos básicos do autoconsumo coletivo, elaboração própria.

## Regras básicas do autoconsumo coletivo e partilha de energia

A Figura 4 mostra os elementos básicos do ACC. Os critérios de licenciamento das UPAC e os critérios de proximidade entre as UPAC e as IU são os mesmos que para um ACI e não estão aqui representados. No ACC, as tarifas a adotar para a energia que é partilhada usando a rede pública tem um desconto adicional de 100% nos CIEG. O ACC deve ser gerido por uma EGAC que agrega os excedentes individuais e os vende diretamente no mercado grossista ou através de um agregador. Esta figura resume também os possíveis mecanismos de partilha de energia, que são a seguir explicados.

O mecanismo para a partilha de energia foi atualizado na *última* legislação portuguesa, o DL15/2022, que substitui o anterior DL162/2019, e podem ser representados conforme descrito na Figura 5.

Estes mecanismos de partilha são os seguintes:

- No caso de não se dispor de outros coeficientes (por não ter sido definidos ou enviados pela EGAC), o ORD aplica *coeficientes de alocação (CA) proporcionais* ao seu consumo para partilhar a energia gerada localmente entre as IU. Terá que ser a Entidade Reguladora dos Sistemas Energéticos (ERSE) a detalhar como estes coeficientes deverão ser calculados.
- Partilha baseada em *coeficientes fixos*, que podem ter discriminação temporal e ser diferentes dependendo dos tipos de dias ou estações do ano. Estes coeficientes só podem mudar-se quando existirem mudanças na estrutura do ACC que assim o requeiram.
- Partilha baseada em *coeficientes variáveis* pode ser definida com base em critérios de hierarquização em combinação ou não com outros coeficientes. Terá de ser a ERSE a concretizar os procedimentos para o envio destes coeficientes ao ORD.
- Partilha efetuada com base a *sistemas específicos de gestão dinâmica*, que possibilitem a monitorização, controlo e gestão dinâmica de energia, em tempo real, com vista à otimização dos fluxos energéticos, culminando no envio de *coeficientes dinâmicos* ao ORD.

Os coeficientes variáveis e os sistemas de gestão dinâmica de energia são melhorias do DL15/2022 face ao DL162/2019 há muito esperadas, já que possibilitam o desenvolvimento de autoconsumos mais eficientes,

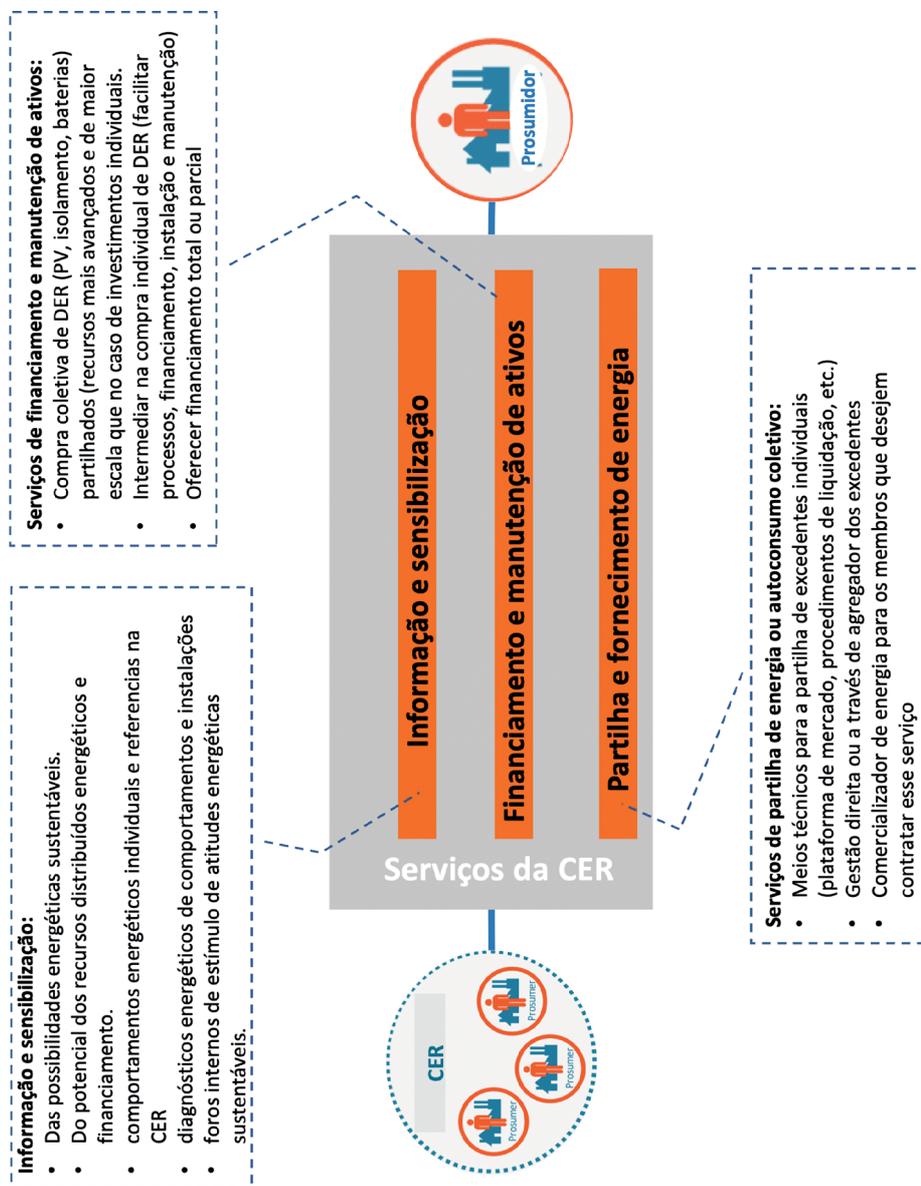
permitindo considerar a partilha dos meios de produção locais, e o desenvolvimento de novos e mais avançados modelos de negócio de partilha de energia.

## Serviços energéticos oferecidos pelas comunidades de energia

### Visão geral dos serviços

As CER podem ter a capacidade de oferecer um conjunto de serviços energéticos aos seus membros que facilitam a participação e o papel ativo dos consumidores finais no sistema energético. Os trabalhos da USEF ([3] [4]) são de especial interesse na caracterização e descrição destes serviços. Com base nessas referências, a Figura 6 (adaptada de [3]) mostra uma classificação desses serviços, que são descritos de seguida.

- *Serviços de informação e sensibilização*: as CER, que são definidas pela regulação como estruturas organizativas com fins ambientais, sociais e económicos (mas sem fins lucrativos), podem fornecer serviços orientados a potenciar esses objetivos [5]. Alguns deles são, por exemplo:
  - Informar sobre as possibilidades energéticas sustentáveis.
  - Informar sobre o potencial dos recursos distribuídos energéticos em concordância com os serviços de financiamento.
  - Fornecer dados dos comportamentos energéticos individuais, assim como de comportamentos energéticos de referência baseados nos outros membros da CER, para incentivar comportamentos energéticos mais eficientes e alinhados com as necessidades do sistema.
  - Fornecer diagnósticos energéticos de comportamentos e instalações dos membros para potenciar melhorias.
  - Criar foros internos de estímulo para o conhecimento e atitudes energéticas sustentáveis.
- *Serviços de financiamento e manutenção de ativos*: as CER, com melhor capacidade de negociação de financiamento que os membros individuais, podem contribuir para oferecer com os seguintes serviços:



**Figura 6** Serviços energéticos das comunidades de energia renovável, adaptado de [4].

- Compra coletiva de recursos para o autoconsumo (painéis solares, materiais para isolamento, baterias, etc.) para recursos partilhados. O investimento coletivo mediante a partilha dos recursos permite investir em recursos mais avançados e de maior capacidade que os investimentos individuais.
- Intermediação na compra individual de recursos para o autoconsumo, facilitando os processos de negociação com os fornecedores para a obtenção de melhores condições de financiamento, instalação e manutenção dos ativos.
- Financiamento total ou parcial das despesas iniciais, complementado com esquemas de reembolso que podem estar integrados no modelo de negócio da própria CER.
- *Serviços de partilha e fornecimento de energia:*
  - Um dos serviços principais é a partilha de energia gerada localmente entre os membros da CER. Assim, os excedentes de energia individuais dos membros de uma CER podem ser partilhados e negociados com o resto dos membros, fomentando um melhor balanceamento entre a procura e a produção local. A CER pode fornecer os meios técnicos (plataforma de mercado, procedimentos de liquidação, etc.) para essas partilhas e potenciais mercados locais, ou intermediar com os fornecedores desses sistemas.
  - A CER, responsável pela gestão do excedente local, pode também funcionar como agregador e vender esses excedentes nos mercados, ou contratar e vender esses excedentes a agregadores que os vendam nos mercados.
  - A CER poderia também adotar o papel de comercializador para os seus membros, substituindo os comercializadores tradicionais, mas com obrigações semelhantes.

## Serviços de flexibilidade

As CER podem ter um contributo importante para a descarbonização progressiva do sistema energético. Por um lado, promovem o uso de energias renováveis descentralizadas reduzindo a dependência energética de fontes não renováveis. Por outro, promovem um papel mais ativo dos

consumidores finais no sistema energético, incentivando a autoprodução, mas também a gestão mais eficiente do consumo que, ajustando-se à produção local, ajuda ao balanceamento geral do sistema.

Este papel ativo no balanceamento e contribuição para o bom funcionamento do sistema energético pode ter lugar mediante o fornecimento de flexibilidade ao sistema, como já foi explicado brevemente na secção 1.1. A flexibilidade, definida habitualmente como a possibilidade de alterar os padrões de geração ou consumo como reação a sinais externos (preço ou sinais de ativação), é um contributo importante para a estabilidade e bom funcionamento do sistema [6].

A Figura 7 mostra os diferentes serviços de flexibilidade que uma CER pode oferecer aos seus membros e aos outros atores do sistema energético.

A *flexibilidade implícita* é o resultado da otimização, habitualmente feita pelas empresas de serviços energéticos (ESCO na terminologia inglesa), dos comportamentos dos membros da CER face aos preços da energia e às tarifas pelo uso das redes. No caso considerado, a própria CER poderia fornecer esses serviços energéticos aos seus membros com base no conhecimento detalhado dos seus comportamentos e as suas sinergias com os dados dos consumos e geração no seio da CER. Essa otimização poderá maximizar o autoconsumo individual e coletivo, reduzir o custo energético total, reduzir as pontas de potência consumida e possivelmente a potência contratada, ou gerir os recursos locais de geração e armazenamento para fornecimento de energia em situações de emergência com funcionamento em ilha sem ligação à rede pública.

A *flexibilidade explícita* pode ser ofertada nos mercados, diretamente pela CER assumindo o papel de agregador ou contratando esse serviço a um agregador externo, e ativada no caso de ser selecionada. Considerando que a CER poderia participar nos mercados como comercializador ou como agregador, o que implica um compromisso de entrega (quer de consumo quer de geração) e responsabilidade pelo desvio incorrido, a flexibilidade disponível poderia ser usada para compensar internamente os desvios estimados aos agentes de mercado mediante a participação nos mercados intradiários de forma a otimizarem os seus portfólios e minimizar os seus desvios. A flexibilidade poderia ser também fornecida aos operadores de rede para serviços de sistema [7] “only the conventional power generation resources connected to the transmission grids were allowed to provide these ASs managed by the transmission system operators (TSOs)”. No caso do ORT, essa flexibilidade poderia ser agregada e oferecida nos mercados de

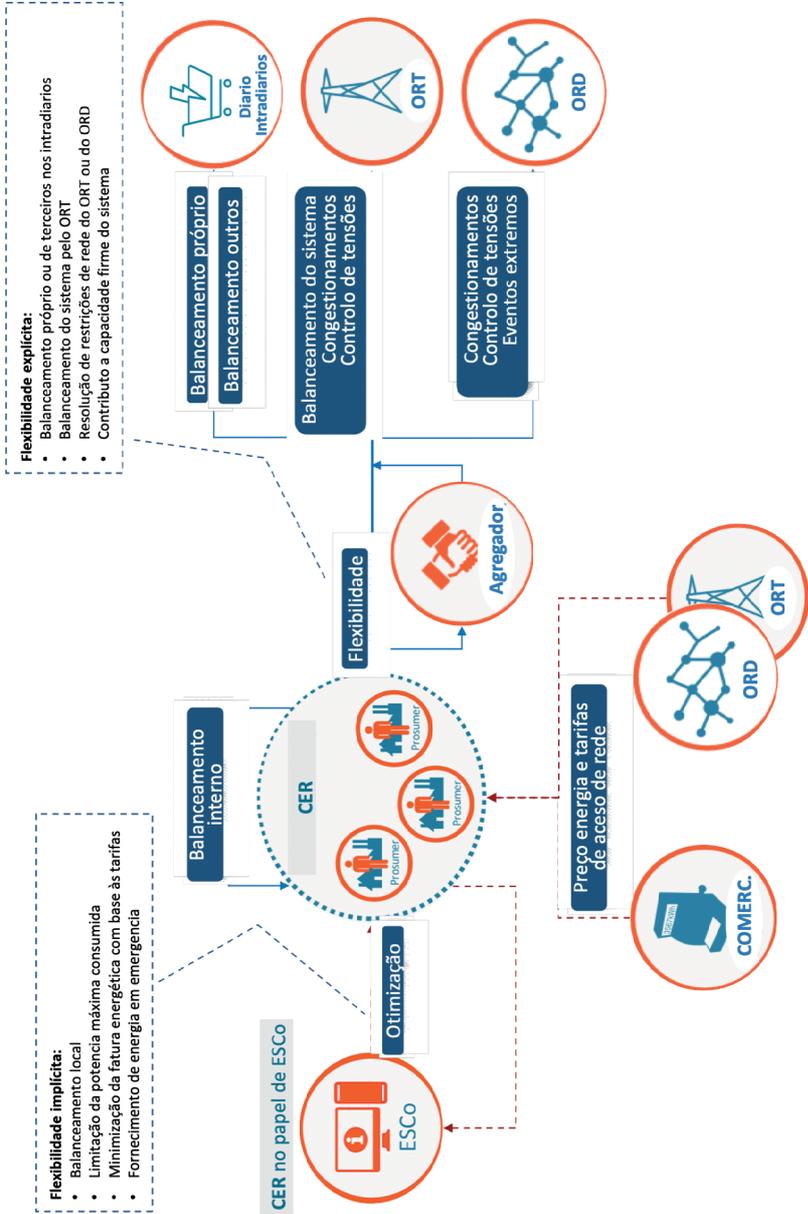


Figura 7 Serviços de flexibilidade das CER, elaboração própria.

reserva de ativação manual para o balanceamento do sistema, ou para a resolução das restrições da rede de transporte (problemas de tensão ou congestionamento das linhas), ou em mercados para garantir a segurança do abastecimento (como ocorre por exemplo em França, onde quer os produtores quer os comercializadores podem participar neste serviço [8]). Não obstante, aferir a capacidade firme que os recursos distribuídos podem fornecer para a adequação do sistema é ainda um problema complexo. A atual regulamentação portuguesa só permite que participem nestes serviços as unidades de geração convencionais (térmicas, hídricas e bombagem), embora algum projeto piloto tenham experimentado fazer o fornecimento de flexibilidade de parte do consumo para a reserva manual [9]. Por último, é espetável que se desenvolvam os mercados de flexibilidade local para dar serviço aos ORD para a resolução das restrições das suas redes, um melhor planeamento futuro das redes onde a flexibilidade disponível pode contribuir para adiar ou evitar investimentos desnecessários, ou mesmo no caso de situações de emergência com funcionamento em ilhas, contribuir para a segurança do abastecimento local.

### **Gestão energética das comunidades de energia e coordenação com o sistema energético**

A gestão interna das CER pode basear-se em mecanismos de gestão centralizados (com base em despachos ótimos dos recursos flexíveis) ou em mecanismos mais descentralizados baseados em mercados locais. Seja com base num sistema de gestão e coordenação centralizado, seja com base em mecanismos de mercado, é preciso depois recorrer a um processo de liquidação que determine os coeficientes de alocação e as compensações financeiras internas com base nas regras internas de partilha e negociação de energia da CER.

O dimensionamento dos recursos individuais ou partilhados dependerá do modelo de negócio e regras de partilha da CER que determinam a sua operação e liquidação financeira.

### **Gestão centralizada**

A gestão de energia centralizada numa CER pode basear-se numa arquitetura semelhante à representada na Figura 8.

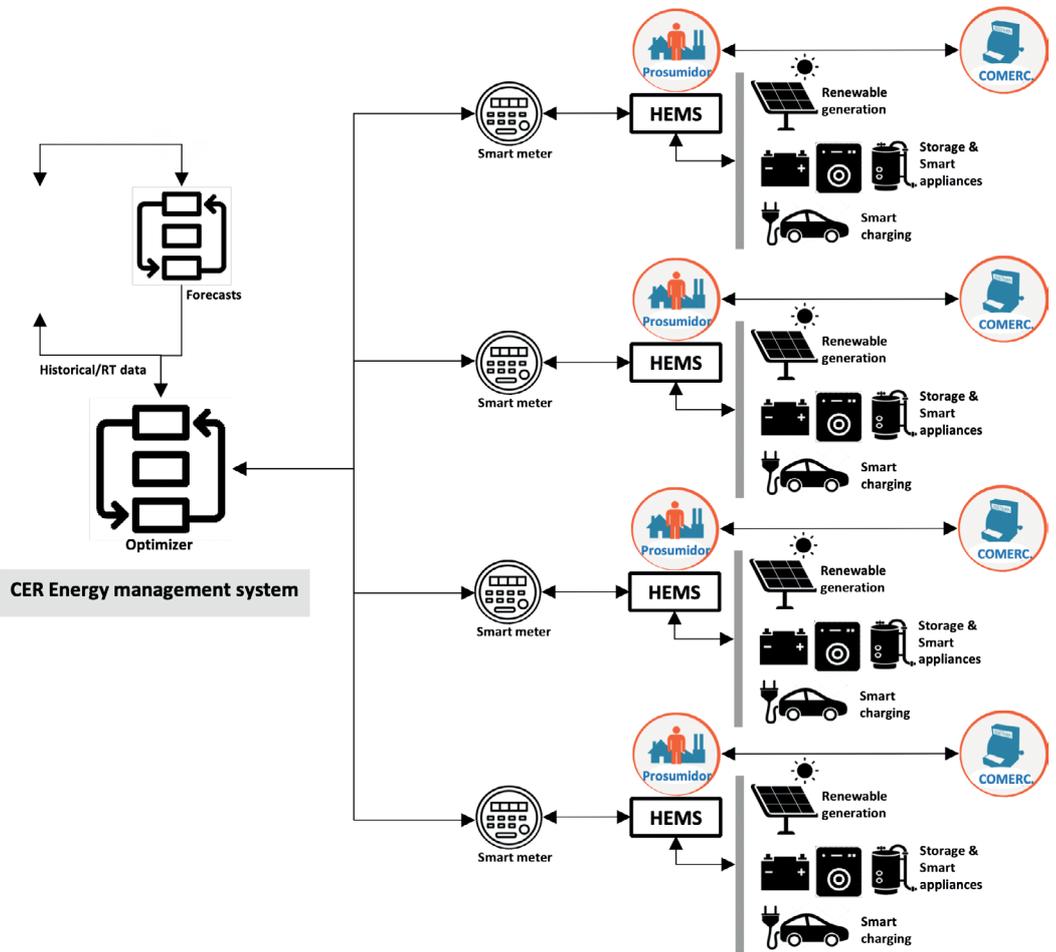


Figura 8 Arquitetura centralizada de gestão de energia, elaboração própria.



Cada membro da CER tem um contador inteligente para recolher, em tempo real, as medições do consumo líquido (consumo menos geração) com a frequência escolhida. Essas medições são usadas para o cálculo dos *setpoints* dos recursos controláveis (recursos flexíveis), e armazenadas para o ajuste dos algoritmos de estimação e para os processos de *settlement* da CER. A frequência mais comum (e a que a regulação portuguesa considera) é a correspondente a um período de amostragem de 15 min. O contador inteligente está ligado aos sistemas de gestão de energia dos prosumidores (*home energy management system* ou HEMS na literatura anglo-saxónica) que controlam, por sua vez, os dispositivos controláveis do prosumidor (baterias, eletrodomésticos inteligentes, termoacumuladores, veículos elétricos com controlo de carregamento, etc).

A gestão centralizada é feita mediante uma otimização contínua sobre uma janela temporal deslizante, como se mostra na Figura 9, com uma estratégia de controlo preditivo.

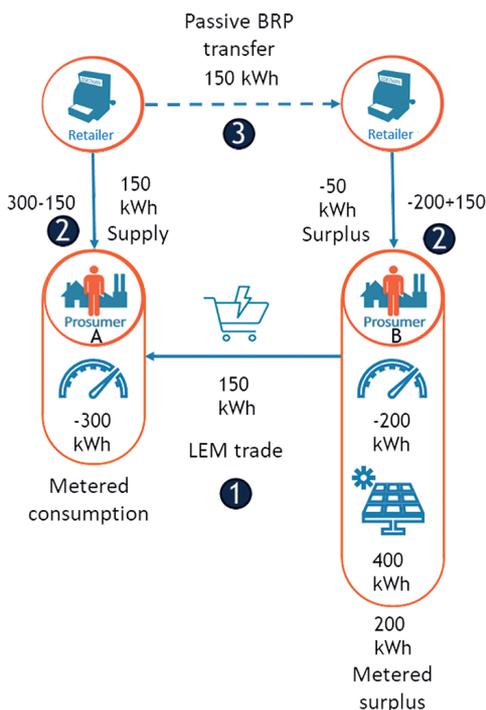
O controlo preditivo estima, para cada intervalo temporal ( $t_i$  na Figura 9) os *setpoints* ótimos para os recursos controláveis (recursos flexíveis) considerando as previsões de consumo e geração dos diferentes dispositivos existentes, assim como os preços e tarifas da energia fornecida externamente pelos respetivos comercializadores e da energia partilhada internamente. A otimização é feita para um horizonte alargado, por exemplo 24 horas, e é executada sempre antes da aplicação dos *setpoints* do próximo intervalo temporal para usar sempre os dados mais atualizados. O objetivo da otimização depende do modelo de negócio de funcionamento da CER, mas, por exemplo, um objetivo habitual pode ser a minimização da fatura energética conjunta dos membros da CER. Alguns trabalhos calculam os *setpoints* como resultado de várias otimizações sequenciais, como por exemplo em [10], onde o primeiro passo otimiza individualmente a fatura energética de cada prosumidor, o segundo minimiza o custo energético conjunto da CER garantindo que o benefício individual dos prosumidores só melhora com relação ao primeiro passo, e o terceiro tem por objetivo garantir a operação segura da rede de distribuição.

## Mercados locais de energia

Como alternativa aos sistemas de gestão centralizada estão os mercados locais de energia (MLE), que possibilitam que prosumidores vizinhos transacionem energia entre si ao invés de a comprar ou vender aos seus

comercializadores e agregadores, os agentes responsáveis do seu balanceamento (*balancing responsible parties* ou BRP). O papel dos BRP é essencial para o balanceamento do sistema, que consiste em minimizar os desvios entre produção e consumo, e atribuir os custos por manter esse balanceamento aos responsáveis dos desvios. Como BRP, os comercializadores são responsáveis por garantir que a energia consumida pelos seus clientes seja igual à energia que compram no MG, e, de maneira semelhante, os agregadores são responsáveis por assegurar que a energia que vendem no MG seja, por sua vez, a energia realmente entregue. Esta integração com o *settlement* do MG é fundamental, uma vez que as transferências locais podem impactar a posição dos BRP dos prosumidores, permitindo que só lhes seja faturado um volume de energia líquido das transações locais.

A Figura 10 [11] mostra um exemplo onde um prosumidor B tem um excedente medido de 200 kWh, vende 150kWh localmente (1), e entrega ao seu



**Figura 10** Impacto das transações locais no settlement grossista, [11].

agregador apenas os 50 kWh restantes (2). Um prosumidor A, que adquire esses 150 kWh vendidos por B, só precisa de comprar ao seu comercializador os 150 kWh restantes dos 300 kWh que consumiu (2). A transação local causa, portanto, uma transferência passiva de energia entre os BRP dos prosumidores no sentido oposto ao contrato local. Com efeito, o BRP do prosumidor A transfere indiretamente 150 kWh para o BRP do prosumidor B (3).

As regras do autoconsumo e dos CA, já explicadas acima, fornecem as bases para essa integração do *settlement* local com o MG. Uma vez que cada prosumidor mantém um contrato de fornecimento com um comercializador e (indiretamente) com um agregador, os CA que permitam considerar as transações locais repassam as transferências locais de energia para os respectivos BRP, como mostra a Figura 10.

Entretanto, devem vir a ser considerados ajustes na regulação atual, pois, apesar de estarem previstos no DL15/2022, a regulamentação atual da ERSE ainda não permite mercados locais e ainda não é flexível o suficiente na aplicação dos CA. Os seguintes pontos, especialmente o primeiro, são fundamentais para viabilização de MLE em Portugal considerado os fundamentos do ACC [12]:

1. Os CA devem poder ser dinâmicos, ou seja, devem poder ser definidos pela comunidade, a qual deve considerar transações locais. Como já explicado, o DL15/2022 parece já considerar esta possibilidade, mas terá de ser a ERSE a definir as regras concretas da sua aplicação.
2. Os CA devem poder assumir valores negativos, desde que a soma de todos os coeficientes iguale 1, o que permitiria que, ao invés de apenas receberem energia alocada pela comunidade, os prosumidores também aloquem energia para a comunidade. Isso permite aos prosumidores vender energia internamente proveniente do próprio comercializador sem necessariamente possuir excedente individual, o que contribui para a concorrência no mercado livre da comercialização.
3. A legislação deve definir outros aspetos fundamentais para legalizar o MLE, como regular a atividade de venda de energia entre pares, a sua tributação e integração no regulamento das relações comerciais.

Considerando esses ajustes, qualquer tipo de MLE constituído numa CER pode ser transformado em transações entre pares, como demonstrado na Figura 11, através dos CA (2) que o responsável da alocação de energia

(ARP) envia após a medição da energia consumida e produzida (1). Apenas depois de receber as medições e os CA é que o TSO calcula o desvio do sistema (4) e repassa os custos aos BRP (5).

Essa ordem significa que a CER possui tempo suficiente para enviar os CA e, portanto, pode permitir transações internas mesmo após a entrega da energia pelos prosumers. Isso significa que, além de MLE semelhantes aos grossistas, onde se negocia a energia que será entregue no futuro, os prosumidores podem negociar entre si, em mercados que chamamos post-delivery [12], a energia que já foi produzida e consumida, sem necessidade de previsões de carga ou geração, como já acontece habitualmente nos contratos que já tem com os seus comercializadores. Nestes mercados só é preciso ofertar os preços a que os participantes estão dispostos a vender ou comprar a energia, e a responsabilidade pelos desvios continua a ser dos respetivos BRP, que podem cobrar por esse serviço nos contratos individuais de fornecimento.

### Liquidação financeira

A Figura 12 mostra o procedimento geral de liquidação financeira dos membros de uma CER, que, na prática, depende da regulação em vigor e do seu modelo de negócio e governança. O cálculo dos coeficientes de partilha permite determinar, para cada membro da CER, no caso de estar a consumir, qual é a parte da energia medida que é fornecida pelo seu comercializador e qual é a parte autoconsumida pela partilha interna (ver secção 1.2.2). O excedente que resulta da diferença entre a produção local das UPAC e dos sistemas de armazenamento que estejam a descarregar e do consumo local, é agregado e gerido pela EGAC, o que leva a uma renda que deve ser partilhada em concordância com as regras da CER, que tipicamente devem considerar as percentagens de propriedade dos membros sobre os recursos que estejam a produzir, assim como as negociações internas para valorizar a energia partilhada localmente. Estes processos são descritos na Figura 12, onde por simplicidade, só foram considerados coeficientes proporcionais ou dinâmicos. Como os coeficientes dinâmicos podem refletir com precisão as regras internas de partilha, a compensação interna limitar-se-á a determinar os pagamentos dos membros da CER que tenham autoconsumido e dos membros da CER que tenham produzido localmente, com base nos acordos financeiros entre eles. Quando a partilha é baseada nos coeficientes proporcionais, é o ORD (de acordo com a legislação atual) o responsável pelos seus cálculos. Neste caso, a EGAC tem de considerar que, para além

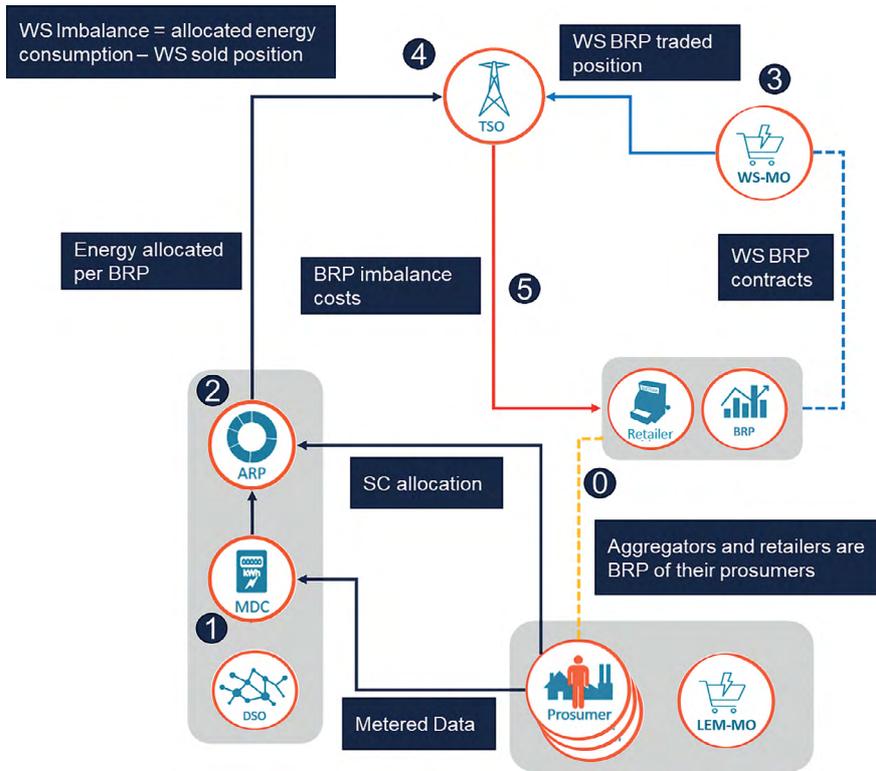


Figura 11 Integração dos CA e settlement do mercado grossista.

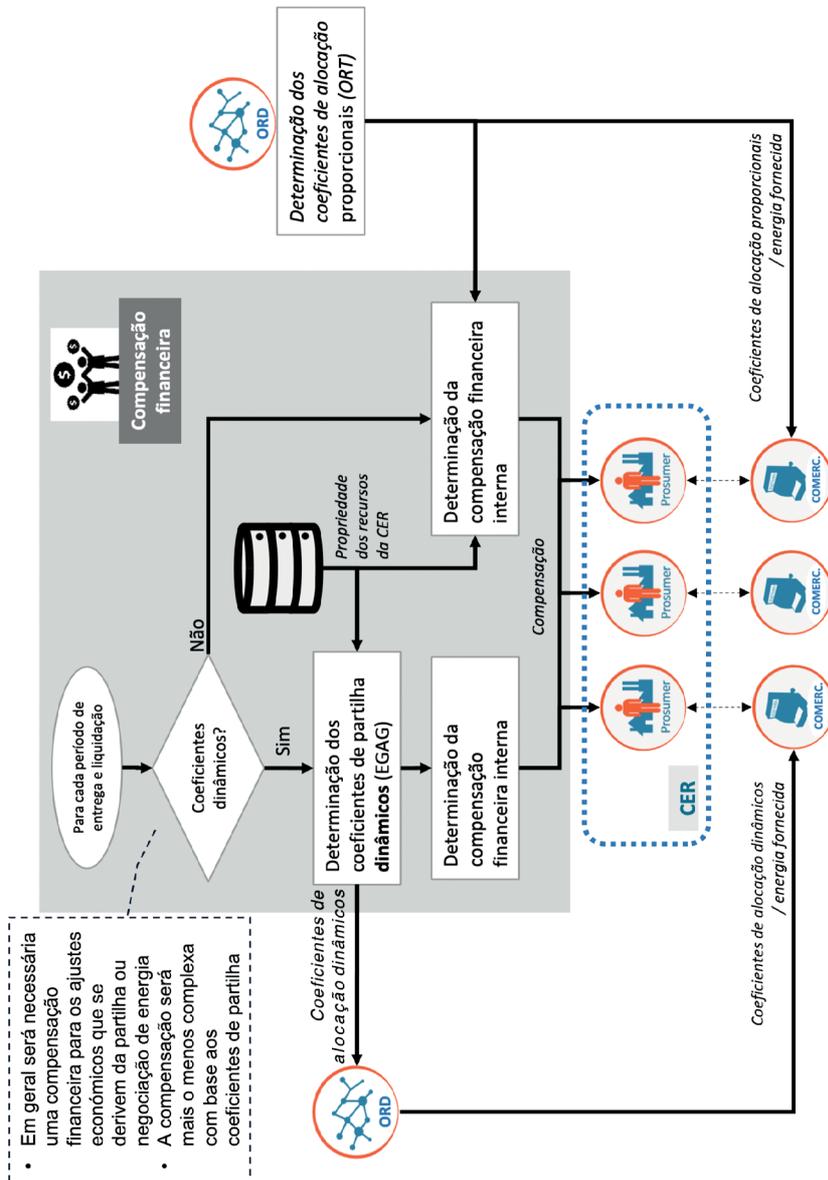


Figura 12 Compensação financeira dos membros de uma CER, elaboração própria.

dos acordos financeiros entre os membros da CER para a partilha interna, é preciso um ajuste para compensar cada membro pela diferença entre a energia alocada pelo ORD e a energia que realmente deveria ter sido alocada com base nas regras de partilha da CER e dos acordos financeiros entre seus membros.

## **Impacto na rede e mercados de flexibilidade**

O incremento da geração renovável distribuída e as alterações nos padrões de comportamento dos prosumidores podem ter um impacto positivo na rede, embora em algumas circunstâncias possa também ser negativo. Com efeito, um comportamento mais ativo para autoproduzir e ajustar o consumo à produção local terá, em geral, um contributo positivo no uso das redes, localizando a geração próxima ao consumo e balanceando melhor consumo com procura, além da contribuição na descarbonização do sistema energético.

No caso dos mercados para os serviços de flexibilidade para a operação do sistema pelo ORT (ver secção 2.2), o progressivo descomissionamento das centrais térmicas, tradicionais fornecedores dessa flexibilidade, exige também a integração progressiva dos recursos distribuídos nesses mercados, em concordância com as diretivas europeias. Essa integração deverá ser, especialmente para os recursos pequenos, através da figura dos agregadores que, ao incluí-los nas suas carteiras, consigam atingir volumes de flexibilidade significativos para os serviços considerados, contribuindo para os serviços de reservas e para o balanceamento do sistema, ou localmente para a resolução de restrições de rede.

Não obstante, estes novos comportamentos implicam também alterações no uso local das redes, com frequência desenhadas de acordo com os antigos modos de funcionamento, que devem agora ser supervisionadas e geridas pelos respetivos operadores dessas redes. No âmbito das CER, os ORD devem ainda atualizar os seus sistemas de previsão com base nestes novos comportamentos, e desenhar as estratégias necessárias para um melhor planeamento e operação dessas redes. Neste contexto, a tradicional estratégia de reforço das linhas pode ser substituída por uma estratégia onde a flexibilidade emergente é integrada nos processos de planeamento e operação das redes. As CER podem contribuir para essa melhor gestão das redes mediante o fornecimento de serviços ao ORD (ver secção 2.2), quer com o fornecimento de flexibilidade para a resolução de congestionamentos ou de problemas de tensão, quer mediante o fornecimento de dados

para a melhoria dos algoritmos de estimação do ORD. Ambos os serviços podem ser monetizados e fornecer um valor adicional à participação ativa nas CER, por exemplo mediante a sua negociação em mercados de flexibilidade. Estes mercados de flexibilidade, no âmbito dos DSO, ainda estão numa fase de investigação e experimentação e não há mercados reais a funcionar além de experiências piloto, muitas como resultado de projetos de investigação financiados a nível europeu. Os reguladores parecem, portanto, ainda à espera de adquirir um melhor conhecimento sobre como deveriam ser reguladas estas CER. Não obstante, espera-se que as CER venham a ser nos próximos anos uma ferramenta essencial para a operação das redes de distribuição neste novo contexto.

## Referências

- [1] Gov Portugal (2022), “Decreto-Lei n.º 15/2022, organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional”. Accessed: Feb. 05, 2022. [Online]. Available: <https://dre.pt/dre/legislacao-consolidada/decreto-lei/2022-177634029>
- [2] “Decreto-Lei n.º 162/2019 | DRE.” <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189> (accessed Jan. 20, 2022).
- [3] USEF (2019) USEF White Paper: Energy and Flexibility Services for Citizens Energy Communities, Feb. 2019. Accessed: Jan. 31, 2021. [Online]. Available: <https://www.usef.energy/app/uploads/2019/02/USEF-White-Paper-Energy-and-Flexibility-Services-for-Citizens-Energy-Communities-final-CM.pdf>
- [4] USEF (2018) USEF White Paper: Flexibility Value Chain, 2018. Accessed: Mar. 08, 2021. [Online]. Available: [https://www.usef.energy/app/uploads/2018/11/USEF-White-paper-Flexibility-Value-Chain-2018-version-1.0\\_Oct18.pdf](https://www.usef.energy/app/uploads/2018/11/USEF-White-paper-Flexibility-Value-Chain-2018-version-1.0_Oct18.pdf)
- [5] R. Rocha, J. Villar, and R. J. Bessa (2019) Business models for Peer-to-Peer Energy Markets, in *16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Sep. 2019, pp. 1–6. doi: 10/gjq3jb.
- [6] J. Villar, R. Bessa, and M. Matos (2018) Flexibility products and markets: Literature review, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 154, pp. 329–340, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2017.09.005.
- [7] R. Silva, E. Alves, R. Ferreira, J. Villar, and C. Gouveia (2021) Characterization of TSO and DSO Grid System Services and TSO-DSO Basic Coordination Mechanisms in the Current Decarbonization Context, *Energies*, vol. 14, no. 15, Art. no. 15, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14154451.
- [8] “French Capacity Market, Report accompanying the draft rules,” Apr. 2014.
- [9] DRE: Diretiva n.º 6/2020, *Diário da República Eletrónico*. <https://dre.pt/dre/legislacao-consolidada/decreto-lei/2022-177634029> (accessed Feb. 24, 2022).
- [10] R. Rocha, F. Retorta, J. Mello, R. Silva, C. Gouveia, and J. Villar (2022) Grid flexibility services from local energy markets: a three-stage model, presented at the ICEE – Energy & Environment: Bringing together Economics and Engineering, Jun. 2022. [Online]. Available: <https://icee2022.fep.up.pt/>
- [11] J. Mello and J. Villar (2022) Integrating flexibility and energy local markets with wholesale balancing responsibilities in the context of renewable energy communities (invited paper for special session), presented at the ICEE – Energy & Environment: Bringing together Economics and Engineering, Jun. 2022. [Online]. Available: <https://icee2022.fep.up.pt/>
- [12] J. Mello, J. Villar, and J. T. Saraiva (2022) Conciliating the settlement of local energy markets with self-consumption regulations,” Submitted to a Journal review.