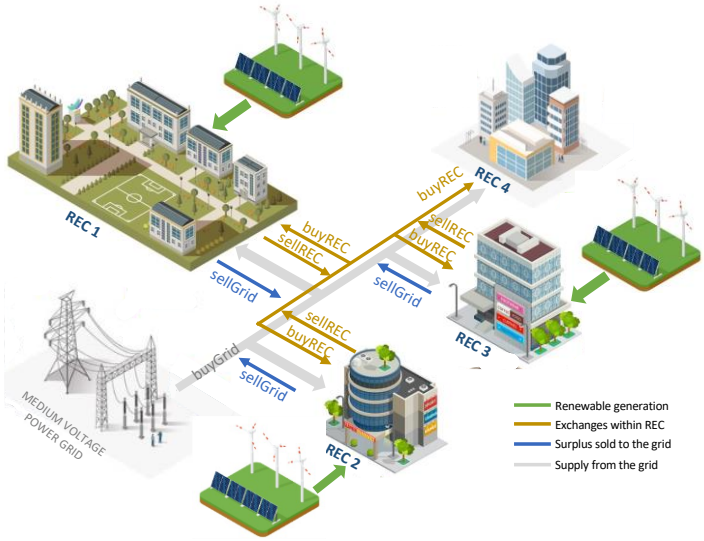
Departamento de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação (DEEEA)




# Comunidades de Energia Renovável

# Decisão ótima de investimento em energia solar fotovoltaica/eólica e partilha eficiente de eletricidade verde entre membros

Inês Pequito Marques Carvalho

(Licenciada em Engenheira Eletrotécnica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Ramo de Energia

Orientadores:

Prof. Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa

Doutor José Villar Collado

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

1º Vogal: Prof. Doutora Cristina Inês Camus

2º Vogal: Prof. Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa

**Setembro 2023**

# Agradecimentos

A realização desta dissertação final do *Mestrado em Engenharia Eletrotécnica no Ramo da Energia*, contou com importantes contributos e incentivos, sem os quais não seria possível a sua elaboração e pelos quais estarei eternamente grata.

Ao Professor Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa, por toda a orientação e conhecimentos transmitidos, por toda a disponibilidade, por nunca me deixar sentir sem apoio ou preocupada com a conclusão deste documento, pela total colaboração na execução desta dissertação, bem como nos restantes documentos publicados, referentes ao mesmo projeto e por todas as palavras de incentivo.

Ao Doutor José Villar Collado pelo total apoio, colaboração e disponibilidade no desenvolver desta dissertação e nos restantes artigos, a esta associados.

Ao Professor Doutor João Lagarto por toda a ajuda e esclarecimentos prestados, pela disponibilidade e colaboração na execução do modelo matemático apresentado neste documento e implementação do mesmo no software GAMS.

À minha colega Bruna Henriques, por todo o companheirismo, pela ajuda ao longo de toda a licenciatura e mestrado, por toda a força transmitida ao longo destes últimos cinco anos, que foi sem dúvida fulcral para concluir esta etapa da minha vida, e por toda a amizade, à qual estarei eternamente grata.

Aos meus pais, Angélica Pequito e Fernando Carvalho, e avós, Rosa Pequito e Vitor Pequito, que nunca duvidaram das minhas capacidades, mesmo quando eu duvidava, que sempre me apoiaram incondicionalmente em todas as etapas do meu percurso académico. Agradeço por toda a inspiração e força que me transmitem diariamente.

Ao meu namorado, Tomás Loureiro, que sempre acreditou nas minhas capacidades, sempre me apoiou, que me lembrou de descansar, quando disso precisava, e que nunca me deixou esquecer das minhas metas e objetivos.

Aos meus amigos que nunca deixaram de acreditar em mim e que sempre me ajudaram a desanuviar dos estudos e a aprender a descansar.

# Resumo

As *Comunidades de Energia Renovável* (CER) são um motor importante para a transição energética, de modo a que seja promovida a produção de energia renovável de uma forma rentável e para envolver os cidadãos com uma participação ativa na produção de energia. Dimensionar e operar uma CER requer modelos para apoiar decisões de investimento e partilha operacional.

Neste contexto, o presente trabalho apresenta um modelo para os investimentos ótimos e decisões de operação de um CER com simulações de cenários de *Autoconsumo Coletivo* e *Autoconsumo Individual* para avaliar o impacto trazido pelo *Autoconsumo Coletivo.* Um caso real de membros produtores existentes é apresentado para testar e validar o modelo baseado numa CER com quatro membros.

O modelo calcula a capacidade ótima de cada tecnologia, nomeadamente solar fotovoltaica e eólica, bem como a energia partilhada em cada período de tempo, tendo em conta os constrangimentos locais, tais como as condições físicas disponíveis no local para projetos renováveis.

Resultados comparativos do *Autoconsumo Coletivo* e do *Autoconsumo Individual* são utilizados para avaliar o valor acrescentado trazido pelas CER em relação ao paradigma do *Autoconsumo Individual*.

**Palavras-chave** - Comunidades de Energias Renovável, Autoconsumo, Recursos Renováveis Distribuídos, Decisão de Investimento, Otimização, Economia Energética.

# Abstract

Renewable energy communities (REC) are an important driver for the energy transition to foster renewable energy production in a cost-effective way and to engage citizens with an active participation in the energy production. Sizing and operating a REC requires models to support investment and operational sharing decisions.

In this context, the current work presents a model for the optimal investments and operation decisions of a REC with simulations of collective and individual self-consumption (ISC) scenarios to assess the impact brought by collective self-consumption (CSC) over ISC. A real word use case is presented to test and validate the model based on a REC with four members.

The model computes the optimal capacity of each technology, namely solar PV and wind, as well as the shared energy in each time period, while taking into account local constraints such as the available on-site physical conditions for renewable projects.

Comparative results from CSC and ISC and used to evaluate the added value brought by RECs over the ISC paradigm.

**Keywords** - Renewable Energy Communities, Self-consumption, Renewable Distributed Resources, Investment Decision, Optimization, Energy Economics.

# Índice

**Agradecimentos** ... iii
**Resumo** ... v
**Abstract** ... vii
**Índice de Tabelas** ... xi
**Índice de Figuras** ... xi
**Símbolos** ... xiv
**Siglas e Acrónimos** ... xvii
**1. Introdução** ... 2
**2. Integração eficiente de fontes de energia renovável no sistema elétrico** ... 7
2.1. As Comunidades de Energia Renovável (CER) ... 7
2.2. A flexibilidade do lado da procura de energia como resposta ao problema ... 10
2.3. Mercado Ibérico de Eletricidade ... 13
2.4. Caracterização do caso de uso ... 14
**3. Metodologia** ... 17
3.1. Formulação do modelo ... 17
**4. Caso de estudo** ... 23
4.1. Implementação do modelo ... 23
4.1.1. Dados de entrada do modelo ... 23
4.1.1.1. Consumo ... 23
4.1.1.2. Produção renovável ... 24
4.1.1.3. Preços e tarifas ... 24
4.1.1.4. Potências ... 27
4.1.1.5. Custos e Características das tecnologias ... 28
4.1.1.6. Obtenção de resultados ... 29
4.1.1.7. Cálculos pós-processamento ... 30
**5. Resultados** ... 41
5.1. Autoconsumo Coletivo ... 41
5.2. Modelo de autoconsumo individual ... 47
5.3. Comparação de resultados ... 51
5.3.1. Preço capturado ... 54

**6. Conclusões** ..... 59
**Referências** ..... 63
**Anexos** ..... 69

# Índice de Tabelas

Tabela 1 - Tarifa de energia por cada membro da CER. ..... 25
Tabela 2 - Tarifa de venda de energia dentro da CER por cada membro. ..... 26
Tabela 3 - Potência instalada máxima por tecnologia de cada membro. ..... 27
Tabela 4 - Potência instalada máxima total de cada membro (PV e Eólica). ..... 27
Tabela 5 - Potência instalada mínima total de cada membro. ..... 28
Tabela 6 - Investimento específico das tecnologias. ..... 28
Tabela 7 - Tempo de vida das tecnologias. ..... 29
Tabela 8 - Tarifa de energia por cada membro j da CER. ..... 35
Tabela 9 – Potência Instalada por tecnologia de cada membro (Autoconsumo Coletivo). ..... 41
Tabela 10 – Potência Instalada por tecnologia de cada membro (Autoconsumo Individual). ..... 47
Tabela 11 - Comparação do Custo Total de ambos os modelos. ..... 51
Tabela 12 - CRF e LCOE obtidos em ambos os modelos. ..... 52
Tabela 13 - Potência adicional instalada por tecnologia de cada membro ao Autoconsumo Coletivo em relação ao Autoconsumo Individual. ..... 53
Tabela 14 – Comparação do fluxo de energia da CER entre o Autoconsumo Coletivo e o Autoconsumo Individual. ..... 54
Tabela 15 - Preço capturado por membro i e tecnologia r do Autoconsumo Coletivo. ..... 55
Tabela 16 - Preço capturado por membro i e tecnologia r do Autoconsumo Individual. ..... 55

# Índice de Figuras

Figura 1 - Esquematização do projeto desenvolvido pela FlexUnity, Fonte: [43] ..... 11
Figura 2 - Inputs e outputs do serviço Piclo Energy, Fonte: [44]. ..... 13
Figura 3 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 1 (Autoconsumo Coletivo). ..... 42
Figura 4 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 2 (Autoconsumo Coletivo). ..... 43
Figura 5 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 3 (Autoconsumo Coletivo). ..... 44
Figura 6 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 4 (Autoconsumo Coletivo). ..... 44
Figura 7 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de outubro pelo membro da CER 1 (Autoconsumo Coletivo). ..... 45
Figura 8 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 1 [MWh] (Autoconsumo Coletivo). ..... 46
Figura 9 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 2 [MWh] (Autoconsumo Coletivo). ..... 46
Figura 10 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 3 [MWh] (Autoconsumo Coletivo). ..... 46

Figura 11 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 4 [MWh] (Autoconsumo Coletivo). ..... 46
Figura 12 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 1 (Autoconsumo Individual). ..... 48
Figura 13 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 2 (Autoconsumo Individual). ..... 48
Figura 14 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 3 (Autoconsumo Individual). ..... 49
Figura 15 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 4 (Autoconsumo Individual). ..... 49
Figura 16 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de outubro pelo membro da CER 1 (Autoconsumo Individual). ..... 50
Figura 17 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 1 [MWh] (Autoconsumo Individual). ..... 50
Figura 18 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 2 [MWh] (Autoconsumo Individual). ..... 50
Figura 19 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 3 [MWh] (Autoconsumo Individual). ..... 51
Figura 20 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 4 [MWh] (Autoconsumo Individual). ..... 51

# Símbolos

| | |
|---|---|
| $CO_2$ | Dióxido de Carbono |
| $t$ | Períodos de tempo $(h)$ |
| $i$ | Membros da CER |
| $r$ | Tecnologias renováveis |
| $P_{i,r}$ | Potência instalada pelo membro $i$ da tecnologia renovável $(kW)$ |
| $buyGrid_{t,i}$ | Consumo de energia a partir da rede do membro $i$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $buyREC_{t,i}$ | Compra de energia da CER pelo membro $i$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $sellREC_{t,i}$ | Venda de energia à CER pelo membro $i$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $sellDAM_{t,i}$ | Venda de energia ao mercado diário (DAM) pelo membro $i$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $D_{t,i}$ | Consumo de energia do membro $i$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $Renew_{t,r}$ | Produção de energia da tecnologia renovável $r$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $P_{i,r_{min}}$ | Potência mínima instalada pelo membro $i$ da tecnologia renovável $k$ $(kW)$ |
| $P_{i,r_{max}}$ | Potência máxima instalada pelo membro $i$ da tecnologia renovável $k$ $(kW)$ |
| $P_{\max total_i}$ | Potência máxima total instalada pelo membro $i$ $(kW)$ |
| $T_{grid_{t,i}}$ | Tarifa energia do membro $i$ no período $t$ $(€/kWh)$ |
| $CRF_r$ | Custo atualizado do investimento na tecnologia renovável $r$ por unidade de potência instalada $(€/kW)$ |
| $T_t^{SC}$ | Tarifa de acesso às redes de autoconsumo $(€/kWh)$ |
| $EGAC^F$ | Custo fixo da gestão da EGAC $(€/ano)$ |
| $EGAC^V$ | Custo variável da gestão da EGAC $(€/kW)$ |
| $Capex_r$ | Investimento específico das tecnologias $(€/kW)$ |
| $S_{DAM}$ | Preço de venda de eletricidade em mercado (€) |
| $\alpha$ | Taxa de desconto intertemporal |
| $\tau_r$ | Tempo de vida útil da tecnologia $r$ $(anos)$ |
| $T_{sellREC_{r,i}}$ | Tarifa de eletricidade produzida e vendida dentro da CER pelo membro $i$ da tecnologia renovável $k$ $(€/kW)$ |
| $LCOE_k$ | LCOE com origem na tecnologia renovável $r$ $(€/MWh)$ |
| $shareGrid_{t,i}$ | Proporção de energia consumida pelo membro $i$ no período $t$ que é comprada à rede |

| | |
|---|---|
| $shareAutoCons_{t,i}$ | Proporção de energia consumida pelo membro $i$ no período $t$ que é proveniente do autoconsumo |
| $shareREC_{t,i}$ | Proporção de energia consumida pelo membro $i$ no período $t$ que é comprada a outros membros da CER |
| $control_{t,i}$ | Proporção total de energia do membro $i$ no período $t$ |
| $R_{t,i,r}$ | Produção renovável do membro $i$ da tecnologia renovável $r$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $PV_i$ | Produção total de PV do membro $i$ $(kW)$ |
| $EOL_i$ | Produção total de EOL do membro $i$ $(kW)$ |
| $R_{t,i}$ | Produção renovável do membro $i$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $R_i$ | Produção renovável total do membro $i$ $(kW)$ |
| $D_i$ | Consumo total do membro $i$ $(kW)$ |
| $SC_i$ | Energia produzida pelo membro $i$ que é autoconsumida $(kWh)$ |
| $maxconsump_i$ | Ponta de consumo do membro $i$ $(kW)$ |
| $sr_{t,i,r}$ | Proporção da produção renovável $r$ no período $t$ (share renewable) |
| $SC_{t,i}$ | Autoconsumo do membro $i$ $(kWh)$ |
| $SC_{t,i,r}$ | Autoconsumo do membro $i$ com origem na tecnologia renovável $r$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $sbuyREC_{t,i}$ | Proporção da energia comprada à CER pelo membro $i$ do total da energia comprada à CER no período $t$ (share buyCER) |
| $sellREC_{t,i,j}$ | Energia partilhada pelo membro $i$ com o membro $j$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $sellREC_{t,i,j,r}$ | Energia partilhada pelo membro $i$ com o membro $j$ com origem na tecnologia renovável $r$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $sellDAM_{t,i,r}$ | Energia vendida pelo membro $i$ ao mercado (DAM) com origem na tecnologia renovável $r$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $RP_{i,r}$ | *Preço capturado* do membro $i$ com origem na tecnologia renovável $r$ $(€/MWh)$ |

# Siglas e Acrónimos

| | |
|---|---|
| UE | União Europeia |
| CER | Comunidades de Energia Renovável |
| IA | Inteligência Artificial |
| TSO | Operador de Sistemas de Transmissão |
| BRP | Entidade Responsável pelo Balanço |
| MIBEL | Mercado Ibérico de Eletricidade |
| OMI | Operador de Mercado Ibérico |
| OMIE | Operador de Mercado Ibérico – Polo Espanhol |
| OMIP | Operador de Mercado Ibérico – Polo Português |
| GAMS | General Algebraic Modeling System |
| DAM | Day-Ahead Market |
| EGAC | Custos de Gestão do Gestor da Comunidade de Energia Renovável |
| CRF | Fator de Recuperação de Capital |
| PVGIS | Photovoltaic Geographical Information System |
| LCOE | Levelized Cost of Energy |

# Capítulo 1

## Introdução

# 1. Introdução

Os regulamentos da União Europeia (UE) relativos a Comunidades de Energia Renovável (CER) e autoconsumo incluídos nas diretivas (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho e (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho [1] e [2] foram transpostos para os regulamentos nacionais pelos estados-membros da UE, de modo a adaptar as suas legislações nacionais sobre o autoconsumo. Estes regulamentos definem os principais conceitos relacionados com o autoconsumo individual e coletivo e as regras que regem a operacionalização destas estruturas, tais como os requisitos de proximidade entre os membros, os mecanismos de partilha de energia e tratamento dos excedentes de energia, as tarifas a pagar pela energia autoconsumida e outros aspetos organizacionais, tais como regras de dimensionamento e licenciamento de ativos, requisitos de medição, dados a serem trocados e responsabilidades das partes [3] ,[4] e [5]. Além disso, a recente proposta de reforma da UE [6] afirma que os consumidores finais devem ter o direito de partilhar energia renovável diretamente, sem a necessidade de criar comunidades de energia, reduzindo barreiras e incentivando ainda mais o desenvolvimento de estruturas de autoconsumo capacitando os consumidores para se tornarem participantes ativos do sistema de energia.

Neste contexto, são necessárias ferramentas para incentivar e facilitar o desenvolvimento de estruturas de autoconsumo e comunidades energéticas, como ferramentas de dimensionamento/investimento e avaliação económica e plataformas digitais [7] para operação.

As ferramentas de dimensionamento e avaliação económica otimizam benefícios individuais ou coletivos, dependendo dos modelos de negócios selecionados [8]–[10]. Os modelos de negócio dependem, entre outros fatores, dos mecanismos de financiamento à disposição dos potenciais membros, do seu perfil de investidores ativos ou não ativos ou das regras de partilha de energia. No final, o modelo de negócio define os custos e benefícios a serem considerados no processo de otimização, como os custos de investimento, os custos das trocas de energia com a rede [11]–[14], os custos anuais equivalentes de investimentos [11], [14]–[17], os custos relacionados com a gestão e utilidade da procura [15], ou mesmo penalidades para considerar outros objetivos, como confiabilidade [17]–[20].

A operação da CER pode ser abordada com várias estratégias, como as baseadas em mercado (muitas vezes suportadas por *blockchain*), onde os pares decidem livremente os valores que estão dispostos a comprar ou vender e os preços num mercado local [21], [22], abordagens pós-mercado de entrega, adequados para simplificar e automatizar o processo dos membros, especialmente quando nenhuma flexibilidade é despachada [23], [24], ou abordagens de otimização centralizada quando existem recursos flexíveis que podem ser despachados. Nesta última categoria, se a repartição coletiva de benefícios também for abordada, então uma possibilidade é definir um preço interno, seja com

mecanismos de precificação *ad-hoc* ou com base nas variáveis duais das restrições dos balanços energéticos internos [23], [25]–[29]. Além disso, alguns trabalhos incluem restrições para garantir que os benefícios individuais que resultam da otimização coletiva são superiores àqueles que resultariam de um comportamento individual ótimo [5]. Observe que, ao modelar a operação da CER num problema de investimento, os modelos baseados em otimizações centralizadas podem ser usados, para modelar um comportamento de mercado, por se esperar que a CER seja operacionalizada da mesma maneira.

Este trabalho dá continuidade a [30], que propõe um modelo de investimento para o promotor ou desenvolvedor de uma CER. Esta nova abordagem inclui a possibilidade de todos os membros da CER investirem em instalações de produção de energia solar e eólica. O modelo analisado neste estudo baseia-se na minimização do custo total da CER considerando os custos de investimento em capacidade de produção renovável, as tarifas de compra no *retail* de cada membro da CER, a possibilidade de cada membro da CER ser abastecido pelo seu comercializador de energia, ou internamente por outros membros da CER (Autoconsumo Coletivo), as tarifas de acesso ao autoconsumo a aplicar à energia autoconsumida e o preço de venda do excedente agregado da CER. O modelo proposto é descrito e aplicado a um estudo de caso real para a sua validação e discussão de resultados, com o cálculo e análise de indicadores económicos.

O segundo capítulo do presente documento consiste na *Integração eficiente de fontes de energia renovável no sistema elétrico*, referente ao estado da arte, no qual é feito um enquadramento do problema em questão, bem como mencionados outros avanços tecnológicos desenvolvidos por outros autores para a resolução do mesmo.

No terceiro capítulo é descrita a *Metodologia* com a *Formulação do modelo* desenvolvido em resposta ao problema.

Relativamente ao quarto capítulo, *Caso de estudo*, este contém a *Implementação do modelo* e os *Dados de entrada do modelo*, ou seja, o *Consumo*, a *Produção renovável*, os *Preços e tarifas*, as *Potências*, os *Custos e características das tecnologias*, a *Obtenção de resultados* e os *Cálculos pós-processamento*.

O quinto capítulo serve para demonstrar os *Resultados* obtidos e analisá-los, de modo a validar a metodologia proposta no presente documento.

O sexto capítulo consiste na *Conclusão* do documento, no qual são efetuadas as ponderações acerca da validade da metodologia sugerida neste documento em resposta ao problema indicado.

Após os capítulos são indicadas as *Referências* usadas como suporte na elaboração deste documento.

Por último, após as *Referências* encontram-se os *Anexos*, com os gráficos mensais obtidos com o modelo proposto. Alguns dos gráficos presentes nos *Anexos* são descritos e analisados no sexto capítulo.

# Capítulo 2

## Integração eficiente de fontes de energia renovável no sistema elétrico

# 2. Integração eficiente de fontes de energia renovável no sistema elétrico

A implementação da produção de energia renovável no mercado de energia elétrica é hoje uma realidade e prevê-se que num futuro próximo a energia consumida na Europa seja 100% renovável, segundo o estudo [31].

Como tal, existem alguns aspetos a ter em conta. A produção de energia elétrica renovável provém de fontes voláteis, como o sol, o vento, a água. Deste modo, ao considerarmos um panorama de produção de energia proveniente de uma matéria-prima que não é possível de controlar, como o sol e o vento, é necessário ter em conta que o abastecimento de energia ao consumidor pode vir a tornar-se um desafio e, como tal, é importante completar o setor de fornecimento de energia com ferramentas de estimação mais capacitadas e flexibilidade centralizada (*utility scale*) e distribuída (que poderá ser agregada).

A resposta a este problema, basear-se-á numa combinação de recursos, quer centralizados, quer distribuídos, e não em soluções individuais. Isto é, os planos estratégicos para uma inteligente e sustentável inserção da produção de mais energia renovável no setor elétrico, terá como solução a conjunção de todos os recursos disponíveis: uma produção hídrica melhorada com maiores capacidades de armazenamento, baterias, centrais de pico para flexibilidade pontual e flexibilidade distribuída também do lado do consumidor de energia.

Uma maior eficiência energética com uma resposta ativa da procura irá contribuir para os momentos de escassa produção energética. A comunidade científica encontra-se comprometida na investigação e busca de soluções para o presente problema.

## 2.1. As Comunidades de Energia Renovável (CER)

Nos últimos anos, na Europa, as diretivas apresentadas apontam para as Comunidades de Energia Renovável (CER) como mais uma estratégia de descarbonização. O *Fit for 55* [32] tornou-se num grande ponto de viragem para a realidade das CER, visto que o seu objetivo se baseia em alcançar a redução de emissões de gás de efeito estufa em pelo menos 55% até 2030.

Em [33] é defendido que, com as novas leis, surgirá na União Europeia (UE) uma maior necessidade de flexibilidade na rede e uma melhor gestão de riscos, melhorando a cooperação transfronteiriça, o que conduzirá a um ambiente mais limpo, mais estável e mais competitivo no setor elétrico em toda a Europa. Com as novas regras apresentadas, a eletricidade pode ser comercializada mais próxima do

tempo real. Os consumidores precisam de encontrar-se no centro de um sistema energético renovado da UE, melhores regras irão promover-lhes mais flexibilidade distribuída e protegê-los melhor, mas também permitir-lhes tomarem as suas próprias decisões sobre como produzir, armazenar, vender ou partilhar a sua própria energia. Mais controlo e mais acesso para os consumidores traduzir-se-á em melhor qualidade de vida e melhores finanças. Esta democratização da energia poderá também contribuir para aliviar a pobreza energética e proteger os cidadãos mais vulneráveis.

É também defendido em [33] que, com as novas regras aplicadas, os consumidores irão considerar mais facilmente a possibilidade de investir em energia renovável, em especial em painéis solares e depois consumir, armazenar ou vender a energia que produzem. Já existem estudos que demostram que as famílias podem economizar nos custos de energia instalando sistemas de painéis solares [34], recuperando o custo total do seu investimento num curto período de tempo (4 a 10 anos) [35].

A *Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho*, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a *Diretiva 2012/27/UE* [2], no Artigo 9, indica que a UE conseguirá alcançar as suas metas em matéria de energia renovável com maior eficácia através da criação de um enquadramento de mercado que recompense a flexibilidade e a inovação e, no Artigo 10, o qual prevê que o papel dos consumidores é essencial para se atingir o grau de flexibilidade necessário para adaptar a rede de eletricidade a uma produção de eletricidade renovável, variável e distribuída. Uma concorrência sã nos mercados de retalho será essencial para garantir a implementação de novos serviços inovadores, orientados para o mercado, dirigidos às necessidades e às capacidades em constante evolução dos consumidores, e aumentando simultaneamente a flexibilidade do sistema.

As CER (Comunidades de Energia Renovável), no documento *(UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho* [2], Artigo 43, são definidas como sendo soluções viáveis de produção de energia, e transformam as comunidades de cidadãos, para a energia, num modo eficaz e rentável dando resposta às necessidades e expetativas dos habitantes no que respeita a fontes de energia e a serviços, assim como à participação local, oferecendo a todos os consumidores uma opção de participação direta na produção, consumo ou partilha de energia. É definido também que as CER centram-se na partilha de energia renovável, a preços acessíveis, aos seus membros ou titulares de participações sociais, em vez de darem prioridade à realização de lucros, como é o caso das empresas de eletricidade tradicionais, podendo promover a eficiência energética a nível de consumidores domésticos e ajudar a combater a carência energética através da redução dos consumos e de tarifas de comercialização mais baixas.

Ainda no Artigo [1] *Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu*, é referido que os membros das comunidades não deverão ficar isentos de custos, encargos, taxas ou impostos relevantes que, em situação genérica, seriam suportados pelos consumidores finais que não sejam membros de uma

comunidade ou pelos produtores em situação similar, ou no caso de ser a infraestrutura da rede pública a utilizada para essas transferências energéticas.

No documento *(UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho* [2], Artigo 39, são definidas as regras pelas quais as agregações independentes devem ser estruturadas, pelo que os clientes deverão poder aproveitar plenamente as vantagens da agregação da produção e da comercialização em regiões mais vastas e beneficiar da concorrência transfronteiriça, sendo que os Estados-Membros deverão ter a faculdade de escolher o modelo de execução e a abordagem de governação adequados para a agregação independente, respeitando os princípios gerais estabelecidos nesta diretiva, de modo a que o modelo escolhido contenha regras transparentes e equitativas, permitindo aos agregadores independentes desempenharem o seu papel de intermediários e assegurar que o cliente final beneficie de forma adequada das suas atividades.

Existem diferentes abordagens de Comunidades de Energia Renovável a serem estudadas e testadas na comunidade científica. Uma abordagem bastante semelhante à estudada no presente documento é referida em [36], onde é analisada uma comunidade *microgrid*, no qual é proposto um modelo de um mercado local, onde os preços são determinados através de uma abordagem de maximização do bem-estar social cumprindo a estrutura de preços marginais, através da rede de energia elétrica (sem rede própria). É considerada também a introdução do critério *Pareto-superior*, de modo a garantir condições não penalizadoras para os membros da comunidade, estimulando a sua participação voluntária na comunidade.

Um conceito semelhante ao analisado no presente documento, que está a ser grande objeto de estudo é o de efetuar a compra de energia diretamente ao vendedor, isto é, as trocas de energia são realizadas diretamente entre consumidores e *prosumers*, conhecida como a troca de energia *Peer-to-Peer*. Esta compra e venda de energia é efetuada sem necessidade de um intermediário que efetue este controlo. No documento [37], *Blockchain based sustainable local energy trading considering home energy management and demurrage mechanism*, é efetuada uma análise do método *Peer-to-Peer* e é apresentada a tecnologia *Blockchain* como resposta à necessidade de segurança de informação, às fugas de informação, à privacidade e à perda de informação que podem surgir da utilização deste método. Esta tecnologia, que se encontra em constante evolução, traz um novo potencial para projetos de rede descentralizados e fornece estruturas transparentes e fáceis de usar, criando oportunidades para os clientes de energia estarem envolvidos na tomada de decisões sobre quem fornece a sua energia e as tecnologias usadas para gerá-la, no entanto, apresenta bastantes custos de desenvolvimento e pode apresentar elevados custos energéticos.

A EDP, como comercializador de energia, apresenta uma solução interessante para o problema energético enfrentado - *Os Bairros Solares* [38]. Um Bairro Solar é uma comunidade onde se produz e partilha energia solar renovável, existindo dois tipos de membros num Bairro Solar:

- os produtores, que têm espaço disponível para a instalação dos painéis solares que irão produzir energia para todos os membros do Bairro e receber parte dessa energia, com um desconto;
- os vizinhos, que vivem próximo dos produtores e que recebem igualmente parte da energia produzida e também beneficiam de um desconto sobre essa energia.

A quantidade de painéis solares a instalar no Bairro depende, essencialmente, do espaço disponível no produtor para a sua instalação e da existência de vizinhos na proximidade que possam receber parte da energia produzida no Bairro. Na generalidade, qualquer vizinho, desde que cumpra os critérios de elegibilidade, nos quais é referida uma distância máxima para a partilha de energia, pode aderir a um Bairro.

A *Energia Unida* apresenta o mesmo conceito que o descrito no presente documento, financiando a 100% a instalação de painéis solares [39]. Deste modo, os novos produtores não irão incorrer num desperdício da energia que produzem (a energia excedida seria vendida ao agregador de último recurso), se um dia baixarem o seu consumo, rentabilizam a restante energia ao partilhá-la com a Comunidade, obtendo uma maior receita do que se a vendessem diretamente à rede. Este projeto não só se responsabiliza pela instalação dos painéis solares no espaço determinado como também suporta a instalação ao longo de todo o processo. Este contributo é crucial para a redução das emissões de $CO_2$ para o consumo e partilha de energia 100% renovável, para a contribuição da diminuição da pegada carbónica da comunidade e para uma redução de preço na fatura da eletricidade para toda a Comunidade de Energia.

A *GO FLEX* apresenta um projeto [40] que visa criar um conjunto integrado de tecnologias que proporcione soluções atrativas para todos os intervenientes do mercado energético que pretendam utilizar, fornecer ou comercializar de forma inteligente, a flexibilidade como sendo um serviço, incluindo uma aplicação de mercado de flexibilidade e um serviço adicional baseado numa solução *cloud*. O elemento central da *tecnologia GO FLEX* é uma plataforma integrada de blocos de construção de *hardware* e *software*, que são conectados por meio de interfaces abertas.

## 2.2. A flexibilidade do lado da procura de energia como resposta ao problema

É sabido do artigo V*aluating flexibility as a service to electrical distribution system operators* [41] que a opção de um serviço de flexibilidade, em resposta ao problema do planeamento da distribuição, é rentável, sob uma análise do custo do investimento e dos benefícios do plano apresentado no referido estudo.

Em [42] é proposta a utilização da gestão de carga por parte do consumidor de energia, distribuindo a utilização de energia ao longo de um dia. O objetivo deste plano energético, do ponto de vista do operador de rede, é sugerir um perfil de potência para uma carga flexível para aumentar o consumo de energia renovável e, deste modo, reduzir o consumo de energia comprada ao comercializador de energia, que seria compensada com fontes de energia alternativas. Enquanto isto, é necessário ter em consideração que o plano de energia é somente útil se tiver em conta o consumo do consumidor, isto é, considerar as restrições de carga e flexibilidade do mesmo. O consumidor pode apresentar diferentes níveis de flexibilidade, mediante mudanças no seu plano energético que variem ao longo do tempo.

Em [42] é definido o planeamento da alocação das cargas do consumidor. Considerando a disponibilidade da energia renovável e a função de custo do consumidor, obtém-se um plano energético que tem em conta a maximização da absorção de energia renovável e os custos associados à procura energética dos consumidores. Neste documento é assumido que o plano energético é utilizado como um meio para aumentar a utilização de energia renovável, permitindo ao mesmo tempo que o consumidor expresse a sua flexibilidade, de modo a poder alterar o seu plano energético para aquele que lhe é mais favorável. O planeamento de energia com base no método horizontal, permite ajustar o plano previamente estabelecido (o plano inicial deste artigo), de modo a corresponder às novas previsões.

O projeto *FlexUnity* [43] visa implantar novos serviços para revendedores e agregadores de energia, melhorados pela tecnologia *Virtual Power Plant* capacitada com algoritmos de IA, que podem ser focados em minimizar o custo da energia comprada no mercado e otimizar o uso de energias renováveis distribuídas do distribuidor de energia ou CER.

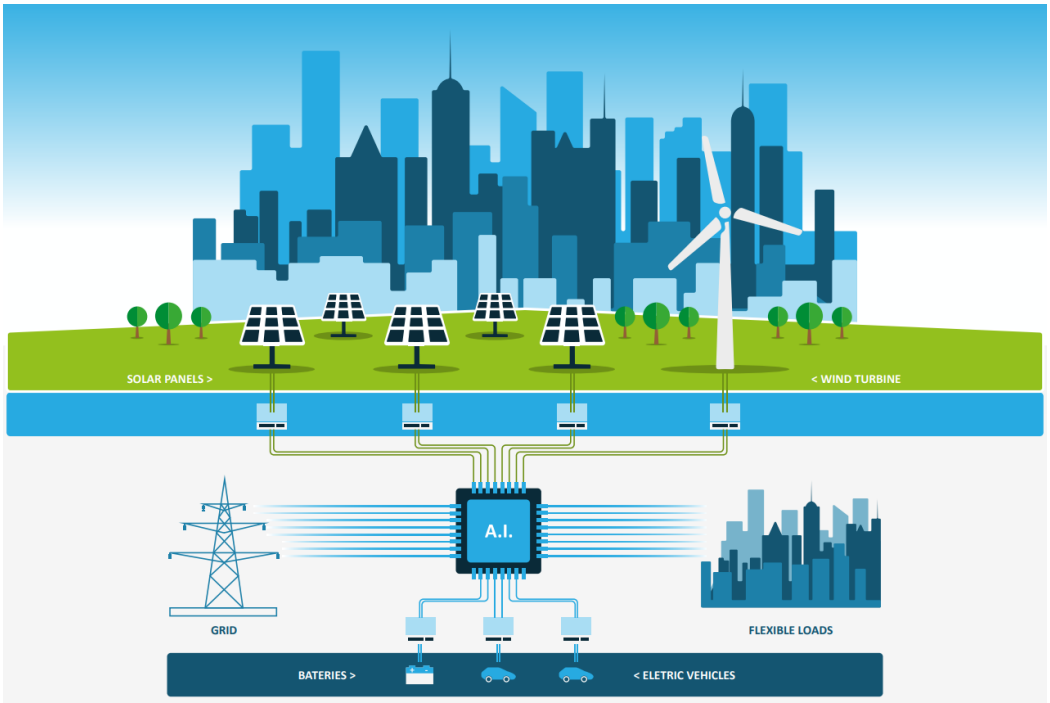



*Figura 1 - Esquematização do projeto desenvolvido pela FlexUnity, Fonte:* [43]

Na Figura 1 encontra-se esquematizado o projeto desenvolvido pela *FlexUnity*, que apresenta um mecanismo de pool de flexibilidade otimizado com mecanismos de IA, que permitem a gestão de energia e flexibilidade, em conformidade com a maximização das receitas de serviços públicos no nível da comunidade e dos requisitos dinâmicos de conforto e energia do consumidor de energia final. Culminando num painel atraente e informativo para o consumidor final e aplicativos apoiados pelo mecanismo de *blockchain*. *FlexUnity* apresenta também um novo desenho de mercado e novos serviços de energia para acomodar ofertas de flexibilidade agregada. Com a definição de opções tarifárias inovadoras que irão garantir o envolvimento do consumidor final e facilitar a sua participação nos sinais do mercado, além de reduzir o período de retorno dos investimentos em energia fotovoltaica e baterias e otimizar a energia.

A resposta implícita à procura é definida em [43] como um programa baseado no preço que é apresentado aos clientes, com a oportunidade de selecionar métodos de preços variáveis no tempo com base no seu consumo. Assim, a resposta implícita à procura funciona como uma oferta dinâmica de preços, que se reflete no preço da eletricidade em diferentes momentos do dia, dependendo das restrições de produção e consumo. Paralelamente, o cliente é livre de reagir a estas alterações sem qualquer compromisso ou obrigação. A precificação em tempo real permite que os clientes ajustem os seus consumos conforme são avisados previamente com as tarifas.

As ofertas explícitas de resposta à procura são negociadas e vendidas em mercados grossistas, mercados de capacidade e de compensação, sendo normalmente estabelecidas e reguladas pelo operador da rede.

Em [43], a agregação é permitida nos mercados diário e intradiário, destacando-se o eventual desenvolvimento no sentido da integração de agregadores em mercado. No entanto, por obrigação do TSO (Operador de Sistemas de transmissão), a BRP (Entidade Responsável pelo Balanço) deve enviar carteiras de energia desagregadas das unidades sob o seu controlo. Por exemplo, uma unidade de geração de energia eólica pode ter várias instalações, mas deve estar sob a responsabilidade de uma BRP. Em Espanha, uma BRP pode ter unidades de produção, grossistas ou BRP de terceiros que representam as unidades geradoras ou consumidoras. A liquidação de desequilíbrios aloca os custos dos desequilíbrios aos BRP que provocam esses desequilíbrios. Em Espanha, a liquidação de desvios é realizada para cada carteira BRP e para cada período de liquidação horária.

Outro projeto bastante interessante implementado internacionalmente é o *Piclo Energy* [44], que consiste numa plataforma *cloud* que contempla a oferta de serviços integrados.

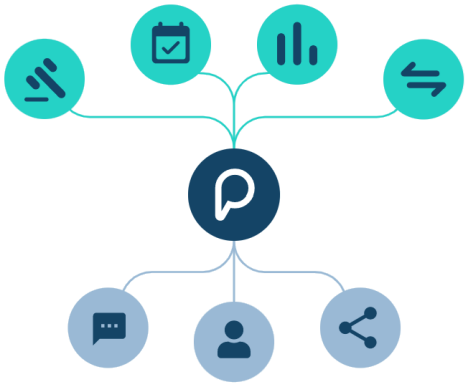


*Figura 2 - Inputs e outputs do serviço Piclo Energy, Fonte:* [44]

Na Figura 2 encontram-se demonstrados os inputs e outputs que compõem o serviço *Piclo Flex*, que consiste num mercado que oferece suporte aos operadores de sistemas de energia no processo de aquisição e flexibilidade operacional. A plataforma é composta por uma série de módulos funcionais que os operadores podem subscrever, com base nas necessidades de flexibilidade e no grau de automatização dos processos necessários. As CER, tal como outros consumidores ligados na rede de distribuição, poderão vir a participar no futuro mercado de flexibilidade através do projeto *Piclo Flex*.

Através da plataforma *Piclo Flex*, a E-REDES lançou no final de 2022 o projeto *FIRMe* [45], com o objetivo de se adaptar às exigências de integração do uso da flexibilidade na operação do sistema, testar o mercado através da sensibilização dos agentes (prestadores de serviços de flexibilidade – FSP) e encorajá-los a participar neste novo mercado local de flexibilidade. Com esta plataforma são disponibilizadas as necessidades e oportunidades que surgem da utilização de flexibilidade na rede. Todos os agentes de mercado, inclusive as CER, podem participar nas oportunidades prestadas pela *FIRMe*.

## 2.3. Mercado Ibérico de Eletricidade

O *MIBEL* (Mercado Ibérico de Eletricidade) é definido em [46] como sendo o impulsionador da harmonização de um conjunto de procedimentos, regras e condições económicas/técnicas entre Portugal e Espanha. Foi aquando da criação do *MIBEL* que fora definida a criação de um Operador de Mercado Ibérico (OMI), responsável pela gestão dos mercados organizados desta entidade, sendo que esta assentaria numa estrutura bipolar interligada:

- O OMIE (polo espanhol) com a competência da gestão do mercado diário e intradiário;
- O OMIP (polo português) encarregue da gestão dos mercados a prazo.

O modelo formulado no presente documento não se encontra em vias de integrar o mercado intradiário, que é gerido pelo OMIE, no qual são realizadas as transações de compra e venda, decorrentes da participação dos agentes de mercado nas sessões que agregam, numa lógica de *market splitting*, as zonas espanhola e portuguesa do *MIBEL*. No entanto, pretende-se que em trabalhos futuros, o modelo proposto se encontre preparado para a integração no mercado intradiário.
A CER proposta no modelo definido no presente documento vende o seu excedente de eletricidade a preço de mercado através de um comercializador/agregador.

## 2.4. Caracterização do caso de uso

O artigo [30] descreve um caso de um estudo real, para o qual foi elaborado um modelo de uma Comunidade de Energia Renovável (CER) composta por quatro membros. Três dos membros referidos são produtores e consumidores de energia (*prosumers*), ao passo que o quarto membro é somente consumidor de energia elétrica. O objetivo desta comunidade é que os membros possam consumir a energia que eles mesmos estejam a produzir e, quando exista excedente, este seja vendido aos outros membros da CER ao preço de venda estipulado, ou à rede elétrica ao preço de mercado quando os restantes membros não necessitam de mais energia. Quando não há energia suficiente a ser produzida na CER para satisfazer as cargas dos quatro membros, então a energia adicional necessária é comprada à rede ao preço de tarifa do respetivo comercializador de energia de cada membro da CER.

Em [30] foi elaborado um modelo em *GAMS* que otimiza a potência a ser instalada na CER, bem como o preço de venda interno. O presente documento basear-se-á nas mesmas condições de estudo do artigo [30], no entanto, o modelo matemático proposto é diferente, considerando mais custos reais e tornando possível a análise de mais trocas energéticas.

Esta nova abordagem tem como objetivo a maximização do benefício coletivo da CER e a minimização do custo de investimento com base numa gestão centralizada. Esta gestão é feita pelo membro investidor da CER, podendo apresentar custos de gestão e pagar as tarifas de rede pelo autoconsumo.

# Capítulo 3

## Metodologia

# 3. Metodologia

De modo a dar resposta ao problema indicado no capítulo 1, foi concebido um *Modelo* e implementado no software GAMS, de modo a analisá-lo e validá-lo, através de valores de produção fotovoltaica e eólica reais, das respetivas cargas de consumo e das características físicas do local em análise.

Neste capítulo será apresentado o modelo concebido neste projeto, em resposta aos problemas de investimento presentes, isto é:

- Para uma determinada CER, tendo em conta o espaço físico disponível de cada membro para a instalação de potência renovável (fotovoltaica e/ou eólica), o valor monetário que está disposto a investir e o seu consumo, qual a potência a instalar por tecnologia renovável?
- Tendo em conta a potência produzida por cada membro, qual a quantidade de energia que cada um vende/compra aos restantes membros da CER?
- Tendo em conta a potência produzida por cada membro e a quantidade de energia que cada um vende aos restantes membros da CER, qual a energia remanescente que é vendida em mercado?
- Considerando a energia necessária a cada membro e que não há energia disponível para compra dentro da CER, quanta energia é comprada aos respetivos comercializadores de energia?
- Considerando todo o panorama geral de investimento e compra e venda de energia ao longo de um ano, qual é o custo energético total da CER?
- Após a caracterização da potência ótima instalada em cada membro da CER, qual a caracterização de investimento total da mesma?

De modo a responder aos problemas acima descritos foi formulado um modelo, descrito no subcapítulo seguinte.

## 3.1. Formulação do modelo

Como mencionado, pretende-se formular e implementar um modelo capaz de responder aos problemas de investimento descritos.

O modelo desenvolvido e apresentado neste estudo evolui de uma contribuição anterior [30] de um modelo de planeamento de uma Comunidade de Energia Renovável com um único membro investidor. Neste novo modelo, todos os membros da CER são potencialmente membros investidores, para que

possam investir em capacidade de produção de energia renovável, nomeadamente fotovoltaica e eólica, para autoconsumo individual e coletivo.

O modelo é formulado como uma minimização dos custos globais anualizados de fornecimento de eletricidade, considerando, como negativas, eventuais receitas de venda do excedente de eletricidade à rede a preços de *Day-Ahead Market* (DAM). A função objetivo inclui:

i. os custos de investimento anualizados da capacidade renovável instalada de cada membro da CER e o custo de instalação do kW de potência renovável;
ii. o custo da eletricidade fornecida pelos comercializadores de energia da rede principal;
iii. os custos variáveis da partilha de eletricidade entre os membros da CER que inclui os custos de gestão do gestor da comunidade (EGAC), a tarifa de autoconsumo e o preço da venda de energia de cada membro dentro da CER;
iv. o custo fixo do EGAC;
v. as receitas provenientes do excesso de eletricidade vendida à rede.

Nesta configuração, considera-se que a capacidade renovável instalada encontra-se localizada atrás do contador de cada membro da CER investidor, pelo que a tarifa de autoconsumo não se aplica a esta eletricidade de autoconsumo, que não utiliza a rede pública. A tarifa de autoconsumo aplica-se apenas à energia elétrica partilhada entre os membros da CER, considerando que todos os membros se encontram no mesmo nível de tensão.

O problema de otimização em questão, que corresponde às decisões operacionais e de investimento dos membros da CER, apresenta a seguinte formulação matemática:

$$\min C = \overbrace{\sum_r Capex_r CRF_r \sum_i P_{i,r}}^{\text{Custo de investimento nas tecnologias renováveis (i.)}} + \overbrace{\sum_t \sum_i buyGrid_{t,i} T_{grid_{t,i}}}^{\text{Custo da energia comprada à rede (ii.)}} + \overbrace{\sum_t (T_t^{SC} + EGAC^V) \sum_i \left(buyREC_{t,i}\right)}^{\text{Custo da tarifa de acesso às redes do autoconsumo da CER e custo variável da EGAC (iii.)}} + \underbrace{EGAC^F}_{\text{Custo fixo da EGAC (iv.)}} - \underbrace{S_{DAM} \sum_t \sum_i sellDAM_{t,i}}_{\text{Receita da venda do excedente da CER em mercado (v.)}} \tag{1}$$

Sujeito a:

$$D_{t,i} = \sum_r Renew_{t,r} P_{i,r} + buyGrid_{t,i} + buyREC_{t,i} - sellREC_{t,i} - sellDAM_{t,i} \quad \forall_{t,i} \tag{2}$$

$$\sum_i buyREC_{t,i} = \sum_i sellREC_{t,i} \quad \forall_t \tag{3}$$

$$P_{i,r_{min}} \leq P_{i,r} \leq P_{i,r_{max}} \quad \forall_{i,r} \tag{4}$$

$$\sum_{r} P_{i,r} \leq P_{\max total_i} \ \forall_i \tag{5}$$

$$buyGrid_{t,i}\,, buyREC_{t,i}\,, sellREC_{t,i}\,, sellDAM_{t,i} \ \geq 0 \quad \forall_{i,t} \tag{6}$$

Em que:

Índices:

| | |
|---|---|
| $t$ | Períodos de tempo $(h)$ |
| $i$ | Membros da CER |
| $r$ | Tecnologias renováveis |

Energia e potência:

| | |
|---|---|
| $C$ | Custo total da Comunidade de Energia Renovável $(€/ano)$ |
| $P_{i,r}$ | Potência instalada pelo membro $i$ da tecnologia renovável $k$ $(kW)$ |
| $buyGrid_{t,i}$ | Consumo de energia a partir da rede do membro $i$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $buyREC_{t,i}$ | Compra de energia da CER pelo membro $i$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $sellREC_{t,i}$ | Venda de energia e à CER pelo membro $i$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $sellDAM_{t,i}$ | Venda de energia e ao mercado diário (DAM) pelo membro $i$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $D_{t,i}$ | Consumo de energia do membro $i$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $Renew_{t,r}$ | Produção de energia da tecnologia renovável $r$ no período $t$ $(kWh)$ |
| $P_{i,r_{min}}$ | Potência mínima instalada pelo membro $i$ da tecnologia renovável $k$ $(kW)$ |
| $P_{i,r_{max}}$ | Potência máxima instalada pelo membro $i$ da tecnologia renovável $k$ $(kW)$ |
| $P_{\max total_i}$ | Potência máxima total instalada pelo membro $i$ $(kW)$ |

Tarifas, preços e custos:

| | |
|---|---|
| $T_{grid_{t,i}}$ | Tarifa energia do membro $i$ no período $t$ $[€/kWh]$ |
| $CRF_r$ | Custo atualizado do investimento na tecnologia renovável $r$ por unidade de potência instalada $[€/kW]$ |
| $T_t^{SC}$ | Tarifa de acesso às redes de autoconsumo $[€/kWh]$ |
| $EGAC^F$ | Custo fixo da gestão da EGAC $[€/ano]$ |
| $EGAC^V$ | Custo variável da gestão da EGAC $[€/kW]$ |

| | |
|---|---|
| $Capex_r$ | Investimento específico das tecnologias [€/$kW$] |
| $S_{DAM}$ | Preço de venda de eletricidade em mercado [€] |

As restrições do modelo traduzem o seguinte:

(1) Expressa o problema de minimização do custo total de satisfazer o consumo de eletricidade do conjunto de todos os membros da CER, com a possibilidade de venda de excedente em mercado;
(2) Expressa a equação do balanço de cada membro da CER, onde o consumo em cada instante de cada membro ($D_{i,t}$) é dado pela sua auto-produção renovável ($\sum_r R_{r,t} P_{i,r}$), mais a compra da energia ao seu comercializador ($buyGrid_{i,t}$), mais a compra aos outros membros da CER ($buyREC_{i,t}$), subtraído do eventual excedente aos outros membros da CER ($sellREC_{i,t}$) e ao mercado ($sellDAM_{i,t}$);
(3) Impõe que a energia vendida por um determinado membro $i$ a outro membro pertencente à CER num determinado período de tempo $t$ ($sellREC_{i,t}$) seja igual à energia que esse outro membro comprou no mesmo período $t$ ($buyREC_{i,t}$);
(4) Indica os limites da potência renovável, por tecnologia, que pode ser instalada em cada membro da CER;
(5) Impõe que o total de eletricidade comprada pelos membros da CER, em cada instante, não possa ser superior ao total de eletricidade vendida pelos membros da CER, nesse instante;
(6) Indica as variáveis sujeitas às condições de não-negatividade.

O Fator de Recuperação de Capital ($CRF$) de cada tecnologia é dado por:

$$CRF(\alpha) = \frac{\alpha\,(1+\alpha)^{\tau_r}}{(1+\alpha)^{\tau_r} - 1} \tag{7}$$

Onde $\alpha$ traduz a taxa de desconto intertemporal e $\tau_r$ é o tempo de vida útil da tecnologia $r$.

Note-se que as variáveis $buyREC_{t,i}$ e $sellREC_{t,i}$ advém das mesmas transações energéticas, isto é, na CER, num determinado período de tempo, o mesmo valor de energia que está a sem comprado na CER ($buyREC$) é o mesmo que está a ser vendido ($sellREC$).

# Capítulo 4

## Caso de Estudo

# 4. Caso de estudo

## 4.1. Implementação do modelo

De modo a analisar e validar o modelo matemático formulado, este foi implementado no *software GAMS*.

É de salientar que todos valores associados a parâmetros descritos no modelo *GAMS* são facilmente alteráveis. Pelo que, em poucos minutos, é possível alterar a CER em análise, para uma com mais ou menos membros, mais ou menos horas de análise, mais ou menos tecnologias de energia renovável em exploração, entre outros fatores alteráveis.

### 4.1.1. Dados de entrada do modelo

Como descrito no subcapítulo anterior, os índices do modelo correspondem a $t$, $i$ e $r$, assumindo os seguintes valores:

$t$ $[1; \dots; 8760]$, isto é, as horas disponíveis num ano

$i$ $[REC1; REC2; REC3; REC4]$, ou seja, os membros existentes na CER

$r$ $[PV; EOL]$, isto é, as tecnologias disponíveis para instalação na CER

Para a conceção deste modelo, foram utilizados os dados apresentados abaixo:

#### 4.1.1.1. Consumo

Para a conceção deste modelo, parte dos dados que foram utilizados como *inputs* foram os dados horários de *Consumo* dos membros da CER tabelados, correspondentes ao parâmetro $D_{t,i}$.

A tabela foi criada com base nos consumos que os membros da CER em causa, para o presente estudo, apresentaram num ano.

#### 4.1.1.2. Produção renovável

Os dados horários de *Produção renovável* por tipo de tecnologia renovável (fotovoltaica ou eólica) tabelados, correspondentes ao parâmetro $Renew_{t,r}$, foram outros dos dados utilizados como *input* deste modelo.

Em causa, encontra-se o perfil de produção possível para cada tecnologia de acordo com o sol, vento e características físicas da zona de implementação da CER em estudo, disponíveis durante um ano.

De modo a obter o perfil de produção descrito, para o local da CER em questão, foi consultado o software online *PVGIS* [47], o qual contempla as características das tecnologias de produção renovável a instalar e as informações geográficas da área, à semelhança do que foi elaborado no artigo [30]. Relativamente ao perfil do sistema fotovoltaico, foi considerado o modelo de um díodo e três parâmetros para calcular a potência de saída dos módulos a 10º de inclinação e azimutes de -70º, 20º e 110º. A produção horária de energia fotovoltaica de cada módulo em cada uma das três orientações escolhidas é então multiplicada pelo número de módulos nestas condições para estimar a produção horária de toda a instalação fotovoltaica num ano típico, considerando o desempenho do inversor e do MPPT no modelo. Dividindo a produção de energia obtida pela sua potência instalada, obtém-se um perfil de produção padrão da tecnologia fotovoltaica no local das instalações do membro CER investidor.

Para o perfil de produção padrão do vento, uma curva padrão de velocidade-potência do vento foi obtida do Aeolos – H de 5 kW [48]. O perfil de produção padrão foi determinado levando em consideração a velocidade do vento a cada hora e a curva padrão de velocidade-potência do vento.

Considerando os dois tipos de tecnologia renovável escolhidos, e os dados de entrada que do local geográfico escolhido para o investimento na CER advêm, usando uma taxa de desconto de 5%, os custos fotovoltaicos e eólicos anualizados são 71 €/kW/ano e 80 €/kW/ano, respetivamente.

#### 4.1.1.3. Preços e tarifas

O funcionamento harmonioso de uma CER não prescinde da aplicação de preços e tarifas nas transações energéticas exercidas na mesma. Como tal, na CER em estudo, foram considerados os parâmetros abaixo descrito, em vias de obter um modelo vantajoso para todos os membros da CER e o mais próximo da situação real possível.

$$S_{DAM} = 0.00\ [€] \tag{1}$$

$$T_t^{SC} = 0.01\ [€/kWh] \tag{2}$$

O parâmetro (1) apresenta o valor do preço de venda da energia que é produzida na CER e vendida em mercado. Como se pode observar, o valor alocado a este parâmetro é de 0€, visto que não se pretende que a Comunidade se comporte como um negócio de produção e venda de energia a mercado, mas sim como uma organização entre membros produtores que resulte no benefício comum.

Pode-se observar no parâmetro (2) a alocação do valor da tarifa de autoconsumo de 0,01€/kWh. Esta tarifa consiste num valor arbitrário, o qual foi escolha dos autores do presente documento (não consiste numa tarifa tabelada da ERSE), deve-se à taxa aplicada na utilização da rede de energia elétrica, aquando das transações energéticas dentro da CER, isto é, quando um membro da comunidade compra energia a outro membro produtor, utiliza a rede de energia elétrica para transportar essa determinada energia, tendo em conta que a rede de energia elétrica não é posse pública, é necessário que o membro comprador de energia pague uma tarifa ao utilizá-la, neste caso concreto, ao comprar energia a outro membro produtor da CER.

*Tabela 1 - Tarifa de energia por cada membro da CER.*

| Tarifa de Energia por cada membro $[€/kWh]$ | |
|---|---|
| $REC1$ | 0,1001 |
| $REC2$ | 0,1002 |
| $REC3$ | 0,1003 |
| $REC4$ | 0,1004 |

Na Tabela 1 são apresentados os valores da tarifa de eletricidade que cada membro paga ao seu comercializador de energia elétrica, sem discriminação horária. Foram arbitrados valores distintos para todos os membros visto que no mercado energético existem inúmeros comercializadores de energia elétrica e, como tal, pretende-se que este modelo se encontre o mais próximo de uma situação real possível, logo é necessário considerar o fator de discrepância do valor monetário que cada comercializador aplica ao valor a que vende a sua energia. Deste modo, indiretamente foi aplicada uma hierarquização sobre o interesse que cada membro apresenta em beneficiar da comunidade, isto é, o membro 4, não só não tem produção, como também é o membro que mais paga ao comercializador pela energia que adquire da rede, como tal, apresenta

um maior interesse em pertencer à CER e beneficiar das vantagens que esta escolha acarreta que os restantes.

*Tabela 2 - Tarifa de venda de energia dentro da CER por cada membro.*

| | Tarifa de venda de energia dentro da CER por cada membro [$€/kWh$] | |
|---|---|---|
| | PV | EOL |
| $REC1$ | 0,071635 | 0,07576 |
| $REC2$ | 0,071685 | 0,07581 |
| $REC3$ | 0,071735 | 0,07586 |
| $REC4$ | 0,071785 | 0,07591 |

Na Tabela 2 encontram-se apresentadas as tarifas de energia elétrica aplicadas aquando da compra de energia dentro da CER, para cada tipo de tecnologia (fotovoltaica e eólica) e para cada um dos membros da comunidade. Os valores que foram alocados a esta tarifa são resultado de uma análise de pós-produção, isto é, não foram equacionados numa primeira fase de implementação do programa. Na primeira fase obtiveram-se os parâmetros económicos base deste modelo, nomeadamente o $LCOE$ (*Levelized Cost of Electricity*), visto que as alterações que foram feitas posteriormente a esta fase não afetam este parâmetro, sendo possível calcular as tarifas de eletricidade dentro da CER da seguinte forma:

$$T_{sellREC_{r,i}} = LCOE_k + \left(T_{grid_{t,i}} - LCOE_k\right)0{,}5 \tag{8}$$

Note-se que a constante 0,5 aplicada na equação (8), deve-se ao facto de se pretender obter para o parâmetro $T_{sellREC_{r,i}}$ , o valor médio entre o $T_{grid_{t,i}}$ e o $LCOE_k$.

O custo de oportunidade é o valor da tarifa integral paga por cada membro da CER. Assim, o presente modelo considera uma divisão equitativa do benefício da partilha entre os membros vendedores e os compradores da CER. Atendendo a que o custo de produção renovável é dado pelo parâmetro $LCOE$, então a margem ($T_{grid_{t,i}} - LCOE_k$) é partilhada entre os membros (o valor de 0,5 representa 50% da margem atribuída ao membro vendedor e 50% da margem atribuída ao membro comprador). Ou seja, na equação (8) o membro recupera o seu custo ($LCOE$) e ainda tem mais 50% da margem.

#### 4.1.1.4. Potências

*Tabela 3 - Potência instalada máxima por tecnologia de cada membro.*

| | Potência instalada máxima por tecnologia de cada membro $[kW]$ | |
|---|---|---|
| | PV | EOL |
| $REC1$ | 4000 | 4000 |
| $REC2$ | 4000 | 4000 |
| $REC3$ | 4000 | 4000 |
| $REC4$ | 0 | 0 |

Relativamente à Tabela 3, esta descreve a potência máxima por tecnologia (fotovoltaica ou eólica) que cada membro pode instalar, sendo que é considerado que o investimento é efetuado na sua totalidade no início do período e que, anualmente, as parcelas de investimento são iguais (exceto taxas e juros). Como se pode observar, o membro 4 apresenta este parâmetro de limitação a 0kW, para que, deste modo, se impeça que este membro seja visto no modelo como produtor.

Inicialmente considerou-se limitar a *Potência instalada máxima por tecnologia de cada membro* ao espaço físico disponível para a instalação de potência renovável ($m^2$), que seria o mais coerente com a situação real desta CER. Porém decidiu-se não impor essa limitação pois pretende-se explorar o modelo realizado em *GAMS* ao máximo, dando maior liberdade ao programa para que este equacione quais as potências a instalar, de modo a minimizar o custo total da CER, visto que, ao aplicarmos a primeira limitação de espaço ($m^2$ disponíveis para a instalação de painéis fotovoltaicos ou turbinas eólicas) verificou-se que as potências instaladas obtidas foram as mesmas que as alocadas a este parâmetro, ou seja, o programa encontrava-se limitado, não apresentando grau de liberdade.

*Tabela 4 - Potência instalada máxima total de cada membro (PV e Eólica).*

| Potência instalada máxima total de cada membro $[kW]$ | |
|---|---|
| $REC1$ | 8000 |
| $REC2$ | 8000 |
| $REC3$ | 8000 |
| $REC4$ | 0 |

A Tabela 4 corresponde a uma redundância da Tabela 3, tendo em conta que a Tabela 4 resulta da soma da *Potência instalada máxima por tecnologia de cada membro* para ambas as tecnologias (disposta na Tabela 3). Foi necessário este reforço de informação, pois a certa altura o programa deixou de respeitar a imposição criada com a Tabela 3, sendo resolvido este problema com o acima referido (Tabela 4). É de salientar que a potência máxima total, corresponde à soma da potência máxima instalada para cada uma das tecnologias.

*Tabela 5 - Potência instalada mínima total de cada membro.*

| | Potência instalada mínima por tecnologia de cada membro $[kW]$ | |
|---|---|---|
| | PV | EOL |
| $REC1$ | 0 | 0 |
| $REC2$ | 0 | 0 |
| $REC3$ | 0 | 0 |
| $REC4$ | 0 | 0 |

A Tabela 5 corresponde à potência instalada mínima por tecnologia (fotovoltaica ou eólica) e por cada membro da CER. No caso em concreto, assumiu-se o valor de 0kW para todos os parâmetros da tabela, de modo que o modelo tivesse um maior grau de liberdade na decisão da quantidade de potência a instalar de cada tecnologia em cada membro. No entanto, este valor pode ser alterado para o valor mínimo que cada membro está disposto a investir em potência renovável, por exemplo.

#### 4.1.1.5. Custos e Características das tecnologias

*Tabela 6 - Investimento específico das tecnologias.*

| Investimento específico das tecnologias r (*Capex*) $[€/kW]$ | |
|---|---|
| PV | EOL |
| 1100 | 1700 |

*Tabela 7 - Tempo de vida das tecnologias.*

| Tempo de vida das tecnologias $[anos]$ | |
|---|---|
| PV | EOL |
| 25 | 20 |

A Tabela 6 apresenta a alocação dos valores do *Capex*, isto é, do investimento específico de cada uma das tecnologias, nomeadamente o custo da instalação de um kW. A Tabela 7 apresenta o tempo de vida útil de cada uma das tecnologias de origem da energia renovável, painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas.

$$EGAC_F = 0.00\ [€] \tag{3}$$

$$EGAC_V = 0.001\ [€/kW] \tag{4}$$

Encontram-se acima apresentados (parâmetros 3 e 4) os valores associados à gestão da CER. Decidiu-se não cobrar pelo custo fixo de gestão da CER no presente modelo nesta primeira fase, será no futuro um dos parâmetros a estudar em posteriores pesquisas científicas deste modelo. O custo variável de gestão da CER é associado a todas as transações de energia realizadas dentro da CER, isto é, sempre que um membro produtor venda energia a um outro membro da CER. Este parâmetro é pago a um dos membros da CER, que será delegado como responsável por toda a gestão da comunidade.

$$\alpha = 0.05 \tag{5}$$

O parâmetro acima (5) apresenta a taxa de desconto aplicada na formulação do $CRF$ (*Capital Recovery Factor*).

#### 4.1.1.6. Obtenção de resultados

Após a introdução no *software GAMS* de toda a informação explicada anteriormente no presente documento, é efetuado ao *GAMS* um pedido de "*Solve CER using lp minimizing Custo*" para que este resolva o modelo minimizando a função de $Custo$. Isto é, o objetivo matemático que o modelo visa alcançar é a minimização deste

parâmetro como um todo (Custo de toda a CER), e não só beneficiar certos membros da CER.

É pedido também ao software que por meio da função "*Display*" sejam mostrados no output do *GAMS* os resultados das seguintes variáveis:

- $C$;
- $P_{i,r}$;
- $buyGrid_{t,i}$;
- $buyREC_{t,i}$;
- $sellREC_{t,i}$;
- $sellDAM_{t,i}$;
- $CRF_r$;
- $Capex_r$.

#### 4.1.1.7. Cálculos pós-processamento

Após a aplicação do algoritmo de cálculo de otimização através da função "*Solve*", acima descrita, no modelo *GAMS*, já existem resultados para as variáveis descritas (nos subcapítulos anteriores) pelo que já é possível, com os resultados obtidos, utilizar o software para obter mais resultados interessantes de analisar (através dos já calculados). Para que, deste modo, seja possível estudar realmente o impacto que a exploração de uma CER pode ter, face à exploração de produtores independentes.

$$LCOE_r = \frac{Capex_r CRF_r \sum_i P_{i,r}}{\sum_t \left(R_{t,r} \sum_i P_{i,r}\right)} \quad \forall_r \tag{9}$$

Onde,

$LCOE_r$ LCOE com origem na tecnologia renovável $r$ ($€/MWh$)

Na equação (9) encontra-se descrita a implementação do cálculo do parâmetro $LCOE$ ($Levelized\ Cost\ of\ Energy$) no *software GAMS*. Este parâmetro determina o custo unitário da energia produzida por diferentes fontes de produção de energia, neste caso, de painéis solares e de turbinas eólicas. Como tal, tendo em conta que os membros da CER se encontram localizados no mesmo local, sendo sujeitos às mesmas condições

meteorológicas, o parâmetro não varia de acordo com o membro da CER, mas sim, somente com a tecnologia de produção de energia renovável em causa.

$$shareGrid_{t,i} = \frac{buyGrid_{t,i}}{D_{t,i}} \quad \forall_{t,i} \tag{10}$$

Onde,

$shareGrid_{t,i}$ Proporção de energia consumida pelo membro $i$ no período $t$ que é comprada à rede

$$shareAutoCons_{t,i} = \frac{\sum_r R_{t,r} P_{i,r}}{D_{t,i}} \quad \forall_{t,i} \tag{11}$$

Onde,

$shareAutoCons_{t,i}$ Proporção de energia consumida pelo membro $i$ no período $t$ que é proveniente do autoconsumo

$$shareREC_{t,i} = \frac{buyREC_{t,i}}{D_{t,i}} \quad \forall_{t,i} \tag{12}$$

Onde,

$shareREC_{t,i}$ Proporção de energia consumida pelo membro $i$ no período $t$ que é comprada a outros membros da CER

$$control_{t,i} = shareGrid_{t,i} + shareAutoCons_{t,i} + shareREC_{t,i} \; \forall_{t,i} \tag{13}$$

Onde,

$control_{t,i}$ Proporção total de energia do membro $i$ no período $t$

As equações (10), (11), (12) e (13) definem a implementação em *GAMS* das equações de proporção de energia que são partilhadas, isto é:

- $shareGrid_{t,i}$ representa a proporção de energia consumida do membro $i$ no período $t$ que foi comprada à rede;

- $shareAutoCons_{t,i}$ representa a proporção de energia consumida do membro $i$ no período $t$ que foi autoconsumida, ou seja, produzida e consumida por um determinado membro $i$;
- $shareREC_{t,i}$ representa a proporção de energia consumida do membro $i$ no período $t$ que foi comprada aos restantes membros da CER, ou seja, produzida pelos restantes membros e vendida ao membro $i$;
- $control_{t,i}$ representa a proporção de energia consumida do membro $i$ no período $t$ total, ou seja, a soma das 3 parcelas anteriores $shareGrid_{t,i}$, $shareAutoCons_{t,i}$ e $shareREC_{t,i}$, sendo que estas resultam de proporções, a variável em questão tem de ser sempre 1.

$$R_{t,i,r} = R_{t,r}P_{i,r} \quad \forall_{t,i,r} \tag{14}$$

Onde,

$R_{t,i,r}$ Produção renovável do membro $i$ da tecnologia renovável $r$ no período $t$ $(kWh)$

Com a equação acima apresentada (14) definem-se as produções de energia renovável por membro da CER, tecnologia utilizada e período de tempo. Nomeadamente,

- $R_{t,i,r}$ consiste no parâmetro que define o perfil de produção anual por tecnologia, de acordo com as condições meteorológicas do local onde a CER se encontra ($R_{t,r}$), a multiplicar pela potência instalada de cada membro $i$ e tecnologia $r$ ($P_{i,r}$).

$$PV_i = \sum_t R_{t,i,PV} \quad \forall_i \tag{15}$$

$$EOL_i = \sum_t R_{t,i,EOL} \quad \forall_i \tag{16}$$

Onde,

$PV_i$ Produção total de PV do membro $i$ $(kW)$

$EOL_i$ Produção total de EOL do membro $i$ $(kW)$

As equações (15) e (16) consistem na implementação em *software GAMS* da energia total produzida por membro i para ambas as tecnologias, fotovoltaica e eólica.

$$R_{t,i} = R_{t,i,PV} + R_{t,i,EOL} \ \forall_{t,i} \tag{17}$$

Onde,

$R_{t,i}$ Produção renovável do membro $i$ no período $t$ $(kWh)$

A equação (17) define a produção de energia renovável por membro da CER e período de tempo. Nomeadamente, $[kW]$

- $R_{t,i}$ consiste no somatório do parâmetro acima descrito $(R_{t,i,r})$ para as tecnologias de origem de energia renovável fotovoltaica e solar.

$$R_i = PV_i + EOL_i \ \forall_i \tag{18}$$

Onde,

$R_i$ Produção renovável total do membro $i$ $(kW)$

Por último, a equação (18) traduz a produção total de energia renovável por membro da CER. Nomeadamente,

- $renew_total(i)$ consiste na soma da energia fotovoltaica total produzida por membro $i$ e da energia eólica total produzida pelo mesmo membro $i$.

$$D_i = \sum_t D_{t,i} \ \forall_i \tag{19}$$

Onde,

$D_i$ Consumo total do membro $i$ $(kW)$

A equação (19) define o consumo total de cada membro da CER, através do somatório do parâmetro $D(t,i)$ em todos os períodos de tempo do ano.

$$SC_i = \sum_t \min\left(R_{t,i}\,; D_{t,i}\right) \ \forall_i \tag{20}$$

Onde,

$SC_i$ Energia produzida pelo membro $i$ que é autoconsumida $(kW)$

Em (20) é descrita a implementação da equação da energia autoconsumida no *software GAMS*. Consistindo no somatório de todos os períodos de tempo, do valor mínimo, de entre a energia renovável produzida ($R_{t,i}$) e o consumo ($D_{t,i}$).

$$maxconsump_i = \max(D_{t,i}) \ \forall_i \tag{21}$$

Onde,

$maxconsump_i$ Ponta de consumo do membro $i$ $(kW)$

Com a equação (21) tem-se a implementação da ponta de consumo no *software GAMS*. Este parâmetro resulta do valor máximo de entre todos os valores que o parâmetro $D_{t,i}$ assume em qualquer um dos períodos de tempo $t$.

$$alias\ (j, i) \tag{6}$$

$$alias\ (ii, i) \tag{7}$$

$$alias\ (rr, r) \tag{8}$$

Os parâmetros (6), (7) e (8) exemplificam como foi executada a associação de variáveis que assumem os mesmos parâmetros. O *software GAMS* não permite que a mesma variável seja, na mesma equação, controlada de forma diferente e, como tal, a função *alias* é extremamente vantajosa para resolver este tipo de casos.

Nos casos seguintes deste subcapítulo as variáveis $j$ e $ii$ serão utilizadas ao invés de $i$ e a variável $rr$ ao invés de $r$.

O parâmetro $j$ foi criado com a necessidade da referência a outros membros da CER que não o membro em análise, isto é,

- Quando $i$ assume CER 1, j assume CER 2, CER 3 e CER 4;
- Quando $i$ assume CER 2, j assume CER 1, CER 3 e CER 4;
- Quando $i$ assume CER 3, j assume CER 1, CER 2 e CER 4;

- Quando $i$ assume CER 4, j assume CER 1, CER 2 e CER 3;

*Tabela 8 - Tarifa de energia por cada membro j da CER.*

| Tarifa de Energia por cada membro $j$ [€/$kWh$] | |
|---|---|
| $REC1$ | 0,1001 |
| $REC2$ | 0,1002 |
| $REC3$ | 0,1003 |
| $REC4$ | 0,1004 |

Na Tabela 8 encontra-se descrita a implementação em *GAMS* da tarifa de compra de energia à rede do membro $j$. Ou seja, a tabela de tarifas de energia que o membro $j$ assume é a mesma outrora assumida por $i$, através da utilização da função *alias*.

$$sr_{t,i,r} = \frac{R_{t,r}P_{i,r}}{\sum_{rr} R_{t,rr}P_{i,rr}} \quad \forall_{t,i,r} \tag{22}$$

Onde,

$sr_{t,i,r}$ Proporção da produção renovável $r$ no período $t$ (share renewable)

Com a equação (22) obtém-se proporção da produção renovável que é da tecnologia $r$ (fotovoltaica ou eólica) no período $t$.

$$SC_{t,i} = \min\,(R_{t,i}\,; D_{t,i}) \quad \forall_{t,i} \tag{23}$$

Onde,

$SC_{t,i}$ Autoconsumo do membro $i$ ($kWh$)

Acima apresentada encontra-se a equação do autoconsumo implementada em *GAMS* (equação (23)). Esta equação à primeira vista parece-se como uma redundância da equação (20), no entanto, esta equação varia também por período de tempo, não só por membro. Como tal, esta equação consiste, por período de tempo $t$, no valor mínimo de entre a energia renovável produzida ($R_{t,i}$) e o consumo ($D_{t,i}$).

- Se o consumo for inferior à energia produzida então a energia autoconsumida do membro em questão é justamente o consumo, visto que o modelo funciona hierarquicamente, ou seja, a primeira energia a ser consumida é a que o próprio membro produz, depois é a produzida pelos outros membros e, por fim, se ainda faltar energia para colmatar o consumo no determinado período de tempo $t$, a remanescente é comprada à rede de energia elétrica;

- Se a energia produzida for inferior ao consumo, então a energia autoconsumida do membro em questão é justamente a energia produzida, visto que o remanescente do consumo é colmatado pela energia comprada aos outros membros da CER e à rede de energia elétrica.

$$SC_{t,i,r} = \mathrm{sr}_{\mathrm{t,i,r}} SC_{t,i} \ \ \forall_{t,i} \tag{24}$$

Onde,

$SC_{t,i,r}$ Autoconsumo do membro $i$ com origem na tecnologia renovável $r$ no período $t$ $(kWh)$

A equação (24) representa o autoconsumo para cada uma das tecnologias de origem de energia renovável utilizadas (fotovoltaica e eólica). Como tal, esta parcela, $(SCir(t,i,r))$ é calculada pela proporção da produção renovável que da tecnologia $r$ (fotovoltaica ou eólica) no período $t$ a multiplicar pelo valor mínimo de entre a energia renovável produzida ($R_{t,i}$) e o consumo ($D_{t,i}$), isto é, pelo autoconsumo que varia por membro e período de tempo.

$$sbuyREC_{t,i} = \frac{buyREC_{t,i}}{\sum_j buyREC_{t,j}} \ \ \forall_{t,i} \tag{25}$$

Onde,

$sbuyREC_{t,i}$ Proporção da energia comprada à CER pelo membro $i$ do total da energia comprada à CER no período $t$ (share buyCER)

Na equação (25) encontra-se descrita a implementação do parâmetro $sbuyREC(t,i)$ no *software GAMS*. Este parâmetro representa a proporção de energia comprada à CER por um determinado membro $i$ da totalidade de energia que é comprada à comunidade nesse período de tempo $t$.

$$sellREC_{t,i,j} = sbuyREC_{t,j} sellREC_{t,i} \ \forall_{t,i,j} \quad (26)$$

Onde,

$sellREC_{t,i,j}$ Energia partilhada pelo membro $i$ com o membro $j$ no período $t$ $(kWh)$

$$sellREC_{t,i,j,r} = sr_{t,i,r} sellREC_{t,i,j} \ \forall_{t,i,j,r} \quad (27)$$

Onde,

$sellREC_{t,i,j,r}$ Energia partilhada pelo membro $i$ com o membro $j$ com origem na tecnologia renovável $r$ no período $t$ $(kWh)$

Com as equações (26) e (27) obtém-se no modelo *GAMS* a representação da energia partilhada pelo membro $i$ com o membro $j$ num determinado período de tempo, ou seja, resultante da multiplicação da proporção de energia comprada à CER por um determinado membro da totalidade de energia que é comprada à comunidade num determinado período de tempo, pela energia vendida dentro da CER pelo mesmo membro e período de tempo. As equações (26) e (27) consistem na variável traduzida anteriormente ($sellREC_{t,i,j}$) mas desta vez com a distinção entre a energia fotovoltaica que é vendida e a eólica, ou seja, distinção entre a tecnologia utilizada para a produção de energia renovável. Esta distinção é realizada através da multiplicação do parâmetro de proporção da produção renovável que é da tecnologia $r$ (fotovoltaica ou eólica) no período $t$ ($sr_{t,i,r}$) e o parâmetro anteriormente descrito ($sellREC_{t,i,j}$).

$$sellDAM_{t,i,r} = sr_{t,i,r} sellDAM_{t,i} \ \forall_{t,i,r} \quad 28)$$

Onde,

$sellDAM_{t,i,r}$ Energia vendida pelo membro $i$ ao mercado (DAM) com origem na tecnologia renovável $r$ no período $t$ $(kWh)$

A equação acima apresentada (28) consiste na energia vendida por um determinado membro da CER a mercado, com origem numa determinada tecnologia de produção de energia renovável $r$, num determinado período de tempo $t$, é dada pela proporção da produção renovável que é da tecnologia $r$ (fotovoltaica ou eólica) nesse mesmo período a multiplicar pela energia vendida pelo membro em questão a mercado (no mesmo espaço temporal).

$$RP_{i,r} = \frac{\sum_t T_{grid_i} SC_{t,i,r} + \sum_t \sum_j \left(T_{grid_j} - (T_{sc} + EGSC_V)\right) sellREC_{t,i,j,r} + \sum_t S_{DAM} sellDAM_{t,i,r}}{\sum_t R_{t,i,r}} \quad \forall_{i,r} \tag{29}$$

Onde,

$RP_{i,r}$ *Preço capturado* do membro $i$ com origem na tecnologia renovável $r$ ($€/MWh$)

Na equação (29) tem-se presente o *Preço capturado*. Este parâmetro responde à da receita unitária que advém de cada membro $i$ por tecnologia $r$, consistindo deste modo num parâmetro extremamente importante para a análise da viabilidade do modelo.

Após se introduzir no *software GAMS* toda a informação explicada anteriormente no subcapítulo "Cálculos posteriores" é pedido ao software que, por meio da função "*Display*", sejam mostrados no output do *GAMS* os resultados das seguintes variáveis:

- $LCOE_r$;
- $shareGrid_{t,i}$ ;
- $shareAutoCons_{t,i}$ ;
- $shareREC_{t,i}$ ;
- $control_{t,i}$ ;
- $R_{t,i,r}$;
- $D_{t,i}$;
- $P_i$;
- $EOL_i$;
- $R_i$;
- $SC_i$;
- $maxconsump_i$;
- $sr_{t,i,r}$;
- $SC_{t,i}$;
- $sbuyREC_{t,i}$;
- $sellREC_{t,i,j}$;
- $sellREC_{t,i,j,r}$:
- $sellDAM_{t,i,r}$;
- $RP_{i,r}$.

# Capítulo 5

## Resultados

# 5. Resultados

No fim do modelo elaborado no *software GAMS* encontra-se uma porção de código destinada à escrita dos resultados num ficheiro *excel*. No ficheiro *excel* os dados foram devidamente trabalhados de forma a permitir a análise pormenorizada com o intuito de validar o presente modelo. Ao longo deste capítulo são apresentados parte dos resultados obtidos, bem como constatadas as conclusões retiradas dos mesmos.

De modo a avaliar os benefícios que advém de uma CER face aos de produtores independentes, foram efetuadas duas análises distintas:

- Autoconsumo Coletivo – serve como modelo "controlo" no qual não foram alterados os parâmetros acima abordados (no capítulo do modelo);
- Autoconsumo Individual – no qual foi incrementado em demasia o parâmetro da tarifa de acesso à rede ($T_{sc}$) de modo a impossibilitar a partilha de energia dentro da CER, simulando um episódio em que, com os mesmos membros e condições metrológicas, em vez de uma CER, se tivesse um cenário de produtores e autoconsumidores independentes que injetam a energia que produzem em excesso na rede, não sendo pagos pela mesma.

## 5.1. Autoconsumo Coletivo

Sendo que este modelo se trata de um modelo de controlo, os resultados obtidos consistem num bom avaliador da qualidade do modelo elaborado.

De seguida são apresentadas as potências instaladas obtidas no modelo elaborado em GAMS.

*Tabela 9 – Potência Instalada por tecnologia de cada membro (Autoconsumo Coletivo).*

| | Potência instalada por tecnologia de cada membro $[kW]$ | |
|---|---|---|
| | PV | EOL |
| $REC1$ | 449,9 | 293,5 |
| $REC2$ | 1245,8 | 1313,8 |
| $REC3$ | 178,5 | 149,3 |
| $REC4$ | 0,0 | 0,0 |

Pelos resultados obtidos na Tabela 9 verifica-se que, relativamente à potência instalada por tecnologia de cada membro, o CER 2 é o maior produtor, tanto para energia fotovoltaica como para eólica, deste modo é mais provável que este membro apresente maior excedente de energia mais vezes, logo é provável que este membro venda energia aos restantes com mais frequência. Como previsto, sendo que foi imposta ao membro 4 uma potência máxima de $0kWh$, o modelo não alocou qualquer potência a este membro, logo não irá produzir, consumindo somente a energia excedente de outros membros da CER e da rede. É expectável que seja o CER 2 a apresentar mais potência instalada, tendo em conta que é o membro que apresenta mais consumo energético.

Foram elaborados no *software excel* gráficos ilustrativos do comportamento dos quatro membros da CER ao longo de um ano. Tendo em conta que são inúmeros gráficos a apresentar, neste documento só se encontram analisados o mês de abril e um dos gráficos do mês de outubro, por serem meses nos quais é possível observar mais dias com condições meteorológicas distintas obtendo-se, deste modo, uma grande amplitude de fatores distintos espelhados nestes gráficos.

Note-se que apesar de só se encontrarem no presente documento analisados oito gráficos, os restantes encontram-se no *Anexo I* do presente documento.

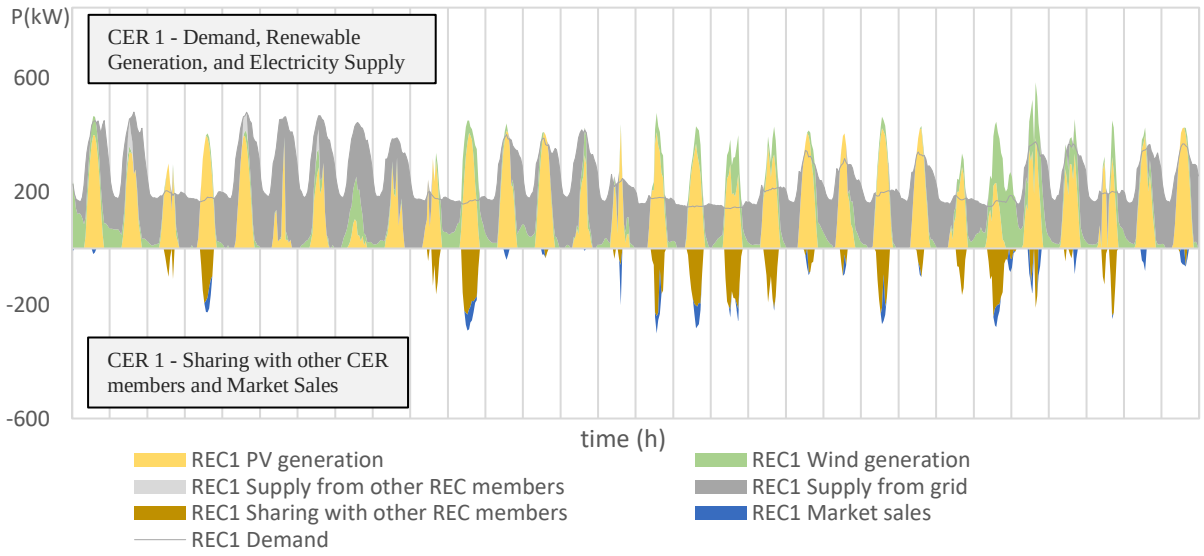



*Figura 3 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 1 (Autoconsumo Coletivo).*

Na Figura 3 observa-se que a produção renovável do membro da CER 1, nem sempre foi suficiente para colmatar o consumo total deste membro, nesses dias é possível observar porções de cinzento-claro no gráfico, ou seja, o membro 1 comprou energia a outros membros produtores na CER para conseguir colmatar o seu consumo. Nos dias em que não houve produção suficiente, mas também não foi possível

comprar energia a outros membros da CER, possivelmente por falta de produção suficiente para tal da parte dos mesmos, observam-se porções de cinzento-escuro, que indicam que o membro da CER 2 necessitou de comprar energia à rede para colmatar o seu consumo. Durante o mês de abril verifica-se que existe excedente de produção de energia para este membro, como tal, é possível observar na parte inferior do gráfico as decisões tomadas pelo modelo elaborado em *GAMS* de vender a outros membros da CER (cor castanha no gráfico) ou vender a mercado a energia excedente (cor azul no gráfico). É de notar que, como já mencionado nos capítulos anteriores do presente documento, existe uma hierarquia na qual a venda de energia a outros membros da CER predomina sobre a venda de energia a mercado, logo é facilmente justificável o facto de o castanho predominar sobre a cor azul no gráfico disposto na Figura 3.

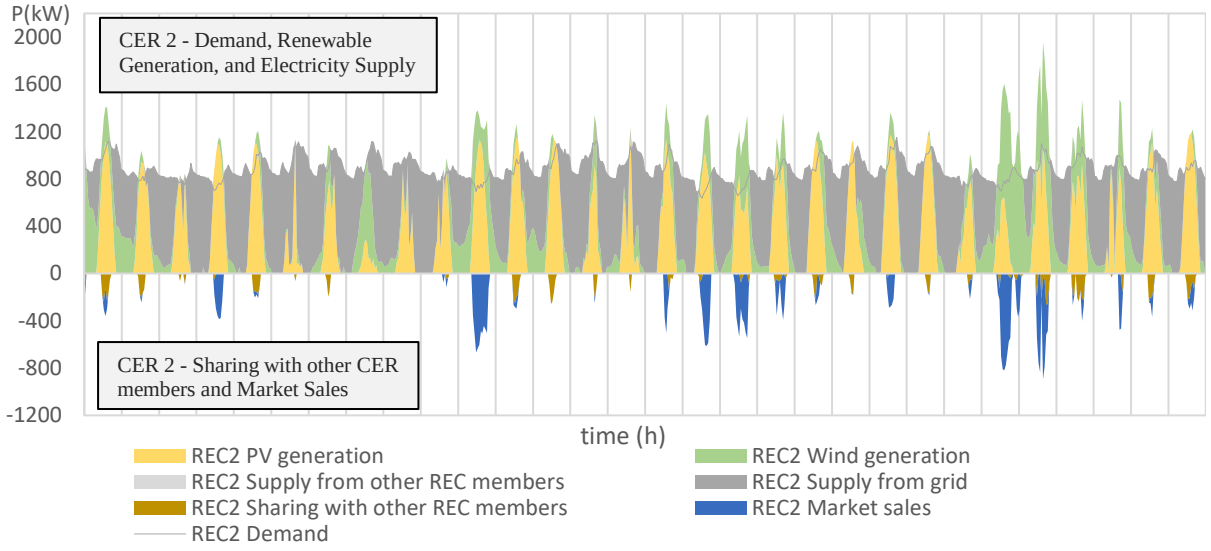



*Figura 4 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 2 (Autoconsumo Coletivo).*

Como espectável, o membro da CER 2 (Figura 4), apresenta excedente de produção quase na totalidade dos dias de abril, visto que a potência instalada do mesmo é superior à dos restantes e ao seu consumo. Como é o membro que apresenta mais produção, é normal que este não compre aos outros membros da CER, visto que as condições meteorológicas são as mesmas para todos os membros e este apresenta mais potência instalada. Quando o membro 2 não consegue produzir energia suficiente para colmatar o seu consumo, seguramente os outros membros também não o conseguem e, deste modo, o membro 2 não tem como comprar-lhes energia.

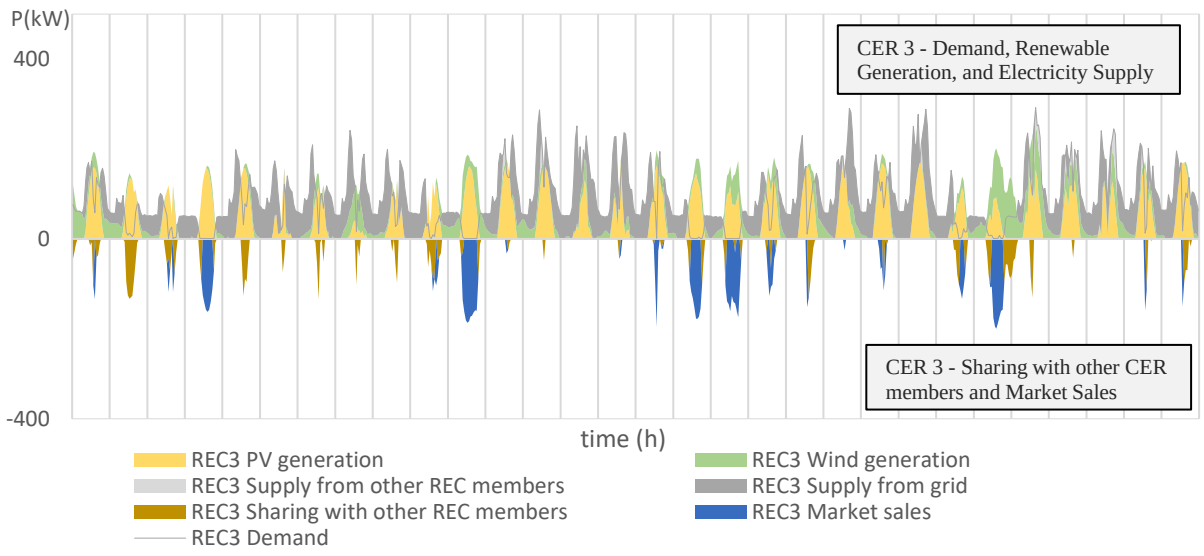



*Figura 5 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 3 (Autoconsumo Coletivo).*

Apesar do membro CER 3 ter a menor potência instalada para ambas as tecnologias (Figura 5) é de notar que o seu consumo é satisfeito quase na totalidade, o que se justifica pelo facto do consumo total deste membro ser também inferior relativamente aos restantes.

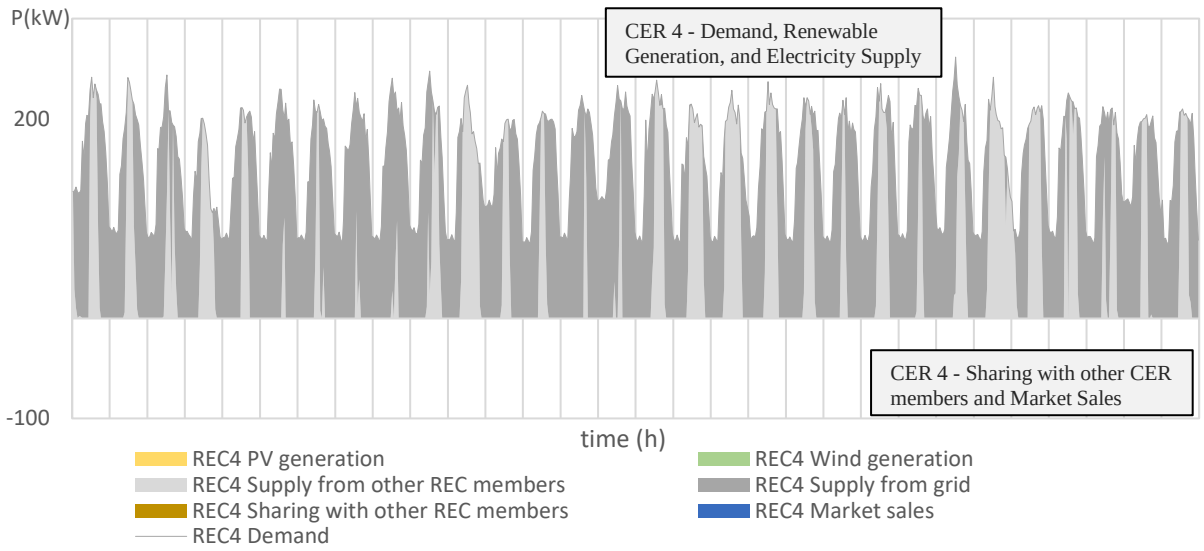



*Figura 6 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 4 (Autoconsumo Coletivo).*

Como espectável, na Figura 6, o membro 4 não apresenta no seu gráfico relativo ao mês de abril qualquer venda de energia, visto que não apresenta também potência instalada. É natural que exista uma

hierarquia natural perante a venda de energia dentro de uma CER. No presente estudo essa hierarquização natural acaba por ser feita pela tarifa de venda na CER. Pela Tabela 2, que indica a venda de energia dentro da CER por cada membro, é visível que a maior tarifa é a da CER 4, como tal, os outros membros ganham mais em vender a energia que produzem a este membro do que aos restantes. Como tal, é natural que neste gráfico exista uma maior predominância da cor cinzento-claro, que simboliza a compra de energia a outros membros da CER, do que nos dos outros membros.

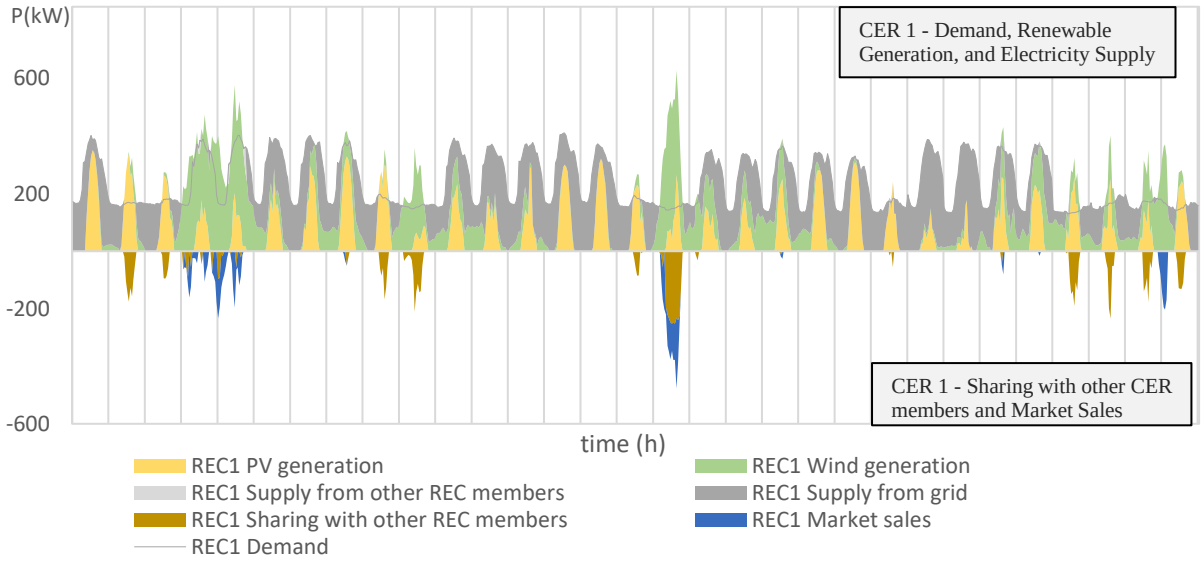



*Figura 7 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de outubro pelo membro da CER 1 (Autoconsumo Coletivo).*

No gráfico presente na Figura 7, observa-se que em certas noites do mês de outubro, o membro da CER 1, apresentou excedente de produção. Note-se que é possível distinguir as noites, dias e fins de semana neste gráfico pelos "cumes" e "vales" da forma de onda. Quando a forma de onda apresenta produção fotovoltaica certamente que se trata de horas diurnas, enquanto que, caso não apresente, sabe-se à partida, que se trata de horas noturnas. Quando o gráfico apresenta "cumes", sabe-se que (pela informação confidencial do membro em questão) se trata de um dia de semana. Deste modo, é facilmente percetível o excedente de produção durante as horas noturnas de alguns dias do mês de outubro deste membro. Claramente que este excedente de produção se deveu a uma noite ventosa, tendo em conta que não existe produção fotovoltaica à noite.

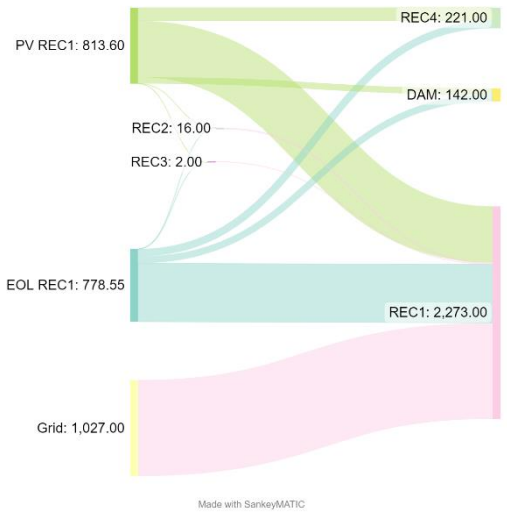



*Figura 8 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 1 [MWh] (Autoconsumo Coletivo).*

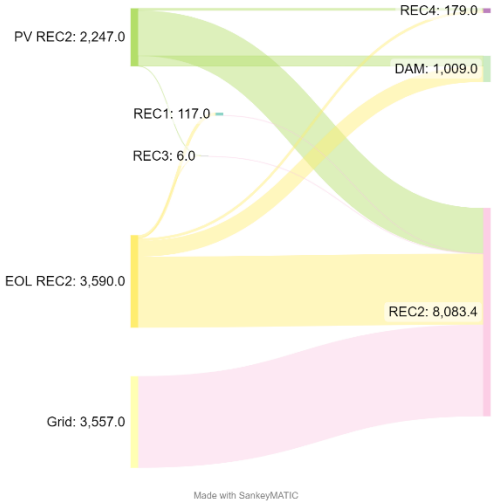



*Figura 9 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 2 [MWh] (Autoconsumo Coletivo).*

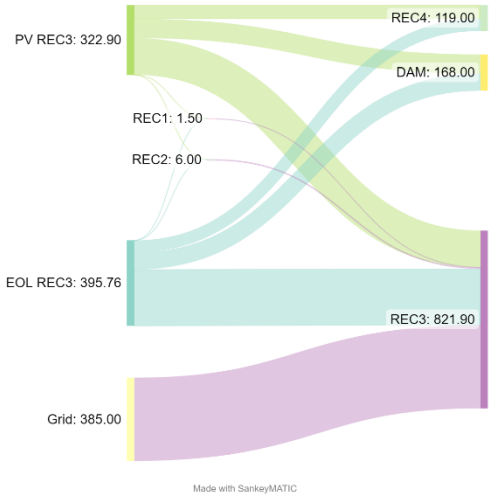



*Figura 10 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 3 [MWh] (Autoconsumo Coletivo).*

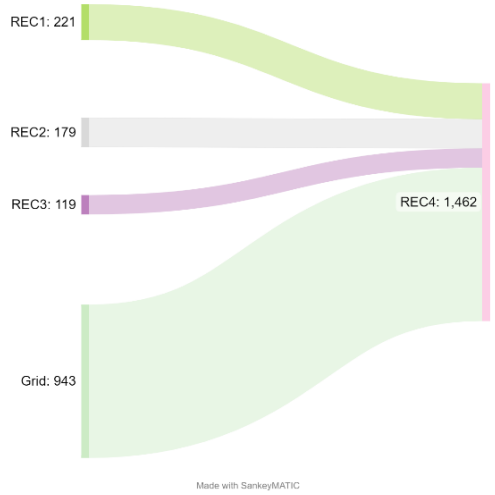



*Figura 11 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 4 [MWh] (Autoconsumo Coletivo).*

As Figuras acima apresentadas (8, 9, 10 e 11) apresentam os diagramas *Sankey*, com as trocas de energia totais anuais dos membros da CER. É visível que:

- o membro 4 somente recebe energia dos restantes membros da CER e da rede, não produz;
- o membro 2 apresenta mais produção de energia renovável e mais consumo de energia proveniente da rede.

Relativamente aos dados de análise agregados, estes encontram-se abordados no subcapítulo da *Comparação de resultados.*

## 5.2. Modelo de autoconsumo individual

Como já mencionado, este modelo simula um conjunto de produtores independentes que não se encontram em regime de Comunidade de Energia Renovável.

De seguida são apresentadas as potências instaladas obtidas no modelo elaborado em GAMS.

*Tabela 10 – Potência Instalada por tecnologia de cada membro (Autoconsumo Individual).*

| | Potência instalada por tecnologia de cada membro $[kW]$ | |
|---|---|---|
| | PV | EOL |
| $REC1$ | 390,5 | 288,0 |
| $REC2$ | 1110,4 | 1123,9 |
| $REC3$ | 106,4 | 114,4 |
| $REC4$ | 0,0 | 0,0 |

Pelos resultados obtidos na Tabela 10 verifica-se que relativamente ao *Autoconsumo Coletivo* as potências instaladas diminuíram. Este facto faz todo o sentido, tendo em conta que os produtores neste momento só têm interesse em colmatar os seus próprios consumos, não beneficiando com a venda de energia a outros membros, por não se encontrarem inseridos numa CER e, sendo que a energia produzida em excedente e injetada da rede não é paga, em situação de *Autoconsumo Individual* não existe qualquer benefício em instalar mais potência do que aquela que é consumida.

Uma vez mais, o CER 2 (produtor 2) é aquele que apresenta mais potência instalada para ambas as tecnologias.

O produtor 4 (CER 4), uma vez mais, não apresenta produção, pelo que nesta simulação representa um comprador quotidiano de energia elétrica que não apresente qualquer produção, logo o seu único fornecedor de energia é a rede de energia elétrica.

Uma vez mais, foram elaborados no *software Excel* gráficos ilustrativos do comportamento dos quatro membros da CER ao longo de um ano. Encontram-se neste subcapítulo analisados os mesmos meses que para o *Autoconsumo Coletivo*, para que seja possível existir uma comparação coerente entre ambos os modelos, com somente a discrepância causada pelo efeito da tarifa de acesso à rede.

Note-se que, uma vez mais, os restantes gráficos encontram-se no *Anexo I* do presente documento.

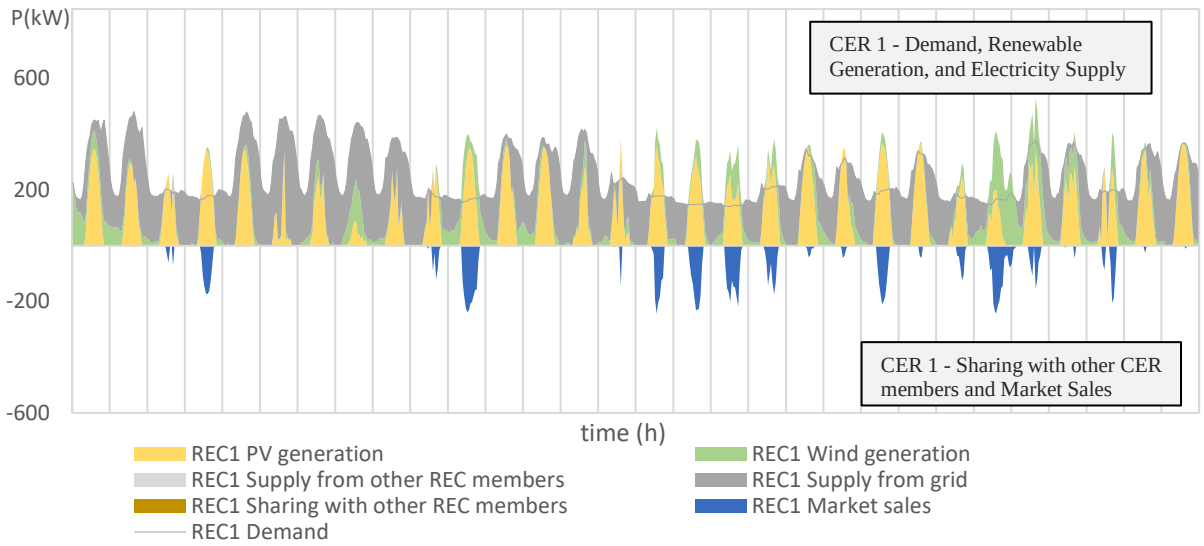



*Figura 12 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 1 (Autoconsumo Individual).*

Na Figura 12 observa-se que o produtor 1 (CER 1) apresenta excedente em vários dos dias do mês de abril. Visto já não ser possível que este produtor venda o seu excedente a membros da CER, por já não se encontrar nessas condições, é obrigado a injetar a totalidade do seu excedente a mercado. O seu fornecimento de energia nesta simulação é feito na totalidade pela sua produção solar e eólica e pela rede de energia elétrica.

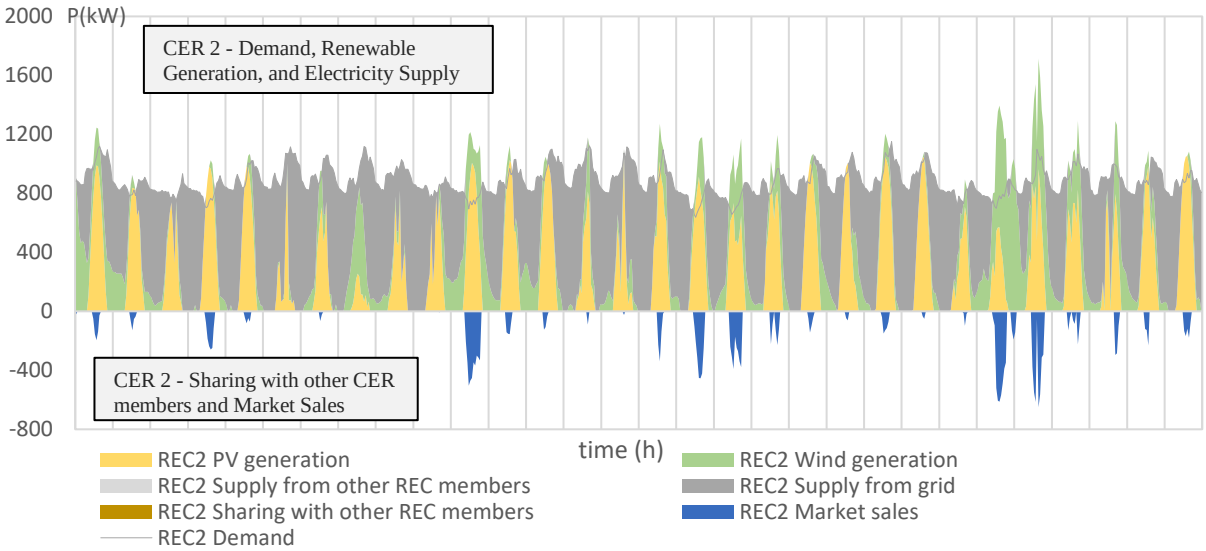



*Figura 13 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 2 (Autoconsumo Individual).*

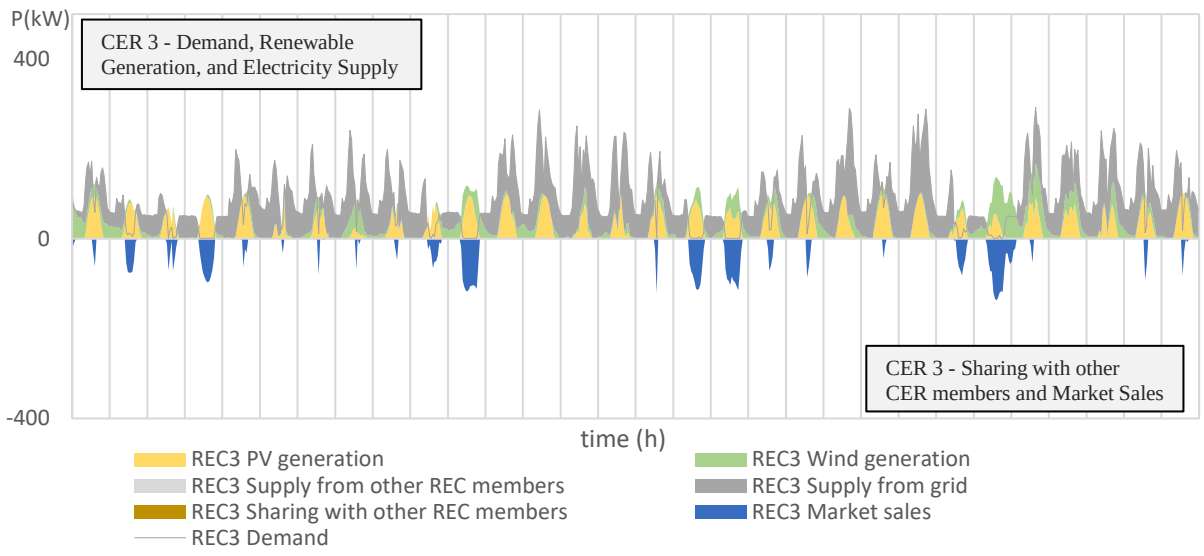



*Figura 14 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 3 (Autoconsumo Individual).*

Os produtores 2 e 3 (Figura 13 e 14), como espectável, apresentam as mesmas condições dispostas na Figura 12 e, como tal, condições em tudo semelhantes, apenas recebem energia proveniente das suas produções próprias e da rede.

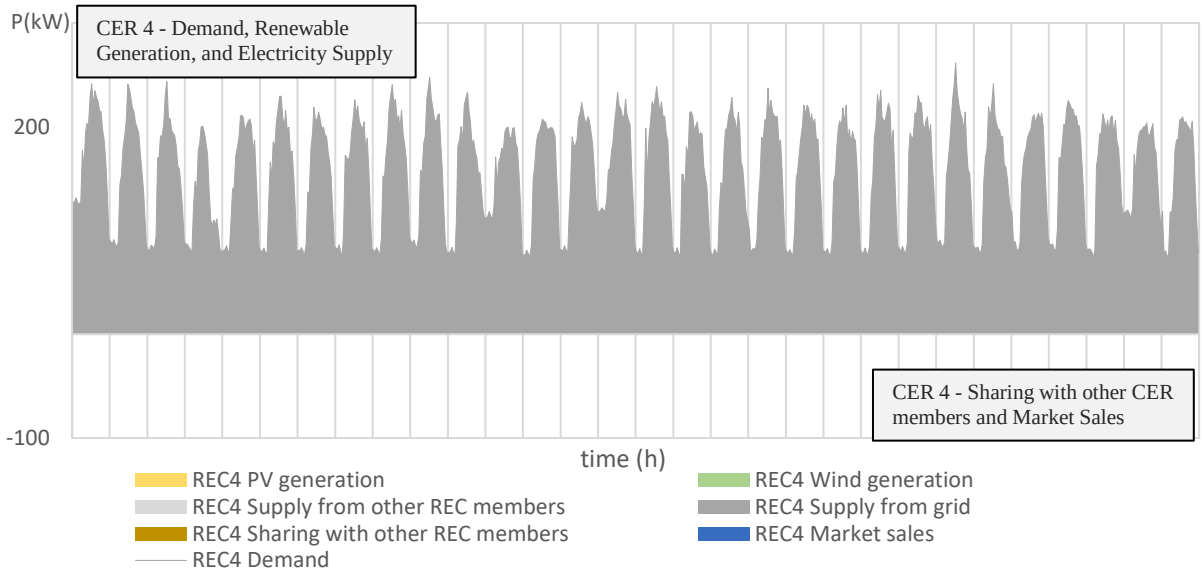



*Figura 15 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de abril pelo membro da CER 4 (Autoconsumo Individual).*

Na Figura 15 observa-se que o membro 4, como já mencionado, tem como fornecedor de energia a rede elétrica, como tal, o seu gráfico de consumo energético assemelha-se ao seu perfil de consumo.

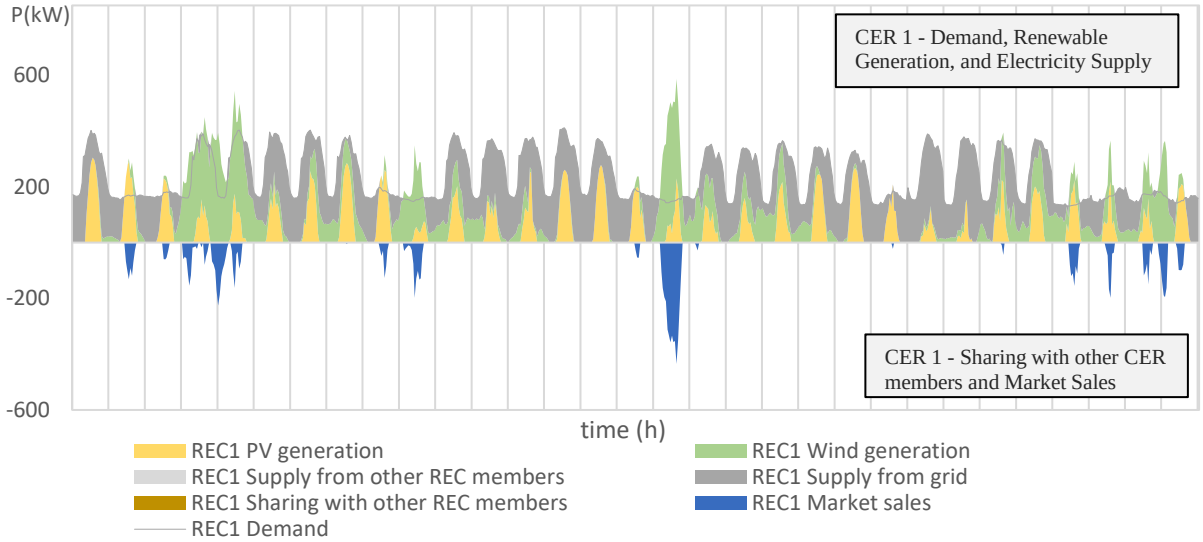



*Figura 16 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de outubro pelo membro da CER 1 (Autoconsumo Individual).*

Apesar de, nestas circunstâncias, as potências instaladas serem inferiores às do Autoconsumo Coletivo, observa-se que no mês de outubro (Figura 16), o produtor 1, em determinadas noites, ainda apresenta consumo próprio de energia eólica suficiente para colmatar o seu consumo. Como tal, comprovando-se uma vez mais que esta acontecimento poderá dever-se a uma noite extremamente ventosa, propícia à produção de energia deste tipo.

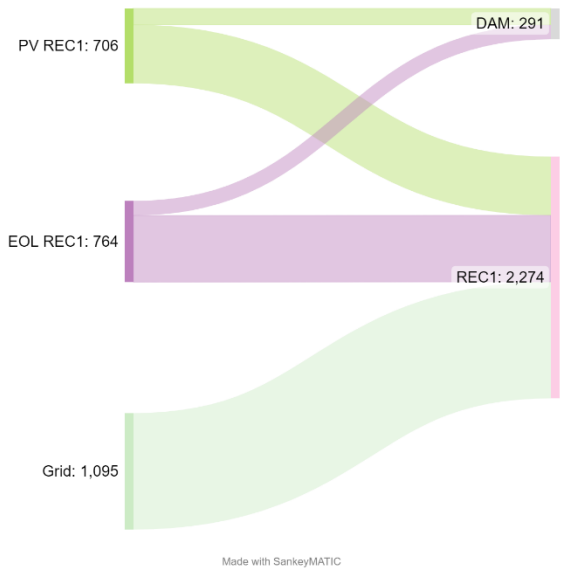



*Figura 17 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 1 [MWh] (Autoconsumo Individual).*

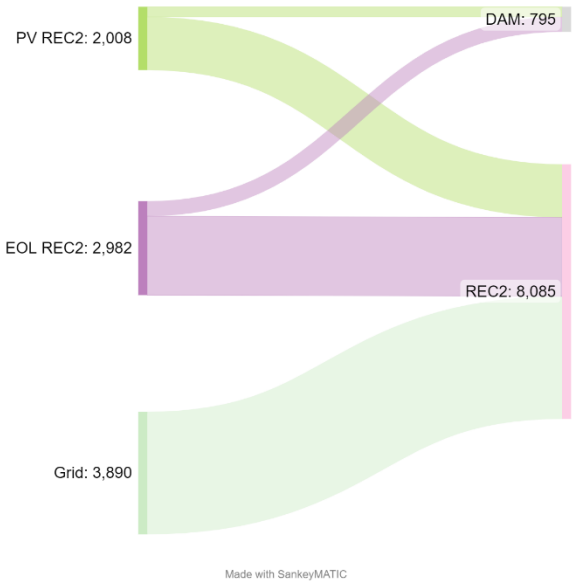



*Figura 18 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 2 [MWh] (Autoconsumo Individual).*

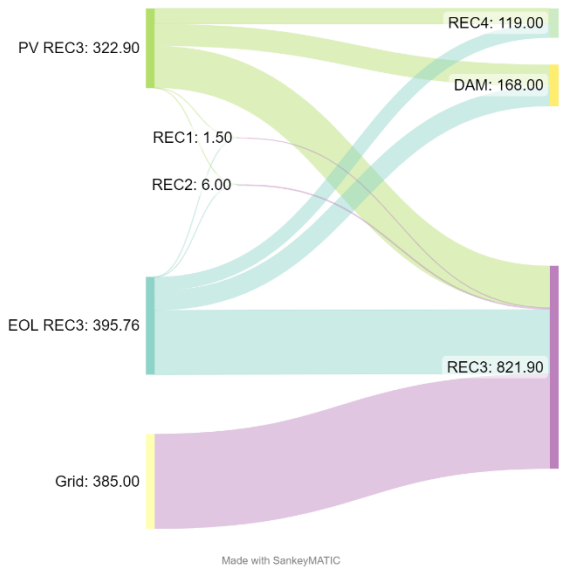



*Figura 19 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 3 [MWh] (Autoconsumo Individual).*

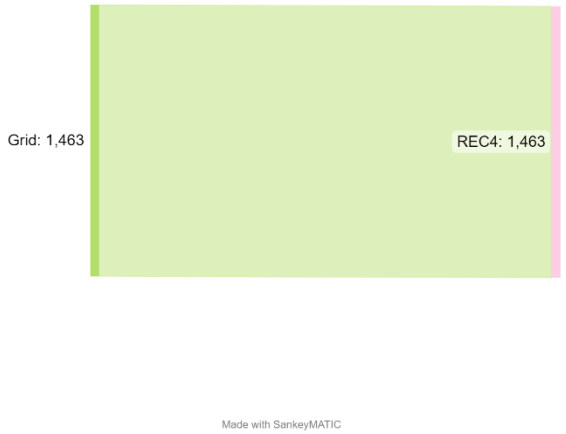



*Figura 20 - Gráfico Sankey ilustrativo das trocas energéticas efetuadas num ano pelo membro da CER 4 [MWh] (Autoconsumo Individual).*

Relativamente aos diagramas *Sankey* acima apresentados (Figuras 17, 18, 19 e 20), observa-se que:

- não existem trocas energéticas entre "membros", por já não se encontrarem numa Comunidade de Energia Renovável;
- o membro 2 continua a apresentar mais produção de energia renovável e mais consumo de energia proveniente da rede;
- o membro 4 só apresenta fornecimento de energia através da rede, comportando-se como um consumidor de energia comum sem produção.

## 5.3. Comparação de resultados

Neste subcapítulo serão comprovados os benefícios económicos provenientes de uma Comunidade de Energia Renovável em contraste com um grupo de produtores independentes.

*Tabela 11 - Comparação do Custo Total de ambos os modelos.*

| Custo Total [$k€$] | |
|---|---|
| Autoconsumo Coletivo | Autoconsumo Individual |
| 978,8 | 1027,9 |

Como se pode observar na Tabela 11 o *Custo Total* da CER é cerca de 5% superior no *Modelo de Autoconsumo Individual*, este facto justifica-se considerando que as Comunidades de Energia Renovável trazem a mais-valia de vender energia dentro da CER a um preço inferior ao de mercado. Logo quando os membros da CER não produzem energia suficiente para colmatar o seu consumo compram energia aos produtores da CER (caso estes tenham disponível) ao invés de comprarem à rede a um preço mais elevado, o que consiste numa grande poupança.

*Tabela 12 - CRF e LCOE obtidos em ambos os modelos.*

| | CRF | LCOE [€/$MWh$] |
|---|---|---|
| $PV$ | 0,07095 | 43,17 |
| $EOL$ | 0,08024 | 51,42 |

O *CRF* depende somente da taxa desconto $\alpha$ que é aplicada a cada tecnologia $r$ (fotovoltaica e eólica) e dos tempos de vida úteis $\tau_r$ correspondentes. Pelo que entre o Autoconsumo Individual e o Autoconsumo Coletivo estes parâmetros não são alterados, são usados exatamente os mesmos tipos de tecnologia, somente a potência instalada de cada uma é alterada.

Quanto ao parâmetro *LCOE*; este depende do perfil de produção dos membros da CER, deste modo, visto não existir a necessidade de limitar a produção de nenhum dos membros por excesso de geração, este parâmetro não varia entre o cenário de *Autoconsumo Coletivo* e o de *Autoconsumo Individual*.

Logo, é natural que estes parâmetros sejam iguais para ambos os modelos, *Autoconsumo Coletivo* e *Autoconsumo Individual*, tendo em conta que se trata de parâmetros que avaliam o modelo em si. O *CRF* (*Fator de Recuperação de Capital*) consiste na prestação correspondente ao investimento efetuado na potência instalada por tipo tecnologia (fotovoltaica ou eólica) a pagar durante um determinado período logo, sendo que a potência instalada no *Autoconsumo Individual* é menor que no *Autoconsumo Coletivo*, mas que, proporcionalmente, a sua receita proveniente da produção renovável também é inferior, o valor do *CRF* para ambos os modelos é o mesmo. Relativamente ao *LCOE*, visto que determina o custo unitário da energia produzida por diferentes fontes de produção de energia, este é um parâmetro caracterizador da tecnologia renovável utilizada e não das escolhas de partilha de energia efetuadas.

O *CRF* traduz o fator de recuperação de capital, neste caso, para a produção fotovoltaica 0,07095 indica que com uma taxa de desconto de 5% e um tempo de vida útil da tecnologia de 25 anos, o fator de recuperação de capital é de 70,95€/ano. Relativamente à produção eólica, um *CRF* de 0,08024, indica que com uma taxa de desconto de 5% e um tempo de vida útil da tecnologia de 20 anos, o fator de recuperação de capital é de 80,24€/ano.

O $LCOE$ transmite o custo real da produção de $1MW$ de potência por tecnologia $r$, logo nesta CER, com as condições físicas e meteorológicas em estudo, $1MW$ de potência proveniente de produção fotovoltaica custa $43{,}17$ € a produzir e $1MW$ de potência, proveniente de produção eólica, custa $51{,}42$ €. Tais valores consistem numa boa margem, tendo em conta o preço de energia praticado no mercado, o qual seria pago à rede caso os membros da CER não tivessem produção própria.

*Tabela 13 - Potência adicional instalada por tecnologia de cada membro ao Autoconsumo Coletivo em relação ao Autoconsumo Individual.*

| | Potência adicional instalada por tecnologia de cada membro ao Autoconsumo Coletivo em relação ao Autoconsumo Individual $[kW]$ | |
|---|---|---|
| | PV | EOL |
| $REC1$ | 449,9 | 5,6 |
| $REC2$ | 135,4 | 190,0 |
| $REC3$ | 72,1 | 34,9 |
| $REC4$ | 0,0 | 0,0 |

Como se pode observar pela Tabela 13, há um enorme aumento na *Potência instalada por tecnologia de cada membro* no *Autoconsumo Coletivo* em relação ao *Autoconsumo Individual* (até cerca de 70% em tecnologia fotovoltaica e 30% em tecnologia eólica). Devendo-se ao facto de a função objetivo promover a minimização de custos totais da CER e de, nesta simulação, existir um dos membros que não apresenta potência instalada, logo o modelo executado no *GAMS* tende a instalar mais potência renovável nos membros que apresentam produção, para colmatar o consumo do membro que não apresenta. No entanto, é de notar que apesar do aumento da *Potência instalada por tecnologia de cada membro* ser significativo, a redução do *Custo Total* no *Autoconsumo Coletivo* em relação ao *Autoconsumo Individual* não é elevada. O que se justifica pelo facto do investimento em tecnologia renovável no cenário de CER ser maior, e o facto da receita para os membros da comunidade, que advém do excedente de energia que é vendido dentro da CER, não ser muito superior a este investimento.

*Tabela 14 – Comparação do fluxo de energia da CER entre o Autoconsumo Coletivo e o Autoconsumo Individual.*

| | Energia comprada à rede $[MWh]$ | Energia comprada à CER $[MWh]$ | Energia vendida à CER $[MWh]$ | Energia vendida em mercado $[MWh]$ |
|---|---|---|---|---|
| $REC1$ | $-67{,}7$ | $17{,}9$ | $222{,}3$ | $-150{,}0$ |
| $REC2$ | $-332{,}5$ | $0{,}4$ | $202{,}0$ | $214{,}5$ |
| $REC3$ | $-93{,}8$ | $717{,}3$ | $121{,}2$ | $15{,}0$ |
| $REC4$ | $-520{,}0$ | $520{,}0$ | $0{,}0$ | $0{,}0$ |

A Tabela 14 consiste na subtração dos valores obtidos no *Autoconsumo Coletivo* e o *Autoconsumo Individual*, consistindo deste modo, na mudança provocada pelo aumento a *Tarifa de acesso à rede.*

Logo, é observável pela Tabela 14 que no *Autoconsumo Individual* houve um aumento de *Energia comprada à rede* (em cerca de 7% em toda a CER), o que se justifica, considerando que os membros da CER deixaram de poder comprar energia à rede e têm de comprar a totalidade da energia que não conseguem colmatar com a produção própria à rede de energia elétrica.

Relativamente à energia comprada e à vendida à CER é natural que tenha havida um decréscimo no *Autoconsumo Individual* (até cerca de 9% e 100% respetivamente) pela mesma razão acima apresentada, deixou de existir o conceito de partilha de energia entre membros. Note-se que a diferença entre modelos relativamente à *Energia vendida à CER* para o membro CER 4 é nula, pois este membro já no primeiro modelo não apresentava potência instalada.

Relativamente à *Energia vendida em mercado* é de notar que para o membro CER 1 este parâmetro é superior no *Autoconsumo Individual* relativamente ao *Autoconsumo Coletivo* (em cerca de 6%). Este evento possivelmente deve-se a uma enorme partilha de energia deste membro do *Autoconsumo Coletivo*, logo no *Autoconsumo Individual*, apesar de existir menos potência instalada, todo o excedente é vendido a mercado, como tal, justifica-se este valor anómalo. Os membros CER 2 e CER 3 apresentam um valor inferior neste segundo modelo, que se deve à diminuição de potência instalada em ambos (em cerca de 21% e 9% respetivamente). Quanto ao membro CER 4, uma vez mais a diferença entre ambos os modelos é nula, visto que não existe potência instalada neste membro em nenhum dos modelos.

### 5.3.1. Preço capturado

O *Preço capturado* é um parâmetro extremamente importante na avaliação económica deste modelo. Este consiste na receita unitária, por $MWh$, de cada membro $i$ e tecnologia $r$, como descrito na equação (66).

*Tabela 15 - Preço capturado por membro i e tecnologia r do Autoconsumo Coletivo.*

| Preço capturado CER 1 [€/$MWh$] | | Preço capturado CER 2 [€/$MWh$] | | Preço capturado CER 3 [€/$MWh$] | | Preço capturado CER 4 [€/$MWh$] | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| PV | EOL | PV | EOL | PV | EOL | PV | EOL |
| 89,8 | 89,6 | 82,1 | 82,3 | 70,5 | 78,8 | 0,0 | 0,0 |

*Tabela 16 - Preço capturado por membro i e tecnologia r do Autoconsumo Individual.*

| Preço capturado CER 1 [€/$MWh$] | | Preço capturado CER 2 [€/$MWh$] | | Preço capturado CER 3 [€/$MWh$] | | Preço capturado CER 4 [€/$MWh$] | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| PV | EOL | PV | EOL | PV | EOL | PV | EOL |
| 78,2 | 82,1 | 84,2 | 84,2 | 62,2 | 73,9 | 0,0 | 0,0 |

Em comparação com o parâmetro *LCOE* [€/$MWh$], Tabela 12, verifica-se que o *Preço capturado*, para qualquer membro $i$ e tecnologia $r$, é sempre, nas condições analisadas, superior ao *Levelized cost of energy*, ao custo médio da energia ao fim da sua vida, o que demonstra que o nível de investimento realizado é rentável na medida em que as receitas unitárias (*Preço capturado*) são superiores aos custos unitários (*Levelized cost of energy*).

Com este estudo, comprova-se uma maior vantagem em integrar um *Autoconsumo Coletivo* ao invés de um *Autoconsumo Individual*. Como se pode observar pela Tabela 11, o custo total associado ao investimento nas tecnologias renováveis, à energia comprada à rede, à tarifa de acesso às redes de autoconsumo da CER e custo variável da EGAC, ao custo fixo da EGAC e à receita da venda do excedente da CER em mercado, é inferior no *Autoconsumo Coletivo* (em cerca de 5%), visto que, apesar de haver um maior investimento (gasto monetário) nas tecnologias renováveis (até cerca de 70% em tecnologia fotovoltaica e 30% em tecnologia eólica), existe a venda de energia à CER (de parte da energia produzida dentro da CER) a um preço inferior ao de mercado (cerca de 40% inferior para a energia fotovoltaica e cerca de 32% inferior para a energia eólica), logo existe um maior controlo de gastos nesta situação, face ao *Autoconsumo Individual*.

Verifica-se que, relativamente aos produtores, só o CER 2 apresenta um *Preço capturado* inferior no *Autoconsumo Coletivo* face ao *Autoconsumo Individual* (em cerca de 2%), ou seja, a energia que produz é menos valiosa na situação de CER. Este facto, deve-se a este membro ter muita potência instalada, o que é benéfico para os restantes membros pois apresenta excedente de energia por diversas ocasiões e vende-lhes a eletricidade que produz a um preço mais baixo do que comprariam à rede. Mas o CER 2, como não apresenta défice energético

muitas vezes, não usufrui tanto deste benefício do *Autoconsumo Coletivo* (de comprar energia a um preço mais baixo dentro da CER), logo a energia que produz acaba por não ser tão valiosa nesta situação face ao *Autoconsumo Individual*.

Conclui-se deste modo que, se analisarmos a CER como um todo, há um maior benefício em integrar *Autoconsumo Coletivo* face ao *Autoconsumo Individual*. No entanto, se analisarmos os membros da CER individualmente, o CER 2 é o único que não apresenta benefícios ao integrar o *Autoconsumo Coletivo.* A função objetivo da metodologia proposta visa a minimização total dos custos, ou seja, o benefício geral da CER e não o benefício de todos os seus membros individualmente. Deste modo, há membros que podem não beneficiar nas circunstâncias de *Autoconsumo Coletivo*, pois o modelo matemático desenvolvido e implementado no *GAMS* irá efetuar as suas decisões de investimento em prol do bem geral. Em futuros trabalhos, este caso será analisado, para que não só seja tido em conta o bem geral da CER, como também o benefício de cada membro individualmente.

# Capítulo 6

## Conclusões

# 6. Conclusões

As Comunidades de Energia Renovável, conforme estabelecido pela Diretiva de Energia Renovável da UE 2018/2001 [1], desempenharão um papel importante no fornecimento de benefícios ambientais, económicos e sociais para os seus membros e para as áreas locais onde operam. Elas contribuirão positivamente para o processo de transição energética, pois potencializam a implementação da produção renovável para um patamar superior ao do autoconsumo individual.

A partilha de eletricidade renovável dentro de uma CER, tem o potencial de aumentar a capacidade renovável instalada e criar um autoconsumo mutuamente benéfico, no qual os membros vendedores da CER obtêm receitas adicionais e os membros compradores da CER têm acesso à energia renovável a um preço mais competitivo.

O presente trabalho apresenta um modelo para o investimento ideal e decisões operacionais de uma CER, que evolui de um modelo anterior, permitindo que vários membros invistam em tecnologias de produção fotovoltaica e eólica. Um estudo de caso real é utilizado no presente documento de modo a testar e validar o modelo, baseado numa CER com quatro membros conectados à rede de média tensão.

O modelo calcula a capacidade ótima de cada tecnologia, ou seja, fotovoltaica e eólica, bem como a energia partilhada em cada período de tempo e os respetivos fluxos energéticos horários dos membros da CER, levando em consideração as restrições locais, como as condições disponíveis no local para projetos renováveis.

O presente estudo evidencia as vantagens de modelar conjuntamente as decisões de investimento e operacionais dentro de uma CER e lança luz sobre as principais dinâmicas de uma CER de produção e partilha de eletricidade renovável.

Os resultados obtidos foram de encontro com o espectável. Verificou-se um benefício maior em integrar um *Autoconsumo Coletivo* ao invés de um *Autoconsumo Individual*, visto que o custo total da CER é inferior no *Autoconsumo Coletivo*, em cerca de 5%, pois apesar de existir um maior investimento em tecnologias de produção de energia renovável (até cerca de 70% em tecnologia fotovoltaica e 30% em tecnologia eólica), existe a venda de energia à CER a um preço inferior ao de mercado (cerca de 40% inferior para a energia fotovoltaica e cerca de 32% inferior para a energia eólica), logo existe uma diminuição de gastos nesta situação, face ao *Autoconsumo Individual*.

Verificou-se que a otimização do cenário de *Autoconsumo Coletivo* traz benefícios coletivos, isto é, a comunidade beneficia como um todo, mas nem sempre traz benefícios para todos os membros individualmente. Deste modo, há membros que podem não beneficiar nas circunstâncias de *Autoconsumo Coletivo*, pois o modelo desenvolvido e implementado no *GAMS* irá efetuar as suas decisões de investimento em prol do bem geral. Possivelmente um fator decisivo neste aspeto é o preço

interno de venda da energia dentro da CER. Alcançando um preço de venda ótimo para todos os membros da CER, prevê-se que o benefício individual dentro da CER aumente.

Também se pretende que em trabalhos futuros seja incluída na metodologia proposta, a flexibilidade das cargas climáticas da CER 1, visto apresentar uma potência considerável e ser um tipo de cargas manobrável no tempo, possível de apresentar alguma flexibilidade. Deste modo, pretende-se preparar o modelo para a participação da CER no mercado de flexibilidade.

Um dos trabalhos que também se pretende elaborar futuramente, é a inclusão de sistemas de armazenamento nos diferentes membros da CER e, deste modo, maximizar o aproveitamento do *Autoconsumo Coletivo* face ao *Autoconsumo Individual.* Verificou-se que, mesmo sendo a tecnologia eólica mais dispendiosa que a tecnologia fotovoltaica, o modelo considerou que o investimento em produção de energia eólica compensava, tendo em consideração que só existe produção fotovoltaica durante as horas de sol do dia e ainda existe consumo energético a satisfazer durante os períodos do dia noturnos. No entanto, consideramos que a instalação de sistemas de armazenamento irá alterar a decisão de investimento do modelo na instalação de energia eólica e irá maximizar o benefício do *Autoconsumo Coletivo* face ao *Autoconsumo Individual*, visto passar a existir a possibilidade de se ter energia fotovoltaica armazenada, produzida durante o dia, que ajude a colmatar o consumo noturno.

Deste modo, conclui-se com este documento que existe um maior benefício em integrar o *Autoconsumo Coletivo* ao invés do *Autoconsumo Individual* ao analisarmos o conjunto de membros participante na CER como um todo. No entanto, ainda existem melhorias a implementar na metodologia proposta, para que o benefício de todos os membros da CER individualmente também seja uma realidade no *Autoconsumo Coletivo* face ao *Autoconsumo Individual.*

# Referências

# Referências


[1] Comissão Europeia, «Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho», Comissão Europeia, Ed., Comissão Europeia, 2018.

[2] Comissão Europeia, «Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho», Comissão Europeia, Ed., Comissão Europeia, 2019.

[3] R. Rocha, J. Mello, J. Villar, e J. T. Saraiva, «Comparative Analysis of Self-Consumption and Energy Communities Regulation in the Iberian Peninsula», em *2021 IEEE Madrid PowerTech, PowerTech 2021 - Conference Proceedings*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Jun. 2021. doi: 10.1109/PowerTech46648.2021.9494916.

[4] J. Mello, J. Villar, e J. T. Saraiva, «Conciliating the settlement of local energy markets with self-consumption regulations», *SSRN*, 2022. Disponível em: https://ssrn.com/abstract=4097357

[5] Rocha, R., Silva, R., Mello, J., Faria, S., Retorta, F., Gouveia, C., & Villar, J., «A Three-Stage Model to Manage Energy Communities, Share Benefits and Provide Local Grid Services», *Energies (Basel)*, vol. 16, n. 3, Fev. 2023, doi: 10.3390/en16031143.

[6] República Portuguesa Economia e Mar, «Aprovado o regime jurídico do Autoconsumo de Energia Renovável», *Direção Geral do Consumidor*, 2020.

[7] T. M. Massano Tavares, «Operation and Simulation of a Renewable Energy Community Based on a Local Post-Delivery Pool Market», *19th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2023.

[8] A. Moreno, J. Villar, C. S. Gouveia, J. Mello, e R. Rocha, «Investments and Governance Models for Renewable Energy Communities», em *International Conference on the European Energy Market, EEM*, IEEE Computer Society, 2022. doi: 10.1109/EEM54602.2022.9921004.

[9] I. F.G. Reis, I. Gonçalves, M. A.R. Lopes, e C. Henggeler Antunes, «Business models for energy communities: A review of key issues and trends», *Elsevier*, 2021.

[10] J. Lowitzsch, *Energy Transition Financing Consumer Co-Ownership in Renewables*. Palgrave Macmillan, 2019.

[11] A. Cosic, M. Stadler, M. Mansoor, e M. Zellinger, «Mixed-Integer Linear Programming Based Optimization Strategies for Renewable Energy Communities», *Elsevier*, 2021.

[12] J. P. Fossati, A. Galarza, A. Martín-Villate, e L. Fontán, «A Method for Optimal Sizing Energy Storage Systems for Microgrids», *Elsevier*, 2015.

[13] H. Maroua, «Sizing and Management of Hybrid Renewable Energy System for Data Center», *Chinese Roots Global Impact*, 2022.

[14] T. Weckesser, D. F. Dominković, E. M. V. Blomgren, A. Schledorn, e H. Madsen, «Renewable Energy Communities: Optimal Sizing and Distribution Grid Impact of Photo-Voltaics and Battery Storage», *Elsevier*, 2021.

[15] M. K. Kiptoo, M. E. Lotfy, O. B. Adewuyi, A. Conteh, A. M. Howlader, e T. Senjyu, «Integrated Approach for Optimal Techno-Economic Planning for High Renewable Energy-Based Isolated

Microgrid Considering Cost of Energy Storage and Demand Response Strategies», *Elsevier*, 2020.

[16] T. Ma e M. S. Javed, «Integrated Sizing of Hybrid PV-Wind-Battery System for Remote Island Considering the Saturation of Each Renewable Energy Resource», *Elsevier*, 2019.

[17] S. Sanajaoba Singh e E. Fernandez, «Modeling, Size Optimization and Sensitivity Analysis of a Remote Hybrid Renewable Energy System», *Elsevier*, 2018.

[18] M. Secchi, G. Barchi, D. Macii, D. Moser, e D. Petri, «Multi-Objective Battery Sizing Optimisation for Renewable Energy Communities with Distribution-Level Constraints: A Prosumer-Driven Perspective», *Elsevier*, 2021.

[19] J. Lian, Y. Zhang, C. Ma, Y. Yang, e E. Chaima, «A Review on Recent Sizing Methodologies of Hybrid Renewable Energy Systems», *Elsevier*, 2019.

[20] D. Parra, S. A. Norman, G. S. Walker, e M. Gillott, «Optimum Community Energy Storage for Renewable Energy and Demand Load Management», *Elsevier*, 2017.

[21] B. Zhang, Y. Du, E. G. Lim, L. Jiang, e K. Yan, «Design and Simulation of Peer-to-Peer Energy Trading Framework with Dynamic Electricity Price», *29th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2019.

[22] Z. Guo, P. Pinson, Q. Wu, S. Chen, Q. Yang, e Z. Yang, «An Asynchronous Online Negotiation Mechanism for Real-Time Peer-to-Peer Electricity Markets», *IEEE*, 2021.

[23] J. Mello, C. de Lorenzo, Fco. A. Campos Fernandez, e J. Villar, «Pricing and Simulating Energy Transactions in Energy Communities», *Energies (Basel)*, 2023.

[24] J. Mello, J. Villar, R. J. Bessa, M. Lopes, J. Martins, e M. Pinto, «Power-to-Peer: A Blockchain P2P Post-Delivery Bilateral Local Energy Market», *IEEE*, 2020.

[25] C. Long, C. Zhang, L. Thomas, M. Cheng, e N. Jenkins, «Peer-to-Peer Energy Trading in a Community Microgrid», *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2017.

[26] Y. Chen, X. Lei, J. Yang, H. Zhong, e T. Huang, «Decentralized P2P Power Trading Mechanism for Dynamic Multi-Energy Microgrid Groups Based on Priority Matching», *Elsevier*, 2022.

[27] N. Wang, Z. Liu, P. Heijnen, e M. Warnier, «A Peer-to-Peer Market Mechanism Incorporating Multi-Energy Coupling and Cooperative Behaviors», *Elsevier*, 2022.

[28] A. Umar, D. Kumar, e T. Ghose, «Blockchain-Based Decentralized Energy Intra-Trading with Battery Storage Flexibility in a Community Microgrid System», *Sustainability*, 2020.

[29] N. Liu, X. Yu, C. Wang, C. Li, L. Ma, e J. Lei, «Energy-Sharing Model with Price-Based Demand Response for Microgrids of Peer-to-Peer Prosumers», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, n. 5, pp. 3569–3583, Set. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2649558.

[30] Sousa, J., Lagarto, J., Camus, C., Viveiros, C., Barata, F., Silva, P., Alegria, R., & Enermanage, O. P. «Renewable energy communities optimal design supported by an optimization model for investment in PV/wind capacity and renewable electricity sharing», Energy, vol. 283, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.128464.

[31] LUT Lappeenranta University of Technology e Energy Watch Group, «Global Energy System Based on 100% Renewable Energy Power Sector», *ResearchGate*, 2017.

[32] Comissão da UE, «Fit for 55», *European Council*, 2022. https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/ (acedido 16 de setembro de 2023).

[33] P. Office of the European Union, «Clean energy for all Europeans Energy», *European Commision*, 2019, doi: 10.2833/21366.

[34] M. Oliveira, «5 benefícios da instalação de painéis solares», *Ekonomista*, 2016. https://www.e-konomista.pt/beneficios-instalacao-de-paineis-solares/ (acedido 26 de fevereiro de 2023).

[35] Pedro Silva, Susana Rodrigues, e Isabel Vasconcelos, «Fotovoltaico: Atenção ao prazo de retorno do investimento», *DECO PROTeste*, 2023. https://www.deco.proteste.pt/casa-energia/energias-renovaveis/noticias/fotovoltaico-atencao-prazo-retorno-investimento (acedido 23 de setembro de 2023).

[36] B. Cornélusse, I. Savelli, S. Paoletti, A. Giannitrapani, e A. Vicino, «A community microgrid architecture with an internal local market», *Appl Energy*, vol. 242, pp. 547–560, mai. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.03.109.

[37] A. S. Yahaya *et al.*, «Blockchain based sustainable local energy trading considering home energy management and demurrage mechanism», *Sustainability (Switzerland)*, vol. 12, n. 8, abr. 2020, doi: 10.3390/SU12083385.

[38] EDP, «O que é um Bairro Solar?», *EDP*, 2022. https://www.edp.pt/particulares/apoio-cliente/perguntas-frequentes/pt/solucoes-sustentaveis/bairro-solar/o-que-e-um-bairro-solar/faq-18308/ (acedido 23 de outubro de 2022).

[39] Energia Unida, «O que é uma Comunidade de Energia?», *GreenVolt*, 2022. https://energiaunida.pt/como-funciona/ (acedido 23 de outubro de 2022).

[40] M. Krasser, «GO FLEX Project», *GoFlex*, 2016. https://goflex-project.eu/Project.html (acedido 29 de novembro de 2022).

[41] R. Messias, P. M. S. Carvalho, e J. Sousa, «Valuating flexibility as a service to electrical distribution system operators», *5 th International Conference on Energy and Environment: bringing together Engineering and Economics Porto, Portugal*, 2022.

[42] F. Niedermeier, F. Kazhamiaka, e H. De Meer, «Energy supply aware power planning for flexible loads», em *E2DC 2016 - Proceedings of the 5th International Workshop on Energy Efficient Data Centres*, Association for Computing Machinery, Inc, Jun. 2016. doi: 10.1145/2940679.2940681.

[43] Cleanwatts, Lut University, Electric Corby, Simples Energia, e S. A. (R&D N. REN - State Grid, «FlexUnity», *FlexUnity*, 2020. https://www.flexunity.eu/

[44] Open Utility Ldt., «Piclo Energy», *Piclo*, 2023. https://www.piclo.energy/

[45] E-REDES, «FIRMe - Flexibilidade Integrada em Regime de Mercado», *E-REDES*, 2022. https://www.e-redes.pt/pt-pt/transicao-energetica/redes-do-futuro/firme (acedido 16 de setembro de 2023).

[46] REN, «MIBEL», *REN*, 2021. https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel (acedido 12 de dezembro de 2022).

[47] European Commission, «PVGIS». https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/# (acedido 2 de abril de 2023).

[48] Aeolos Wind Turbine, «Wind Turbine Star», *Aeolos Wind Turbine*. 35. https://www.windturbinestar.com/5kwh-aeolos-wind-turbine.html (acedido 2 de abril de 2023).

# Anexos

# Anexos

Anexo 1 - Código GAMS referente ao pós-processamento do modelo proposto no presente documento ..... 70

Gráfico 1 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de janeiro no cenário de Autoconsumo Coletivo. . 75
Gráfico 2 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de fevereiro no cenário de Autoconsumo Coletivo. ..... 76
Gráfico 3 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de março no cenário de Autoconsumo Coletivo. .. 77
Gráfico 4 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de abril no cenário de Autoconsumo Coletivo. ..... 78
Gráfico 5 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de maio no cenário de Autoconsumo Coletivo. .... 79
Gráfico 6 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de junho no cenário de Autoconsumo Coletivo. ... 80
Gráfico 7 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de julho no cenário de Autoconsumo Coletivo. .... 81
Gráfico 8 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de agosto no cenário de Autoconsumo Coletivo. .. 82
Gráfico 9 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de setembro no cenário de Autoconsumo Coletivo. ..... 83
Gráfico 10 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de outubro no cenário de Autoconsumo Coletivo. ..... 84
Gráfico 11 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de novembro no cenário de Autoconsumo Coletivo. ..... 85
Gráfico 12 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês dezembro no cenário de Autoconsumo Coletivo. 86
Gráfico 13 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de janeiro no cenário de Autoconsumo Individual. ..... 87
Gráfico 14 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de fevereiro no cenário de Autoconsumo Individual. ..... 88
Gráfico 15 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de março no cenário de Autoconsumo Individual. ..... 89
Gráfico 16 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de abril no cenário de Autoconsumo Individual. 90
Gráfico 17 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de maio no cenário de Autoconsumo Individual. 91
Gráfico 18 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de junho no cenário de Autoconsumo Individual. ..... 92
Gráfico 19 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de julho no cenário de Autoconsumo Individual. 93
Gráfico 20 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de agosto no cenário de Autoconsumo Individual. ..... 94
Gráfico 21 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de setembro no cenário de Autoconsumo Individual. ..... 95
Gráfico 22 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de outubro no cenário de Autoconsumo Individual. ..... 96
Gráfico 23 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de novembro pelo membro da CER 1 no Autoconsumo Individual. ..... 97
Gráfico 24 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de dezembro no cenário de Autoconsumo Individual. ..... 98

```
Display Custo.l, P.l, buyGrid.l, buyREC.l, sellREC.l, sellDAM.l, CRF, Capex;
alias (j,i);
alias (ii,i);
alias (rr,r);

Parameters
T_grid(j) Tarifa de compra de energia à rede
LCOE(r) LCOE com origem na tecnologia renovável r
shareGrid(t,i)  Proporção da energia consumida do membro i no período t que é partilhada com a rede
shareAutoCons(t,i) Proporção da energia consumida do membro i no período t que é autoconsumida
shareREC(t,i) Proporção da energia consumida do membro i no período t que é partilhada com os outros membros da REC
control(t,i) Proporção total  da energia do membro i no período t
renew_production(t,i,r) Produção renovável do membro i da tecnologia renovável r no período t
demand(i) Consumo total do membro i
PV(i) Produção total de PV do membro i
EOL(i) Produção total de EOL do membro i
renew_total(i) Produção total de tecnologias renováveis do membro i
autoconsump(i) Energia produzida pelo membro i que é autoconsumida
renew_prod_t(t,i) Produção renovável do membro i no período t
max_consumption(i) Ponta de consumo do membro i
sr(t,i,r) Proporção da produção renovável r no período t (share renewable)
SC(t,i) Autoconsumo do membro i no período t
SCir(t,i,r) Autoconsumo do membro i com origem na tecnologia renovável r no período t
sbuyREC(t,i) Proporção da energia comprada à REC pelo membro i do total da energia comprada à REC no período t (share buyREC)
sellRECij(t,i,j) Energia partilhada pelo membro i com o membro j no período t
sellRECijr(t,i,j,r) Energia partilhada pelo membro i com o membro j com origem na tecnologia renovável r no período t
sellDAMir(t,i,r) Energia vendida pelo membro i ao mercado (DAM) com origem na tecnologia renovável r no período t
RP(i,r) Realized Price do membro i com origem na tecnologia renovável r
Ppreceita_pv(t,i) Proporção da Receita que é PV do membro i
Ppreceita_eol(t,i) Proporção da Receita que é PV do membro i
Receita(t,i) Receita total do membro i
Receita_T(t) Receita total
Receita_PV(t,i) Receita total de PV do membro i
Receita_PV_T(t) Receita total
Receita_EOL(t,i) Receita total de EOL do membro i
Receita_EOL_T(t) Receita total
;

T_grid(j)= Tarifas(j); ##Tarifa de compra à rede por cada membro j
LCOE(r) $ (sum(t, Renew(t,r)*sum(i, P.l(i,r))) gt 0) = Capex(r) * CRF(r) * sum(i, P.l(i,r)) / sum(t, Renew(t,r)*sum(i, P.l(i,r)));
shareGrid(t,i) $ (D(t,i) gt 0) = buyGrid.l(t,i) / D(t,i);
shareAutoCons(t,i) $ (D(t,i) gt 0) = sum(r, Renew(t,r)*P.l(i,r)) / D(t,i);
shareREC(t,i) $ (D(t,i) gt 0) = buyREC.l(t,i) / D(t,i);
control(t,i) = shareGrid(t,i) + shareAutoCons(t,i) + shareREC(t,i);
renew_production(t,i,r) =  Renew(t,r)*P.l(i,r);
demand(i) = sum(t, D(t,i));
```

```
PV(i) = sum(t, renew_production(t,i,'PV'));
EOL(i) = sum(t, renew_production(t,i,'EOL'));
renew_prod_t(t,i) = renew_production(t,i,'PV') + renew_production(t,i,'EOL');
renew_total(i) = PV(i) + EOL(i);
autoconsump(i) = sum(t, min(renew_prod_t(t,i) , D(t,i)));
max_consumption(i) = smax(t, D(t,i));
sr(t,i,r) $ (sum(rr, (Renew(t,rr) * P.l(i,rr))) gt 0) = (Renew(t,r) * P.l(i,r)) / (sum(rr, (Renew(t,rr) * P.l(i,rr))));
SC(t,i) = min(renew_prod_t(t,i) , D(t,i));
SCir(t,i,r) = sr(t,i,r) * SC(t,i);
sbuyREC(t,i) $ (sum(j, buyREC.l(t,j)) gt 0) = buyREC.l(t,i) / sum(j, buyREC.l(t,j));
sellRECij(t,i,j) = sbuyREC(t,j) * sellREC.l(t,i);
sellRECijr(t,i,j,r) = sr(t,i,r) * sellRECij(t,i,j);
sellDAMir(t,i,r) = sr(t,i,r) * sellDAM.l(t,i);
RP(i,r) $ (sum(t, renew_production(t,i,r)) gt 0)= (sum(t, T_grid(i) * SCir(t,i,r)) + sum(t, sum(j$(ord(j) ne ord(i)), (T_grid(j) - (T_sc + EGAC_V)) * sellRECijr(t,i,j,r))) + sum(t, S_DAM * sellDAMir(t,i,r))) / sum(t, renew_production(t,i,r));
Ppreceita_pv(t,i) $ (renew_prod_t(t,i) gt 0)  = renew_production(t,i,'PV') / renew_prod_t(t,i);
Ppreceita_eol(t,i) $ (renew_prod_t(t,i) gt 0)  = renew_production(t,i,'EOL') / renew_prod_t(t,i);
Receita(t,i) = sellREC.l(t,i) + sellDAM.l(t,i);
Receita_T(t) = sum(i, Receita(t,i));
Receita_PV(t,i) = Receita(t,i) * Ppreceita_pv(t,i);
Receita_PV_T(t) = sum(i, Receita_PV(t,i));
Receita_EOL(t,i) = Receita(t,i) * Ppreceita_eol(t,i);
Receita_EOL_T(t) = sum(i, Receita_EOL(t,i));

Display LCOE, shareGrid, shareAutoCons, shareREC, control, renew_production, demand, PV, EOL, renew_total, autoconsump, max_consumption, sr, SC, SCir, sbuyREC, sellRECij, sellRECijr, sellDAMir, RP, Ppreceita_pv, Ppreceita_eol,
Receita, Receita_T, Receita_PV, Receita_PV_T, Receita_EOL, Receita_EOL_T;

Parameter lineonpage;

*Escrita em ficheiro externo dos Resultados Horários
FILE output1 /"C:\Users\rocky\OneDrive - Instituto Superior de Engenharia de Lisboa\Tese Mestrado\Teste GAMS\Res_horario_TAuto_Bv.txt"/;
* Dimensão de uma linha do ficheiro em número de caracteres
output1.pw = 3000;
output1.ps = 1000;
output1.nd = 3;
output1.lj = 2;output1.nj = 2;output1.lw = 12;output1.nw = 12;
put output1;

put #1 @1 put 'time ';
loop(i,put 'D'i.tl put ' ' put 'PV'i.tl put' ' 'EOL'i.tl put ' ' 'sell'i.tl put ' ' put 'buy'i.tl put ' ' put 'sellDAM'i.tl put ' ' put 'buyGrid'i.tl put ' ');
put/;

loop(t, put t.tl, loop(i,put D(t,i) put ' ' loop(r,put renew_production(t,i,r) put ' ') put sellREC.l(t,i) put ' ' put buyREC.l(t,i) put ' ' put sellDAM.l(t,i) put ' ' put buyGrid.l(t,i) put ' ')put /);

putclose output1;
```

```
227 *Escrita em ficheiro externo da Tabela dos Resultados anuais agregados
228 FILE output2 /"C:\Users\rocky\OneDrive - Instituto Superior de Engenharia de »
    Lisboa\Tese Mestrado\Teste GAMS\Res_total_TAuto_Bv.txt"/;
229 * Dimensão de uma linha do ficheiro em número de caracteres
230 output2.pw = 3000;
231 output2.ps = 1000;
232 output2.nd = 7;
233 output2.lj = 7;output2.nj = 12;output2.lw = 12;output2.nw = 12;
234 put output2;
235
236 put 'Custo Total da REC' put '_' put Custo.l put /;
237 put /;
238
239 put 'Preço de Venda em Mercado' put '_' put 'Tarifa de Autoconsumo'put /;
240 put S_DAM put '_' put T_sc put /;
241 put /;
242
243 put 'Tarifa de Energia' put /;
244 loop(i, put i.tl, put '_' put Tarifas(i) put /);
245 put /;
246
247 put 'Tarifa de Venda na REC' put '_' put 'PV' put '_' put 'EOL' put /;
248 loop(i, put i.tl, loop(r, put'_' put (T_sellREC(i,r))) put /);
249 put /;
250
251 put '_' put 'Fator de recuperação do capital (CRF)' put '_' put 'LCOE (Euros/»
    kWh)' put /;
252 loop (r, put r.tl, put '_' put CRF(r):12:5 put'_' put (Capex(r) * CRF(r) * su»
    m(i, P.l(i,r)) / sum(t, Renew(t,r)*sum(i, P.l(i,r)))):12:5 put /);
253 put /;
254 put /;
255
256 put '_' put 'Potência instalada por tecnologia (kW)', put /;
257 put '_' put 'PV' put '_' put 'EOL' put /;
258 loop(i, put i.tl, loop(r, put'_' put (P.l(i,r))) put /);
259 put /;
260 put /;
261
262 put '_' put 'Consumo(kWh)', put '_', put 'Energia comprada à rede (kWh)', put»
     '_', put 'Energia comprada à REC (kWh)', put'_', put 'Energia vendida à REC »
    (kWh)', put'_', put 'Energia vendida a mercado (kWh)', put'_', put 'PV (kWh)'»
    , put '_', put 'EOL (kWh)', put '_', put 'Renew (kWh)', put '_', put 'Autocon»
    sumo (kWh)', put '_', put 'Ponta do Consumo (kWh)', put '_';
263 put /;
264 loop(i, put i.tl, put '_' put demand(i) put '_' put sum(t,buyGrid.l(t,i)) put»
     '_' put sum(t,buyREC.l(t,i)) put '_' put sum(t,sellREC.l(t,i)) put '_' put s»
    um(t,sellDAM.l(t,i)) put '_' put PV(i) put '_' put EOL(i) put '_' put renew_t»
    otal(i) put '_' put autoconsump(i) put '_' put max_consumption(i), put /);
265 put /;
266 put /;
267
268 putclose output2;
269
270 *Escrita em ficheiro externo dos Resultados Económicos horários
271 FILE output3 /"C:\Users\rocky\OneDrive - Instituto Superior de Engenharia de »
    Lisboa\Tese Mestrado\Teste GAMS\Res_económico_horários_TAuto_Bv.txt"/;
272 * Dimensão de uma linha do ficheiro em número de caracteres
273 output3.pw = 3000;
274 output3.ps = 1000;
275 output3.nd = 12;
276 output3.lj = 12;output3.nj = 12;output3.lw = 12;output3.nw = 12;
277 put output3;
278
```

```
put/;
put #1 @1 put 'time ';
put '_';
loop(i, put'Producao Renovavel'i.tl put '_' put '_') put'Producao Renovavel TOTAL' put '_' put '_' put '_' put '_' loop(i, put'Share Renewable'i.tl put '_' put '_') loop(i, put'Self Consumption'i.tl put '_' put '_') put'Self Consumption TOTAL' put '_' put '_' put '_' put '_' put'SharebuyREC' put '_' put '_' put '_' put '_' loop(i, put'TOTAL SELL'i.tl put '_' put '_' put '_') loop(i, put'PV SELL'i.tl put '_' put '_' put '_') loop(i, put'EOL SELL'i.tl put '_' put '_' put '_') loop(i, put'SellDAM'i.tl put '_' put '_')
put'Proporcao da Receita que e PV' put '_' put '_' put '_' put '_' put'Proporcao da Receita que e EOL' put '_' put '_' put '_' put '_' put'Receita' put '_' put '_' put '_' put '_' put'Receita PV' put '_' put '_' put '_' put '_' put '_' put'Receita EOL' put '_' put '_' put '_' put '_' put '_';
put/;

put '_';
put'PV' put '_' put'EOL' put '_' put'PV' put '_' put'EOL' put '_' put'PV' put '_' put'EOL' put '_' put'PV' put '_' put'EOL';
put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4';
put '_' put'PV' put '_' put'EOL' put '_' put'PV' put '_' put'EOL' put '_' put 'PV' put '_' put'EOL' put '_' put'PV' put '_' put'EOL';
put '_' put'PV' put '_' put'EOL' put '_' put'PV' put '_' put'EOL' put '_' put 'PV' put '_' put'EOL' put '_' put'PV' put '_' put'EOL';
put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4';
put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4';
put '_' put'REC2' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4' put '_' put'REC1' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4' put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC4'put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC3';
put '_' put'REC2' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4' put '_' put'REC1' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4' put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC4'put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC3';
put '_' put'REC2' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4' put '_' put'REC1' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4' put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC4'put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC3';
put '_' put'PV' put '_' put'EOL' put '_' put'PV' put '_' put'EOL' put '_' put 'PV' put '_' put'EOL' put '_' put'PV' put '_' put'EOL';
put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4';
put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4';
put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4' put '_' put'TOTAL';
put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4' put '_' put'TOTAL';
put '_' put'REC1' put '_' put'REC2' put '_' put'REC3' put '_' put'REC4' put '_' put'TOTAL';
put/;

loop(t, put t.tl put '_' loop(i, loop(r,put renew_production(t,i,r) put '_')) loop(i, put renew_prod_t(t,i) put '_') loop(i, loop(r, put sr(t,i,r) put '_')) loop(i, loop(r, put SCir(t,i,r) put '_')) loop(i, put SC(t,i) put '_') loop(i, put sbuyREC(t,i) put '_') loop(i, loop(j$(ord(j) ne ord(i)), put sellRECij(t,i,j) put '_')) loop(i, loop(j$(ord(j) ne ord(i)), put sellRECijr(t,i,j,'PV') put '_')) loop(i, loop(j$(ord(j) ne ord(i)), put sellRECijr(t,i,j,'EOL') put '_')) loop(i, loop(r, put sellDAMir(t,i,r) put '_'))
loop(i, put Ppreceita_pv(t,i) put '_')loop(i, put Ppreceita_eol(t,i) put '_') loop(i, put Receita(t,i) put '_') put Receita_T(t) put '_' loop(i, put Receita_PV(t,i) put '_') put Receita_PV_T(t) put '_' loop(i, put Receita_EOL(t,i) put '_') put Receita_EOL_T(t) put '_' put /);

putclose output3;
```

```
309 *Escrita em ficheiro externo da Tabela dos Resultados económicos anuais agreg»
    ados
310 FILE output4 /"C:\Users\rocky\OneDrive - Instituto Superior de Engenharia de »
    Lisboa\Tese Mestrado\Teste GAMS\Res_económico_total_TAuto_Bv.txt"/;
311 * Dimensão de uma linha do ficheiro em número de caracteres
312 output4.pw = 3000;
313 output4.ps = 1000;
314 output4.nd = 12;
315 output4.lj = 12;output4.nj = 12;output4.lw = 12;output4.nw = 12;
316 put output4;
317
318 loop(i, put 'Realized Price'i.tl put '_'  put '_');
319 put /;
320
321 put'PV' put '_' put'EOL' put '_' put'PV' put '_' put'EOL' put '_' put'PV' put»
     '_' put'EOL' put '_' put'PV' put '_' put'EOL';
322 put /;
323
324 loop(i, loop(r, put RP(i,r) put '_'));
325 put /;
326
327 putclose output4;
```

*Gráfico 1 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de janeiro no cenário de Autoconsumo Coletivo.*

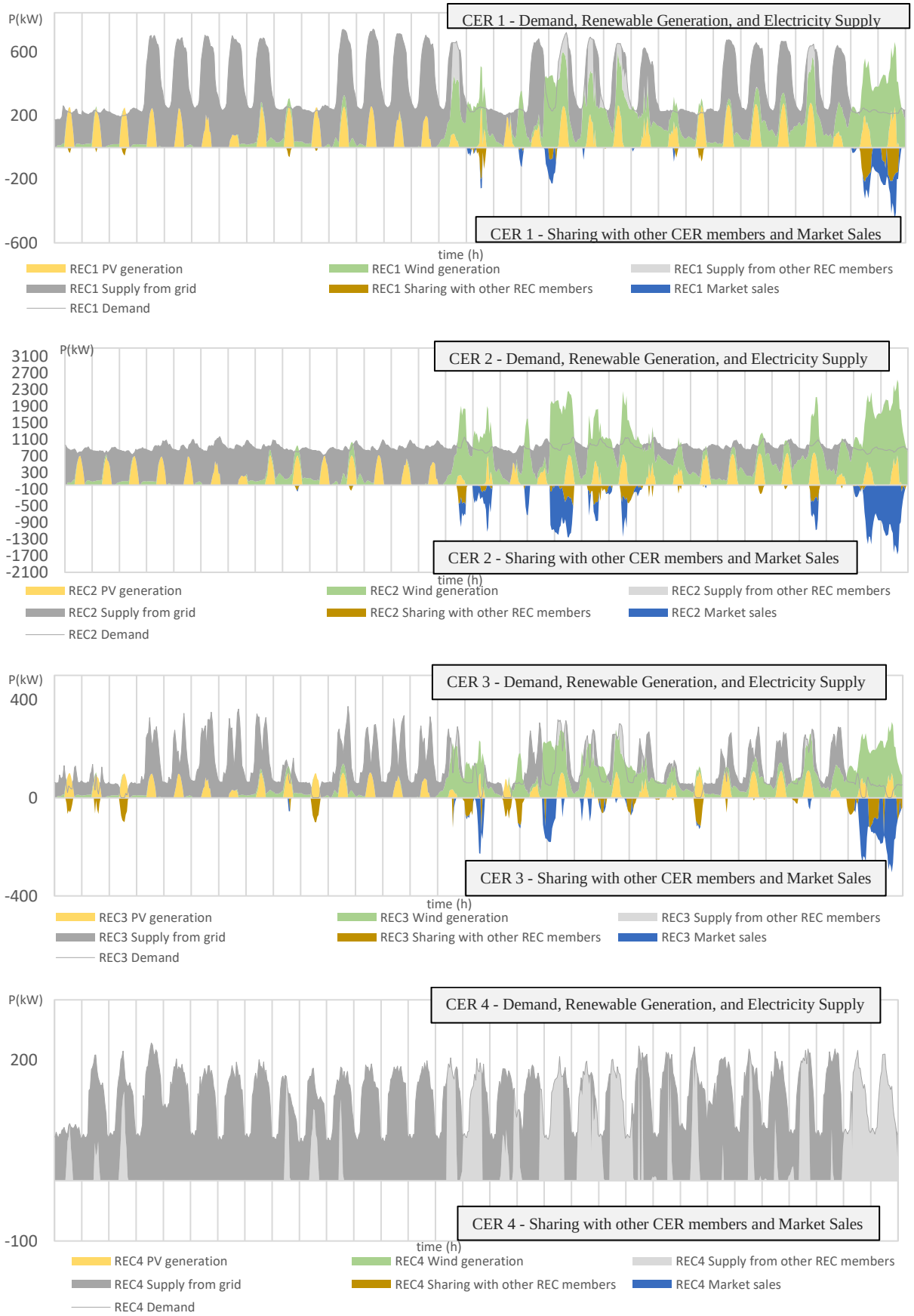


*Gráfico 2 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de fevereiro no cenário de Autoconsumo Coletivo.*

*Gráfico 3 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de março no cenário de Autoconsumo Coletivo.*

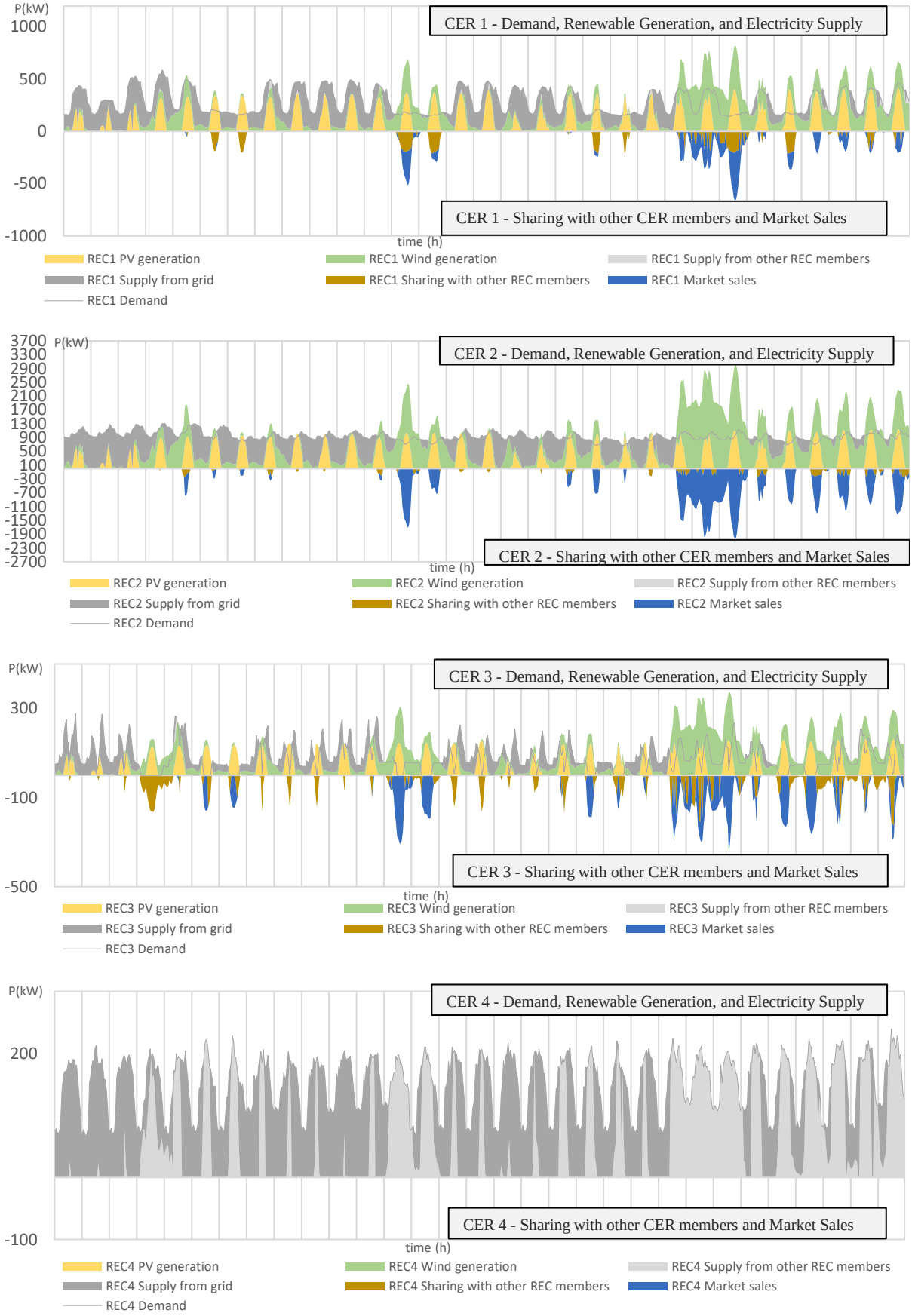


*Gráfico 4 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de abril no cenário de Autoconsumo Coletivo.*

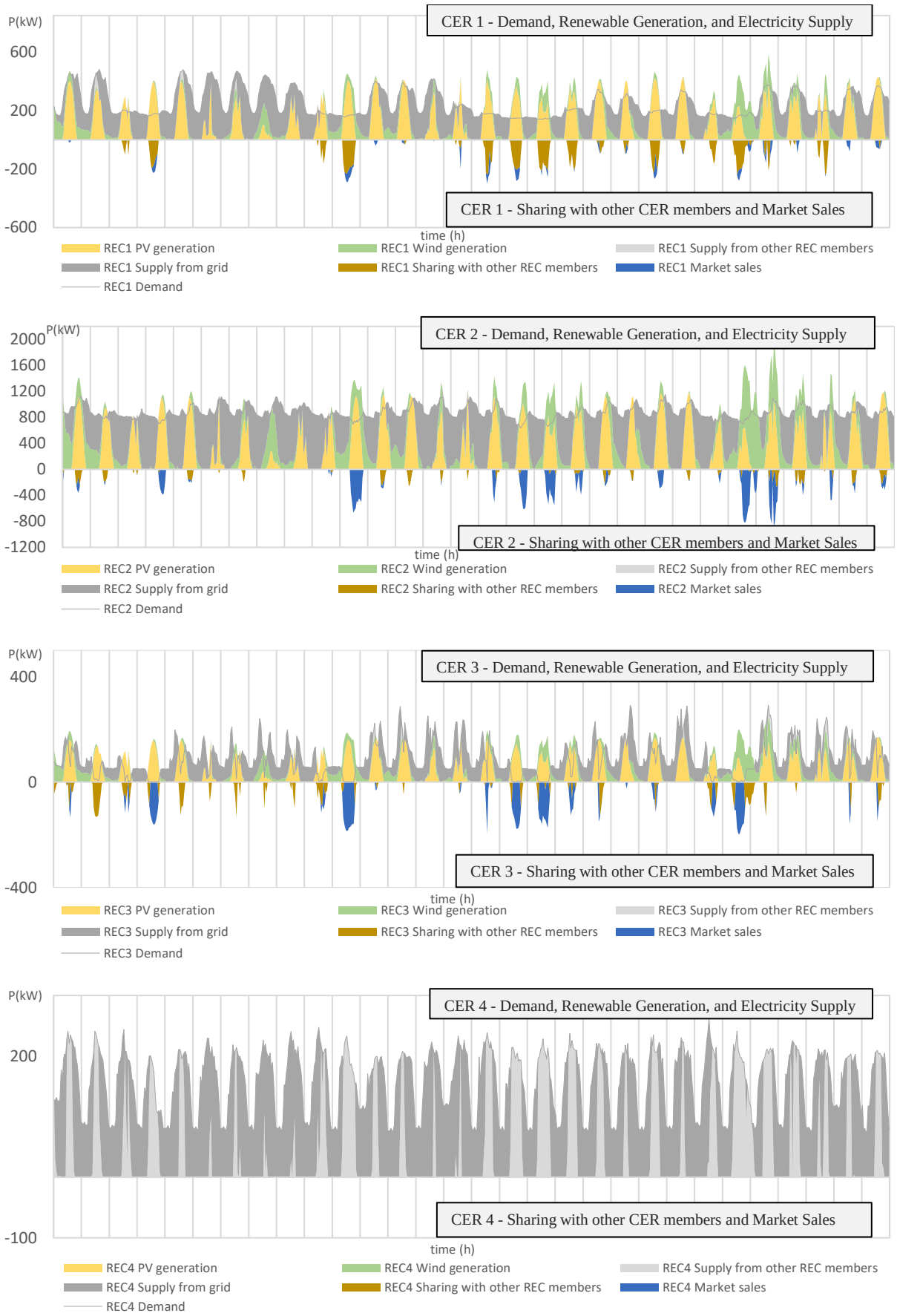


*Gráfico 5 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de maio no cenário de Autoconsumo Coletivo.*

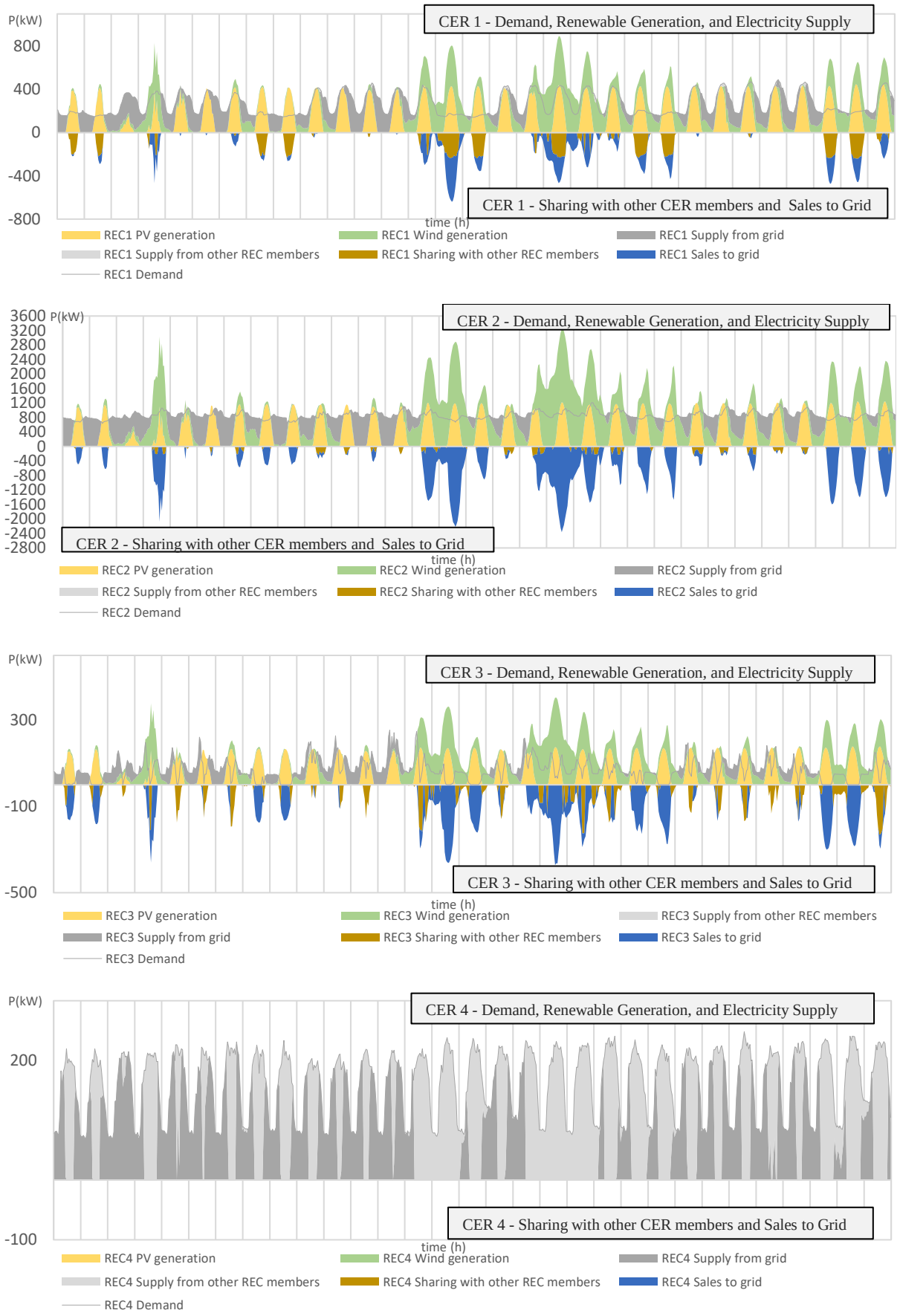


*Gráfico 6 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de junho no cenário de Autoconsumo Coletivo.*

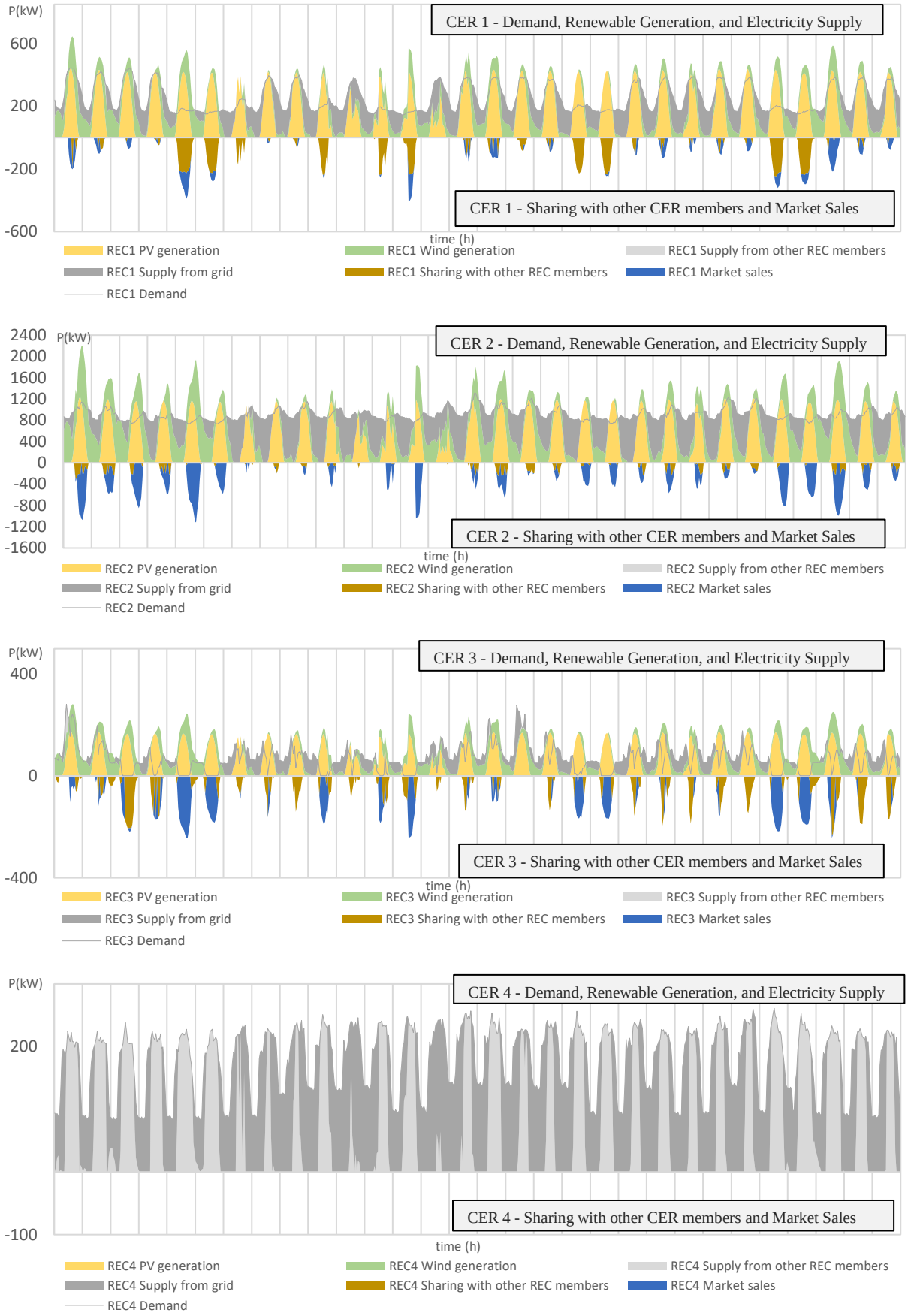


*Gráfico 7 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de julho no cenário de Autoconsumo Coletivo.*

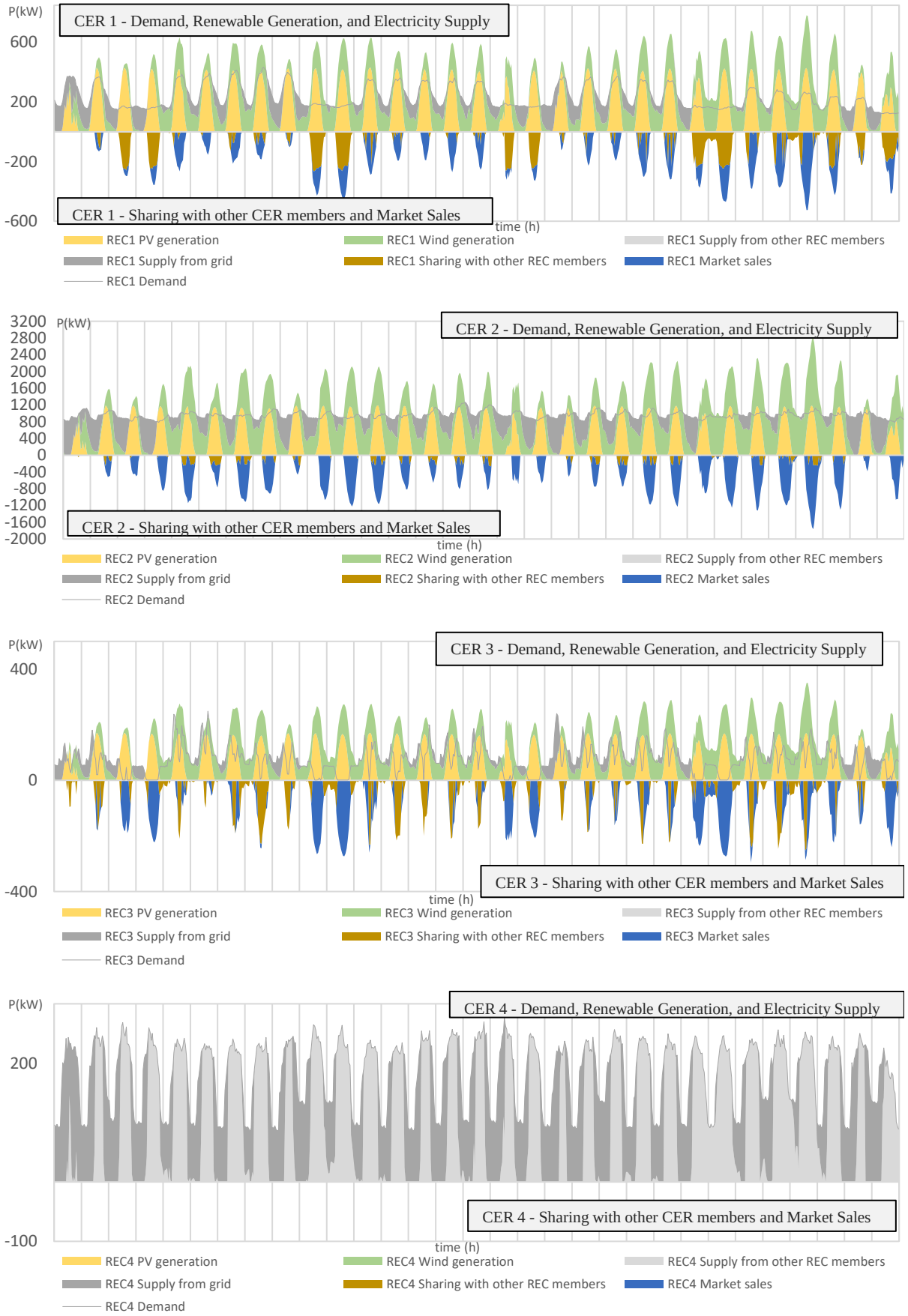


*Gráfico 8 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de agosto no cenário de Autoconsumo Coletivo.*

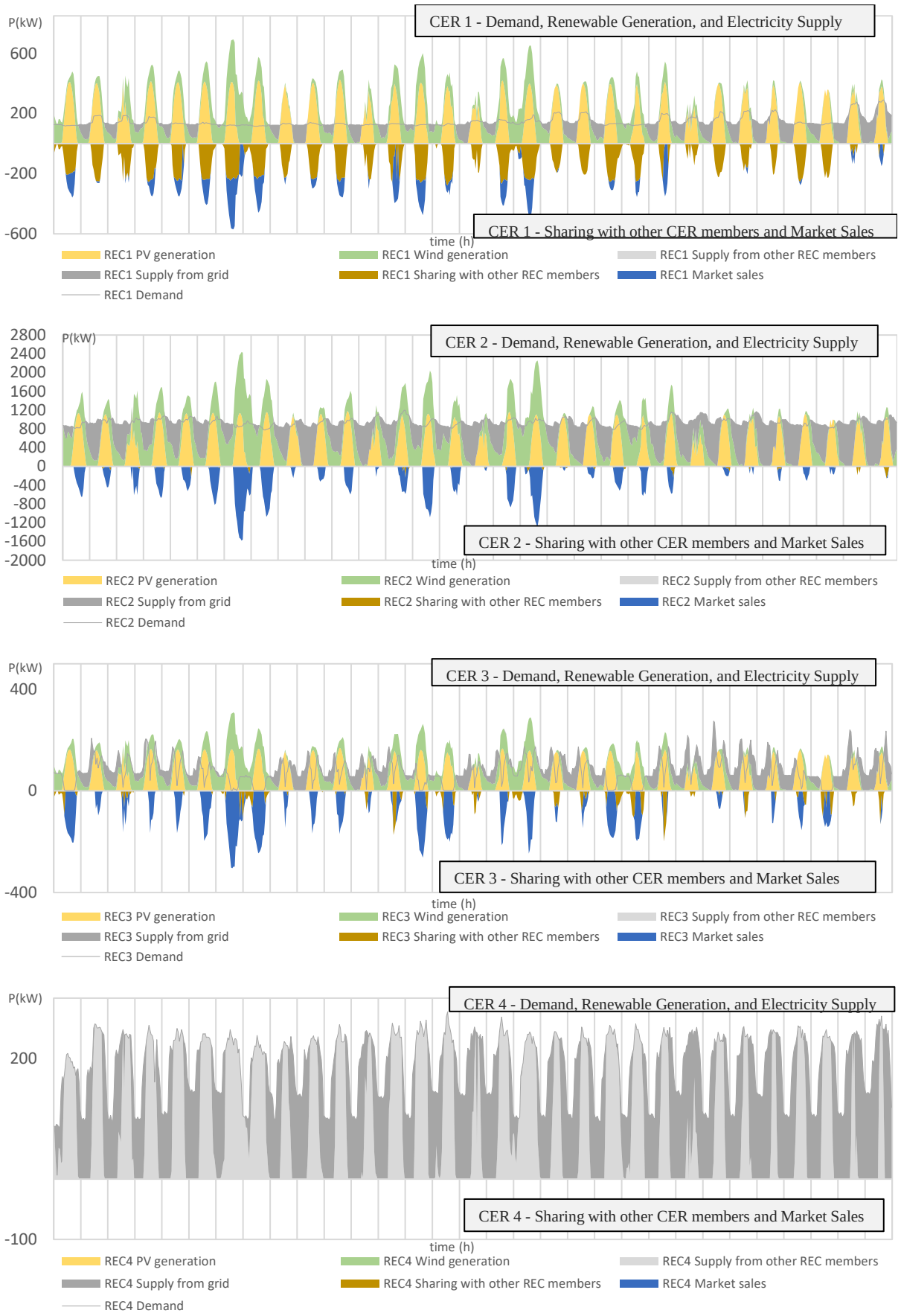


*Gráfico 9 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de setembro no cenário de Autoconsumo Coletivo.*

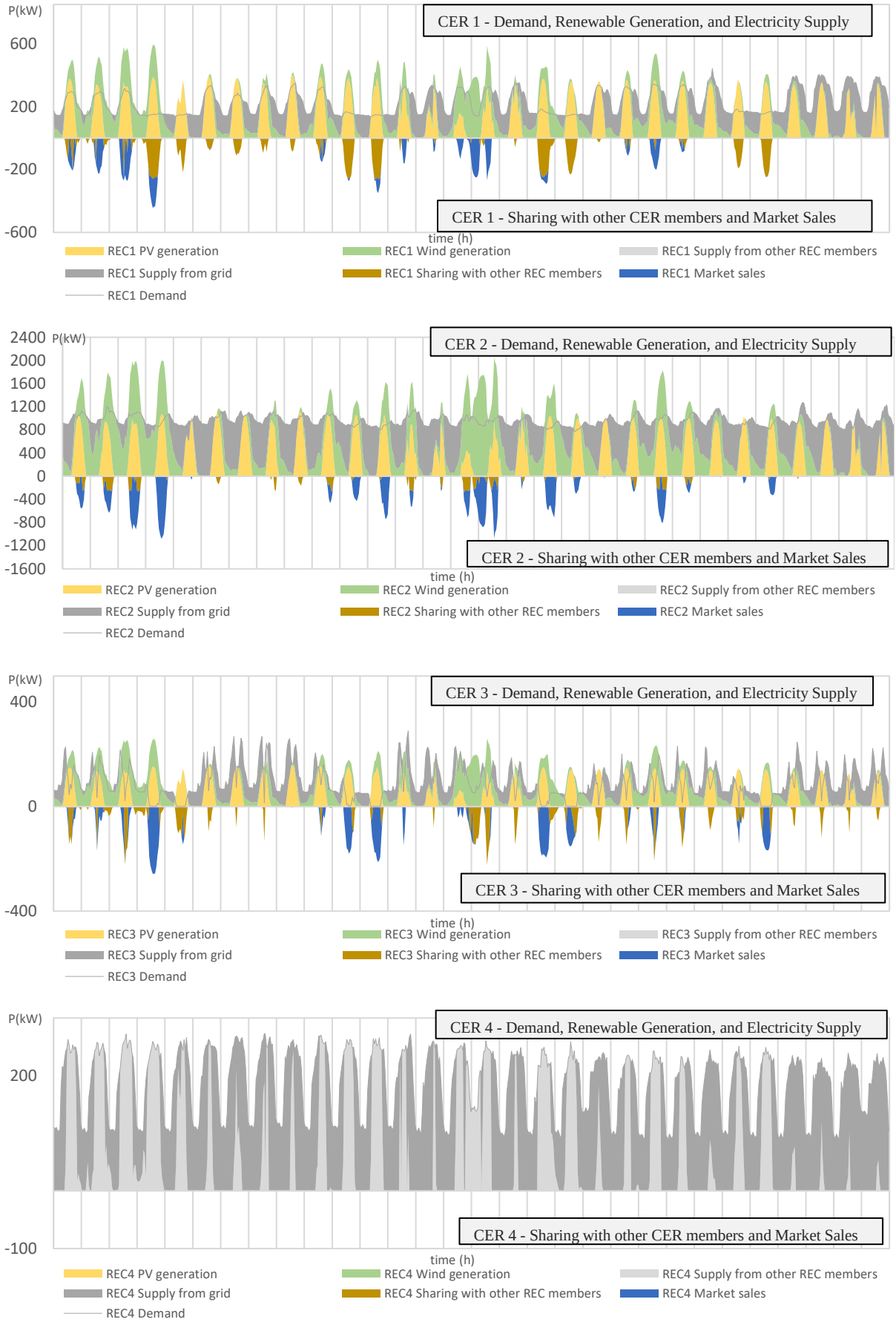


*Gráfico 10 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de outubro no cenário de Autoconsumo Coletivo.*

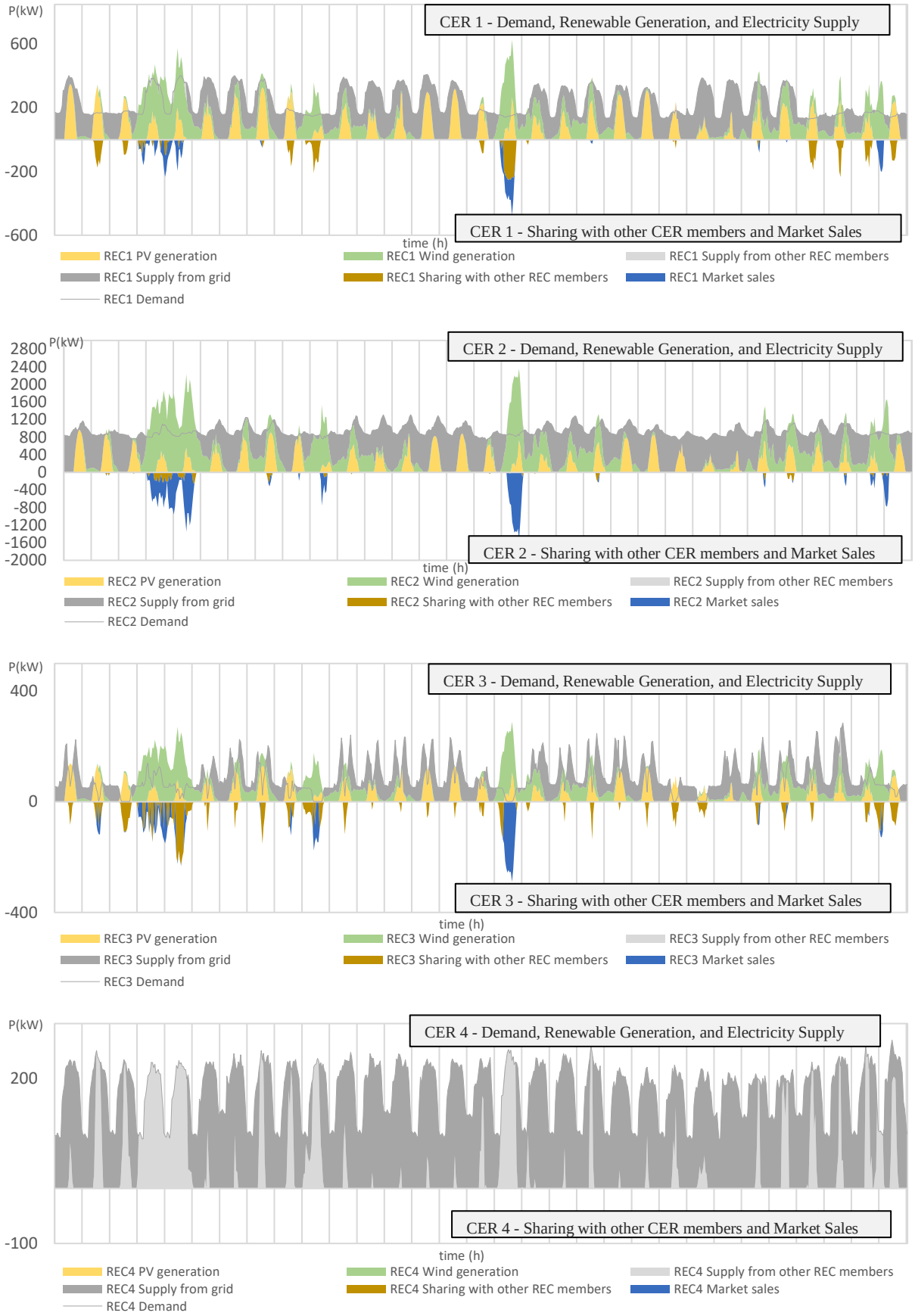


*Gráfico 11 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de novembro no cenário de Autoconsumo Coletivo.*

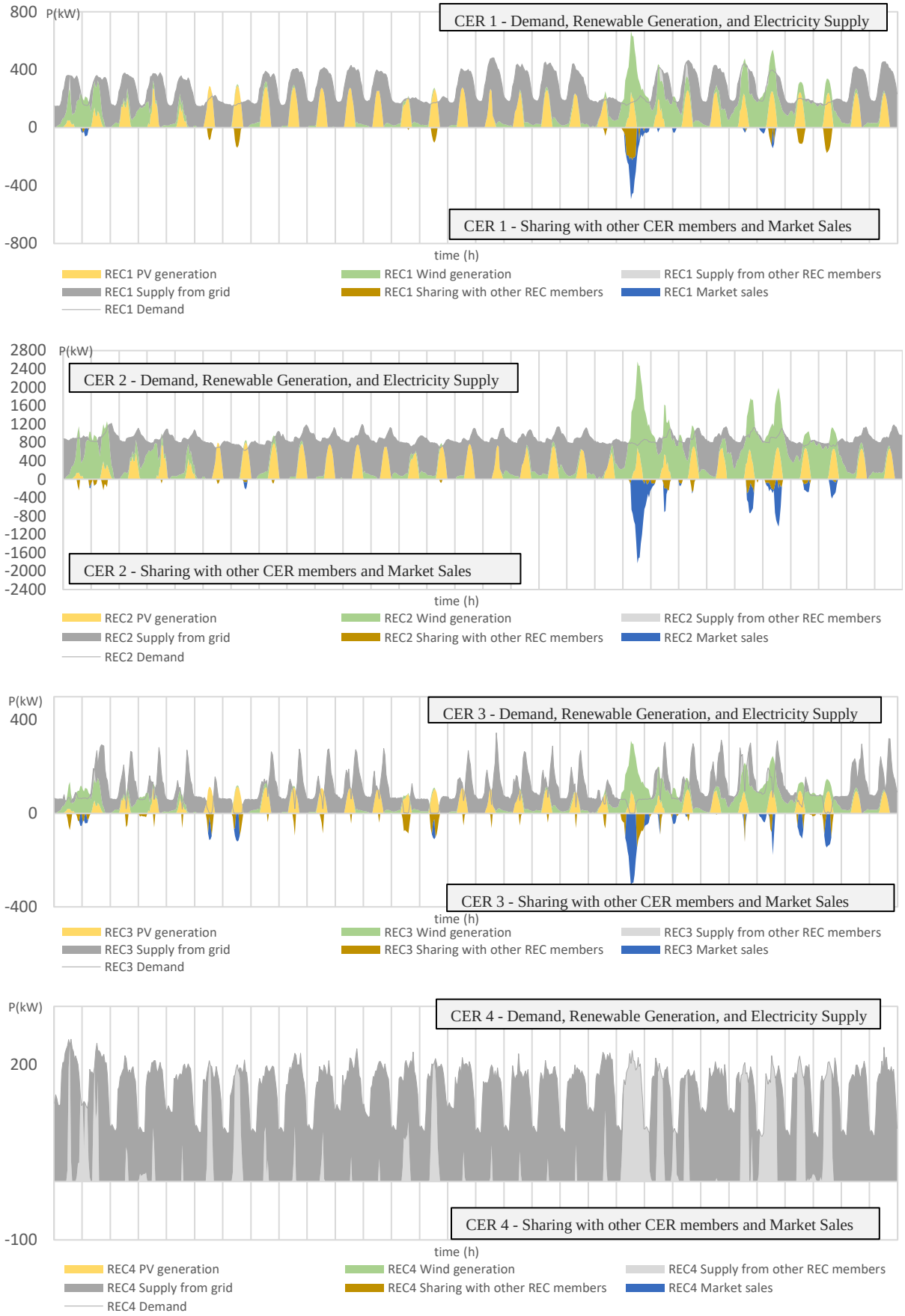


*Gráfico 12 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês dezembro no cenário de Autoconsumo Coletivo.*

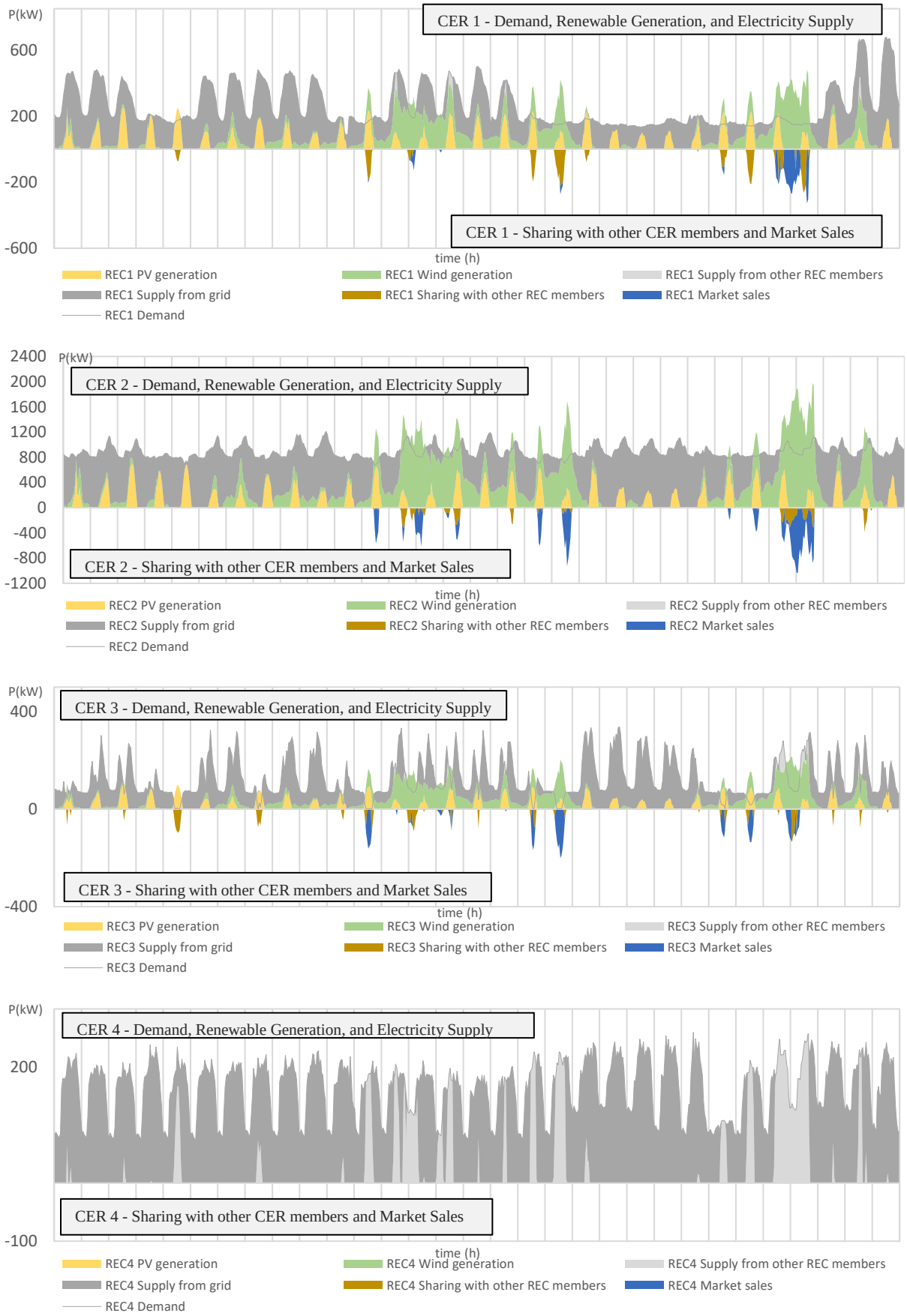


*Gráfico 13 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de janeiro no cenário de Autoconsumo Individual.*

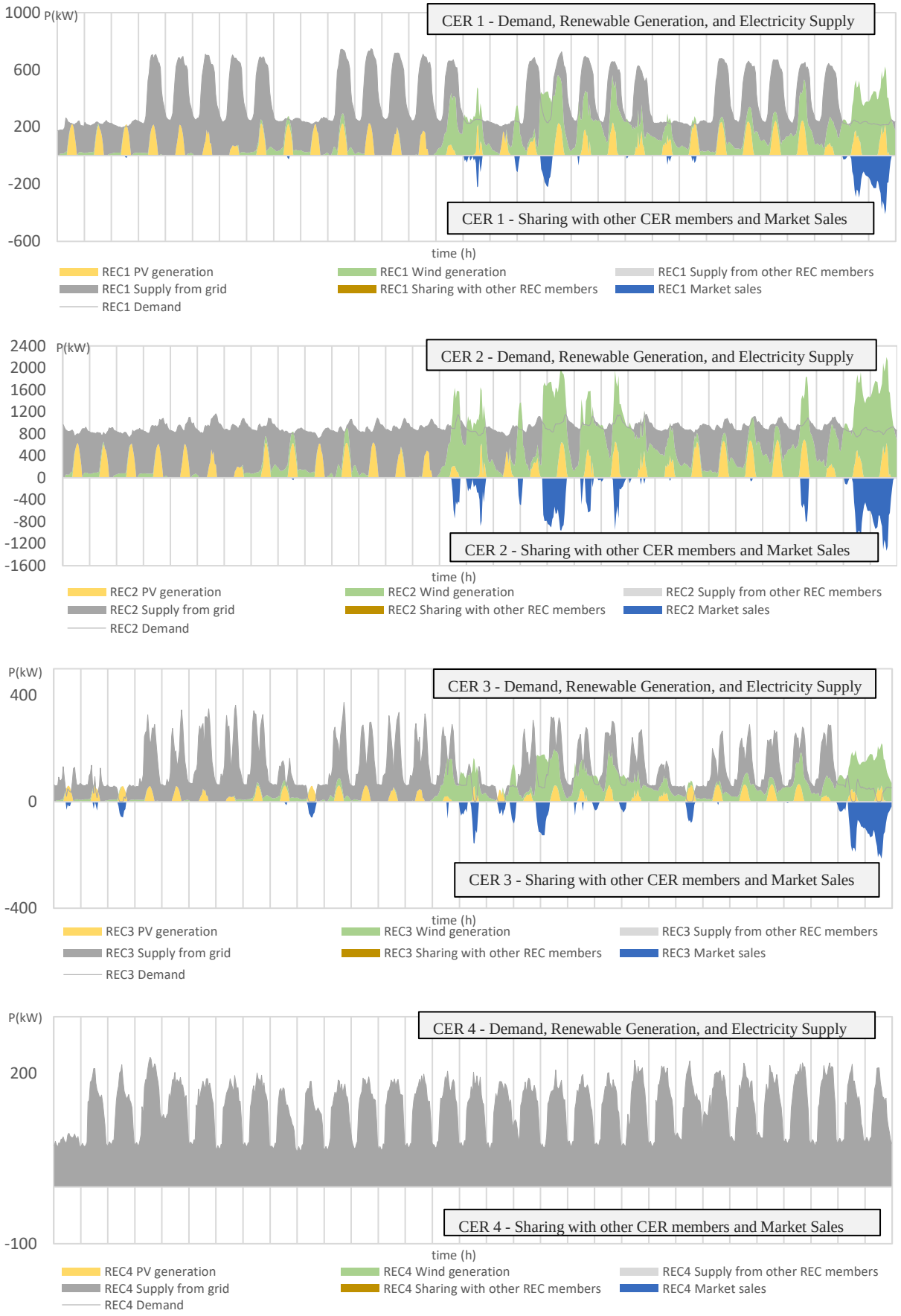


*Gráfico 14 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de fevereiro no cenário de Autoconsumo Individual.*

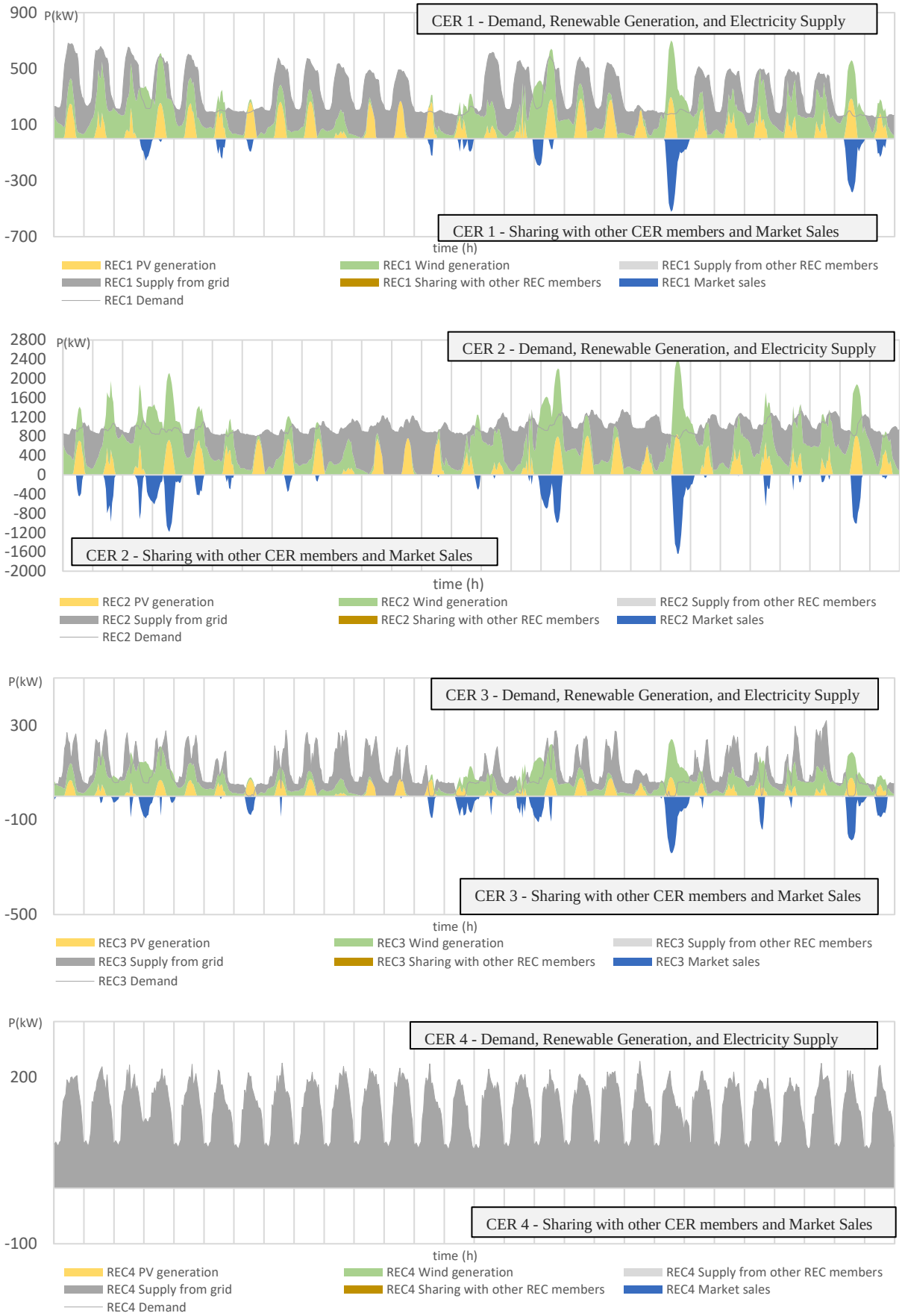


*Gráfico 15 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de março no cenário de Autoconsumo Individual.*

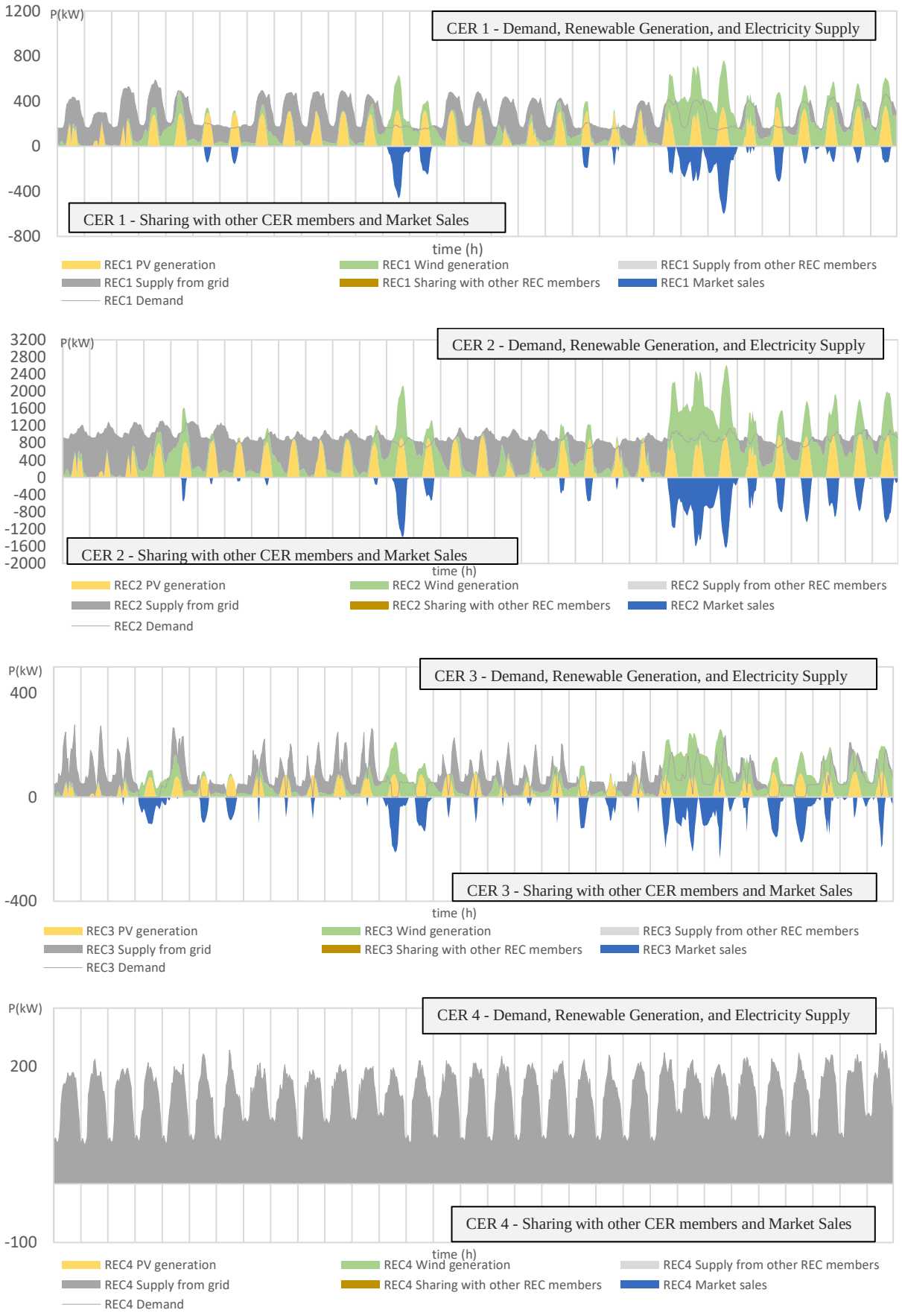


*Gráfico 16 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de abril no cenário de Autoconsumo Individual.*

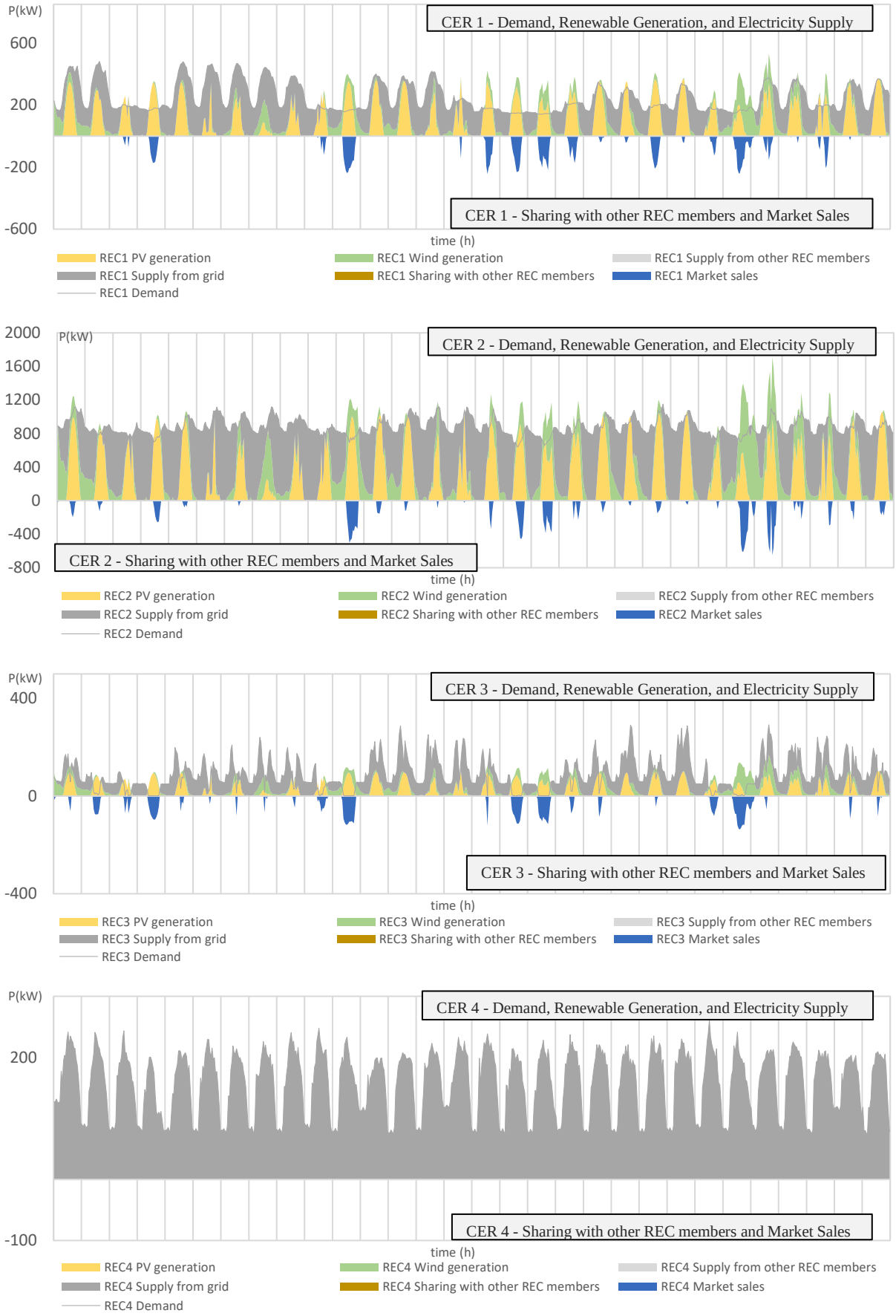


*Gráfico 17 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de maio no cenário de Autoconsumo Individual.*

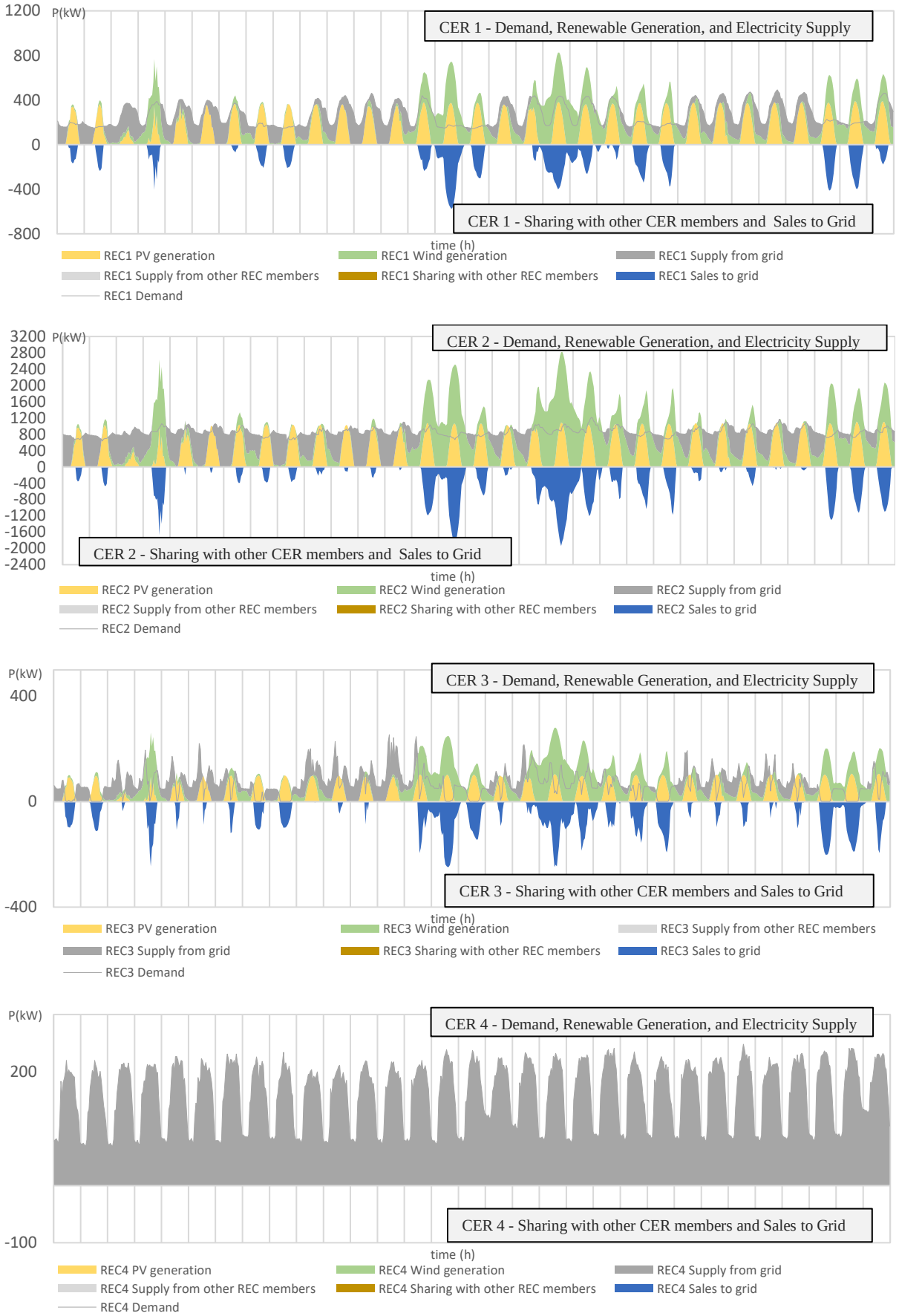


*Gráfico 18 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de junho no cenário de Autoconsumo Individual.*

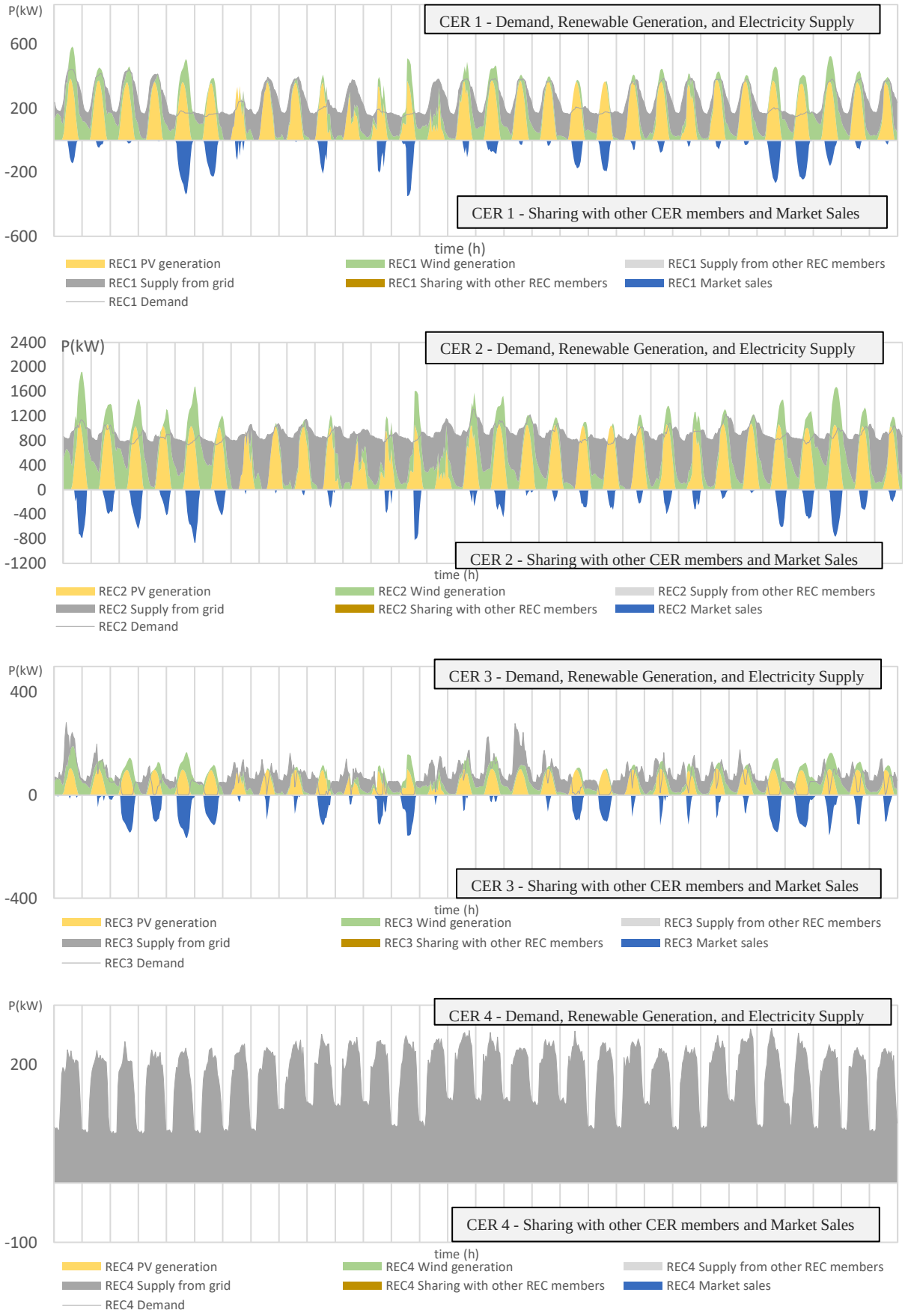


*Gráfico 19 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de julho no cenário de Autoconsumo Individual.*

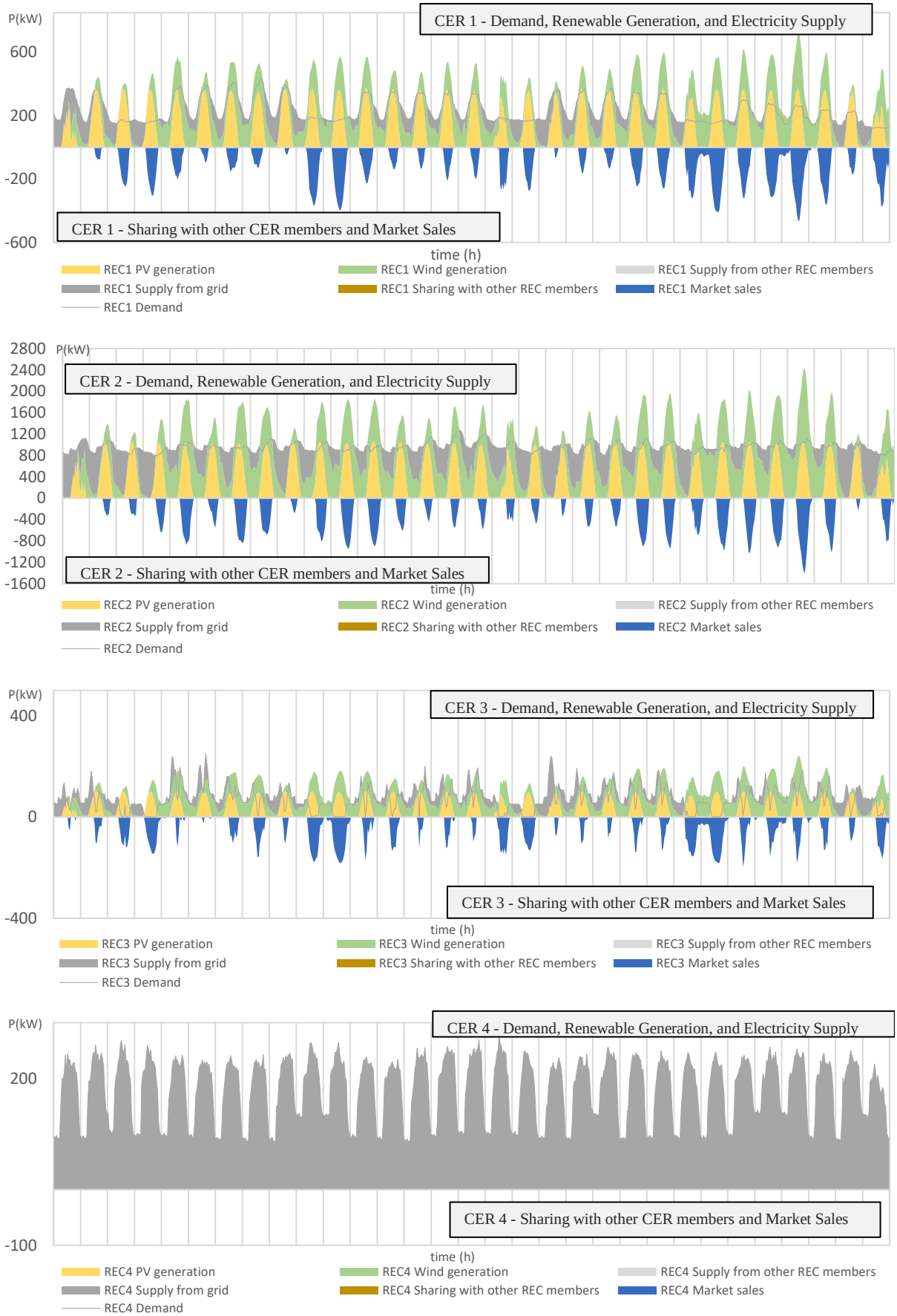


*Gráfico 20 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de agosto no cenário de Autoconsumo Individual.*

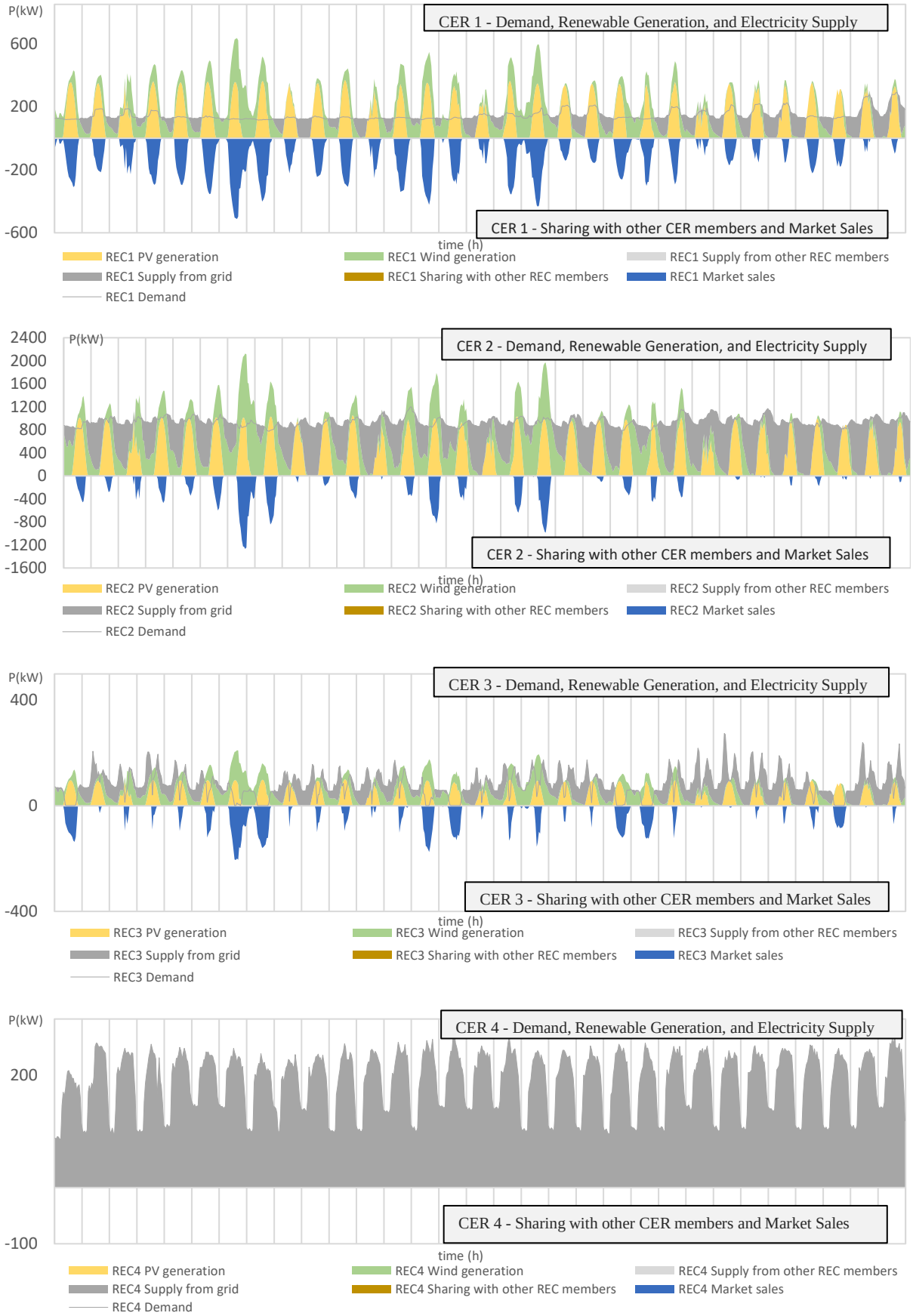


*Gráfico 21 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de setembro no cenário de Autoconsumo Individual.*

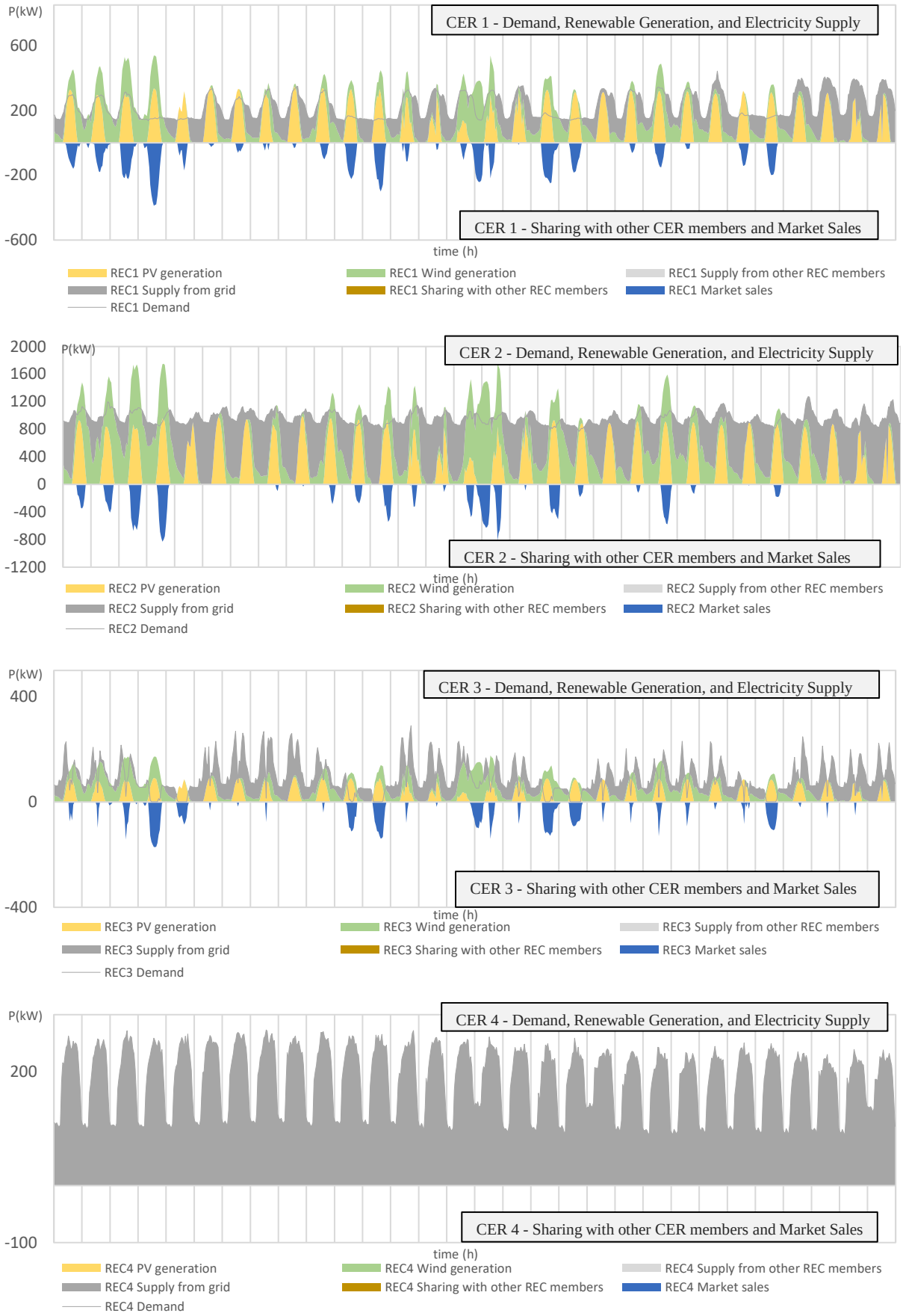


*Gráfico 22 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de outubro no cenário de Autoconsumo Individual.*

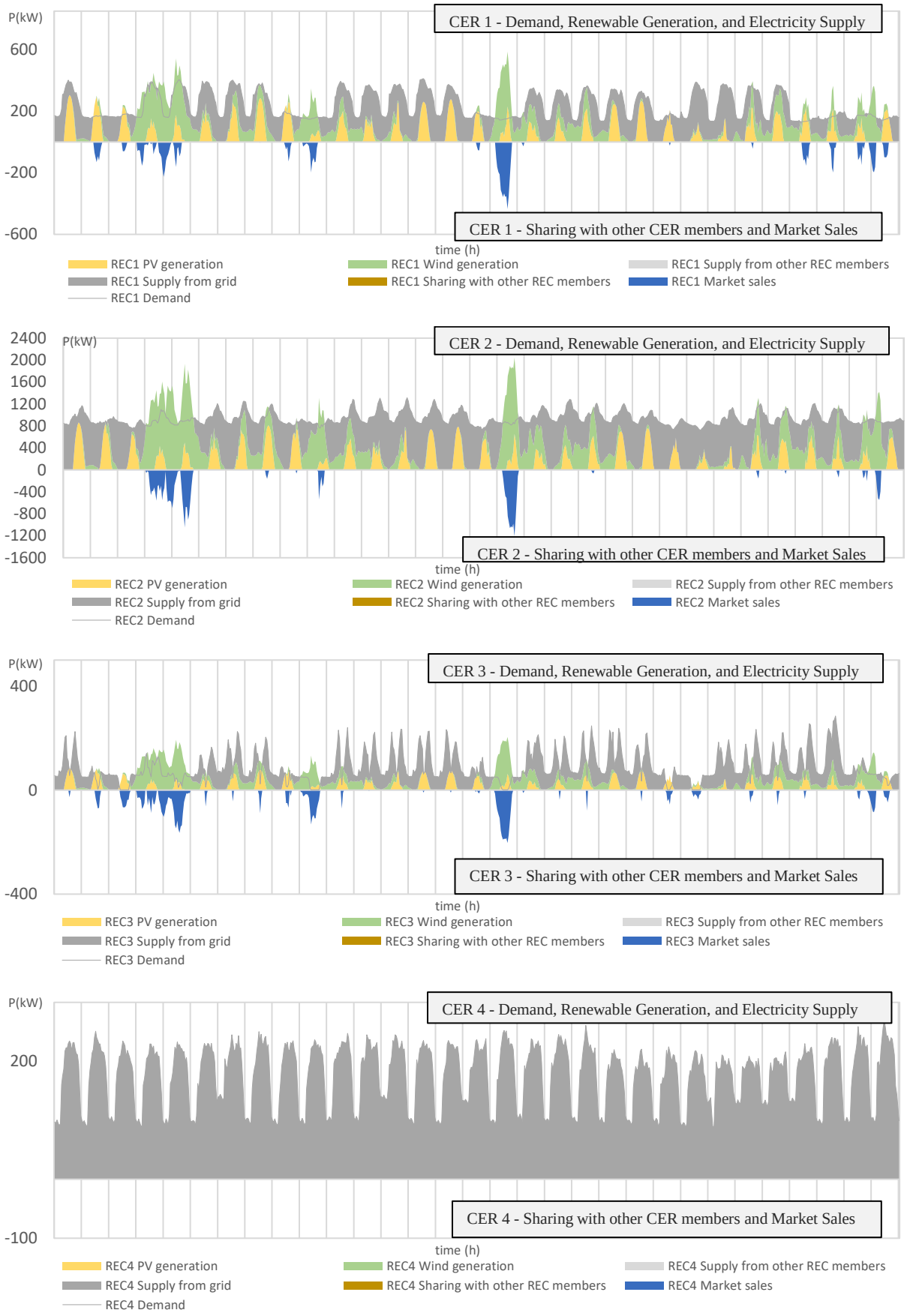


*Gráfico 23 - Gráfico ilustrativo das trocas energéticas efetuadas no mês de novembro pelo membro da CER 1 no Autoconsumo Individual.*

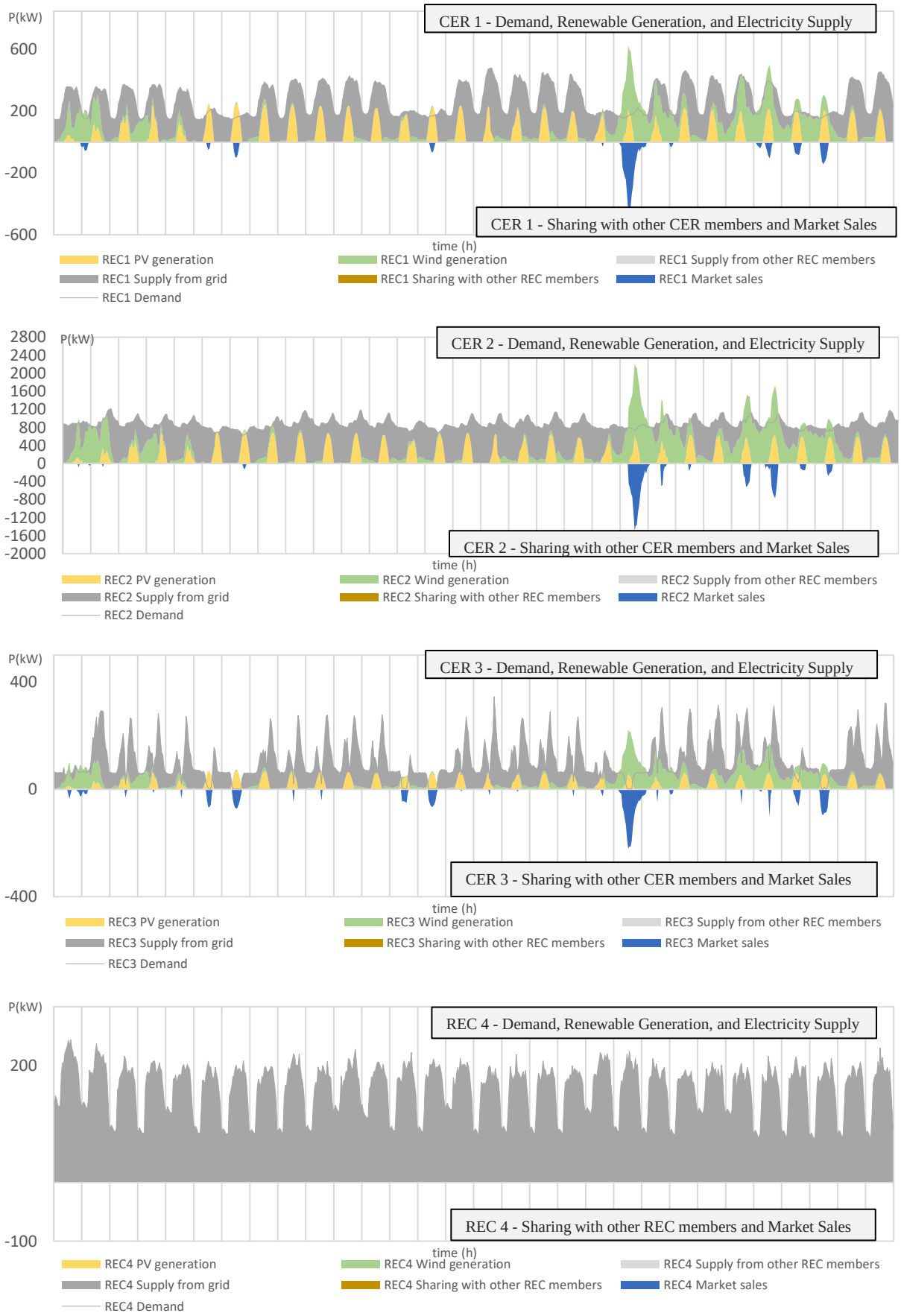
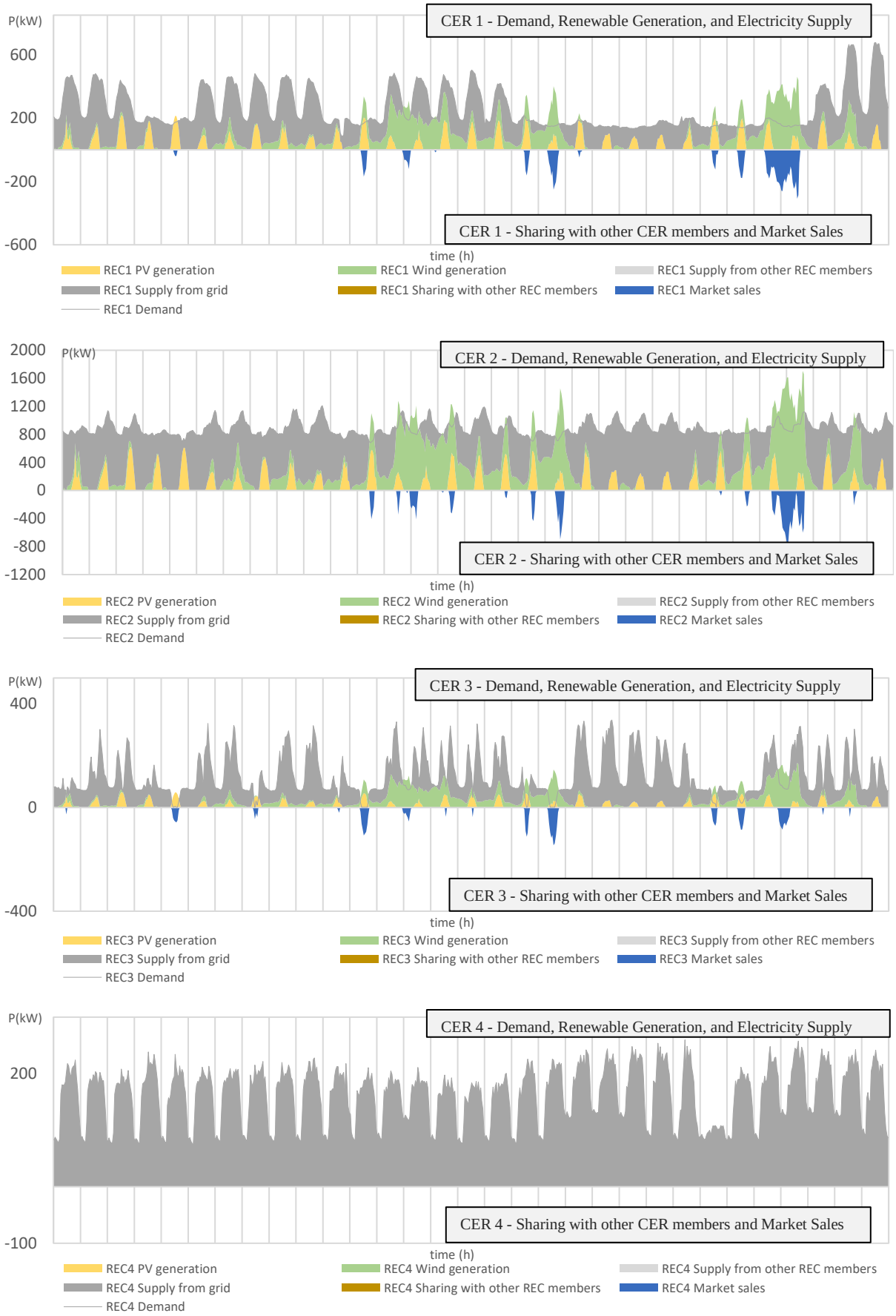



*Gráfico 24 - Gráficos ilustrativos das trocas energéticas efetuadas no mês de dezembro no cenário de Autoconsumo Individual.*