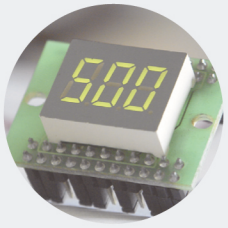
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO
MESTRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES



Otimização dos custos operacionais de uma comunidade energética considerando transações locais em ?peer-to-peer?

MIGUEL AGUIAR VIEIRA
novembro de 2022

POLITÉCNICO
DO PORTO

Otimização dos custos operacionais de uma comunidade energética considerando transações locais em "peer-to-peer"

Miguel Aguiar Vieira

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Área de Especialização em Sistemas e Planeamento Industrial

2022

Esta dissertação satisfaz, parcialmente, os requisitos que constam da Ficha de Unidade Curricular de Tese/Dissertação, do 2º ano, do Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Área de Especialização em Sistemas e Planeamento Industrial

Candidato: Miguel Aguiar Vieira, Nº 1170866, 1170866@isep.ipp.pt

Orientação: Professora Zita Vale, zav@isep.ipp.pt

Coorientação: Engenheiro Ricardo Faia, rfmfa@isep.ipp.pt

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Área de Especialização em Sistemas e Planeamento Industrial

2022

AGRADECIMENTOS

Nesta secção quero deixar um agradecimento especial aos meus pais, ao meu irmão e à minha família que me deram todo o suporte possível durante o meu percurso académico. Quero também deixar um agradecimento a todos os meus colegas de curso com que me cruzei, não só pela ajuda que me deram durante o percurso académico, mas principalmente pela companhia e pelos bons momentos que passamos juntos. Um agradecimento também a todos os professores com que me cruzei, pelo ensino e pelo conhecimento que me passaram

À minha orientadora, Doutora Zita Vale, um agradecimento pelo seu voto de confiança prestado, as sugestões, o acompanhamento, a disponibilidade e também a oportunidade de integração no Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e Desenvolvimento (GECAD).

Por fim, um agradecimento especial ao Eng. Ricardo Faia pelo seu apoio incansável e disponibilidade, em todos os momentos, durante a realização deste trabalho.

RESUMO

A proliferação dos recursos energéticos distribuídos, aliada ao desenvolvimento das tecnologias de informação e comunicação, são fatores preponderantes para o desenvolvimento dos mercados locais de eletricidade. Neste tipo mercados, os participantes possuem um papel mais ativo, em comparação com o mercado grossista tradicional de eletricidade.

Este trabalho foca-se no estudo dos mercados locais de eletricidade através de uma revisão bibliográfica sobre vários conceitos e mecanismos usados para este tipo de mercados. Para tal, o presente trabalho propõe um modelo de otimização que considera a minimização dos custos com a aquisição de eletricidade de uma comunidade considerando transações em *peer-to-peer*. Por forma a obter a solução do problema são utilizadas meta-heurísticas, para minimizar os custos energéticos dentro da comunidade considerando todas as transações de eletricidade possíveis.

Para isso, o trabalho inclui um exemplo prático, considerando uma comunidade energética composta por 10 consumidores, 10 *prosumers* e 10 produtores. Adicionalmente, num dos cenários analisados no caso de estudo, considera-se ainda a existência de 2 produtores termoelétricos. Para este caso de estudo, recorreu-se ao uso de várias meta-heurísticas com o propósito de encontrar a melhor combinação de negociações *peer-to-peer* de forma a ser possível fazer uma comparação entre a possibilidade de existência do mercado local e a atual estrutura de mercado existente. Os resultados deste caso de estudo mostram não só uma redução nos custos energéticos da comunidade, mas também um aumento das receitas quando se considera a existência do mercado local com negociações *peer-to-peer.*

Palavras-Chave

Mercados de eletricidade local, meta-heurísticas, otimização*, prosumers, transações de energia*.

ABSTRACT

The proliferation of distributed energy resources, along with the development of information and communication technologies, are key factors for developing local electricity markets. Participants play a more active role in this market than in the traditional wholesale electricity market.

This work focuses on studying local electricity markets through a literature review of various concepts and mechanisms used for this type of market. In this sense, the present work proposes an optimization model that considers minimizing costs with the acquisition of electricity from a community considering peer-to-peer transactions. In order to obtain a solution to the problem, meta-heuristics are used, minimizing energy costs within the community, and considering all possible electricity transactions.

For this, the work includes a practical example, considering an energy community composed of 10 consumers, 10 prosumers, and 10 producers. Additionally, in one of the scenarios analyzed in the case study, the existence of 2 thermoelectric generators is also considered. This case study proposed the use of several meta-heuristics to find the best combination of peer-to-peer negotiations in order to make a comparison between the use of a local market and the currently existing market structures. The results of this case study show not only a reduction in the energy costs of the community but also an increase in revenues when considering the existence of the local market with peer-to-peer negotiations.

Keywords

Local electricity markets, meta-heuristics, optimization, *prosumers*, *energy transactions*

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS ..... **I**

RESUMO ..... **V**

ABSTRACT ..... **VII**

ÍNDICE ..... **IX**

ÍNDICE DE FIGURAS ..... **XI**

ÍNDICE DE TABELAS ..... **XIII**

ACRÓNIMOS ..... **XV**

1. INTRODUÇÃO **17**

1.1 MOTIVAÇÃO 17

1.2 OBJETIVOS 19

1.3 CRONOGRAMA 20

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO 20

2. REVISÃO TEÓRICA **23**

2.1 MERCADOS DE ELETRICIDADE 23

2.2 MERCADOS LOCAIS DE ELETRICIDADE 25

2.2.1 Organização dos Mercado Locais de Eletricidade *27*

2.2.2 Componentes de um Mercado Local de Eletricidade *28*

2.2.3 Exemplos de Aplicação *31*

2.3 APLICAÇÃO DAS META-HEURÍSTICAS NOS MERCADOS LOCAIS DE ELETRICIDADE 33

2.3.1 Revisão Bibliográfica *35*

2.3.2 Particle Swarm Optimization *37*

2.3.3 Electromagnetic Field Optimization *40*

2.3.4 Genetic Algorithm *42*

2.3.5 Differential Evolution *43*

3. METODOLOGIA **46**

3.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA 47

3.2 SOLUÇÃO PROPOSTA 50

3.3 CODIFICAÇÃO DE SOLUÇÕES 54

4 AVALIAÇÃO DA SOLUÇÃO **61**

4.1 CASO DE ESTUDO 61

4.2 Resultados 67
4.3 Desempenho das Meta-heurísticas 73
5 CONCLUSÕES 76
5.1 Conclusões Finais 76
5.2 Trabalho Futuro 77
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS 79
ANEXO A. RESULTADOS SUPLEMENTARES 86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Calendarização das diferentes fases de desenvolvimento 20

Figura 2 - Visão geral do sistema elétrico. Fonte: [12] 24

Figura 3 – Diferentes intervenientes do mercado local. Fonte: [24] 26

Figura 4 – Estruturas de mercados locais de eletricidade, a) - Centralizada, b) - Descentralizada e c) - Híbrida. Fonte: [28] 27

Figura 5 – Mercado local de eletricidade baseado na comunidade. Fonte [30] 29

Figura 6 - Mecanismos para determinação de preços, a) - cooperativo b) - competitivos. Fonte: [28] 30

Figura 7 - Organização das meta-heurísticas. Fonte: [56] 34

Figura 8 - Funcionamento do PSO. Adaptado de: [65]. 38

Figura 9 - Movimentação das partículas do PSO. Fonte: [67]. 39

Figura 10 - Funcionamento do EFO. 40

Figura 11 - Funcionamento do GA. Adaptado: [72]. 43

Figura 12 - Funcionamento do DE 44

Figura 13 - Visão geral da comunidade energética. 46

Figura 14 – Custo marginal de produção para os CHP 50

Figura 15 – Variáveis binárias do vetor de solução. Fonte [77] 56

Figura 16 – Árvore de decisão para impossibilidades de transações entre agentes 57

Figura 17 – Árvore de decisão para transações entre agentes 58

Figura 18 – Árvore de decisão para impossibilidades de transações entre agentes e os CHP 59

Figura 19 – Árvore de decisão para transações entre agentes e os CHP 60

Figura 20 - Perfil médio de carga dos consumidores 62

Figura 21 - Perfil de carga e geração médio dos *prosumers.* 63

Figura 22 - Perfil de geração médio dos produtores. 64

Figura 23 – Preço de compra de eletricidade do CRU. 65

Figura 24 - Preço no mercado local. 66

Figura 25 – Transações elétricas da comunidade, a) – tarifa 1 sem CHP e b) - tarifa 1 com CHP. 70

Figura 26 – Transações elétricas da comunidade, a) – tarifa 2 sem CHP e b) - tarifa 2 com CHP. 70

Figura 27 – Transações elétricas da comunidade, a) – tarifa 3 sem CHP e b) - tarifa 3 com CHP 71

Figura 28 – Comparação preço de compra no CUR, preço de compra no mercado local e o custo de produção dos CHP a) - Tarifa 1, b) - Tarifa 2, c) - Tarifa 3 72

Figura 29 – Desemprenho médio das meta-heurísticas ao longo da pesquisa a1) – tarifa 1 sem CHP, a2) – tarifa 1 com CHP, b1) – tarifa 2 sem CHP, b2) – tarifa 2 com CHP, c1) – tarifa 3 sem CHP, c2) – tarifa 3 com CHP. 75

Figura 30- Variação, por hora, dos custos energéticos a1) – tarifa 1 sem CHP, a2) - tarifa 1 com CHP, b1) – tarifa 2 sem CHP, b2) - tarifa 2 com CHP, c1) – tarifa 3 sem CHP, c2) – tarifa 3 com CHP 86

Figura 31 - Variação, por hora, das vendas de eletricidade a1) – tarifa 1 sem CHP, a2) - tarifa 1 com CHP, b1) – tarifa 2 sem CHP, b2) - tarifa 2 com CHP, c1) – tarifa 3 sem CHP, c2) – tarifa 3 com CHP 87

Figura 32 - Variação dos custos energéticos, por hora, sem o mercado local eletricidade a) – tarifa 1, b) – tarifa 2, c) – tarifa 3 88

Figura 33 - Variação da receita, por hora, sem o mercado local 88

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Revisão literária sobre vários estudos feitos a mercados locais de eletricidade. 32

Tabela 2 - Revisão literária ao uso de meta-heurísticas em sistemas elétricos de energia37

Tabela 3 – Parâmetros das meta-heurísticas usadas. 53

Tabela 4 – Quantidades comercializadas caso haja uma impossibilidade da negociação *peer-to-peer* 57

Tabela 5 – Quantidades comercializadas caso haja negociação *peer-to-peer* 58

Tabela 6 – Quantidades comercializadas caso haja uma impossibilidade da negociação com os CHP59

Tabela 7 – Quantidades comercializadas com os CHP 60

Tabela 8 – Custos e receitas da comunidade energética (€) 67

Tabela 9 - Custos e receitas totais por cada tipo de agente e cenário (€) 68

Tabela 10 - Quantidades transacionadas (kWh) 69

Tabela 11 – Tempos de execução e melhores valores *fitness* encontrados pelos algoritmos para os diferentes cenários 74

ACRÓNIMOS

CHP – *Combined Heat Power*

CUR – Comercializador de Último Recurso

DE – *Differential Evolution*

DER – *Distributed Energy Resources*

DSO – *Distribution System Operator*

EFO – *Electromagnetic Field Optimization*

EMS – *Energy Management System*

FIT – *Feed-in-Tariff*

GA – *Genetic Algorithm*

ICT – *Information and Comunication Technologies*

ISO – *Independet System Operator*

LAO – *Local Area Operator*

LEM – *Local Electricity Market*

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

P2P – *Peer-to-Peer*

PSO – *Particle Swarm Optimization*

VPP – *Virtual Power Plant*

1. INTRODUÇÃO

Esta secção serve de introdução ao trabalho que será apresentado ao longo deste documento. Este trabalho foi realizado no âmbito da unidade curricular "Tese/Dissertação" e tem como principal objetivo o estudo sobre a utilização de meta-heurísticas em mercados locais de eletricidade. Para isso, ao longo deste capítulo, são apresentados os principais pontos que motivaram a execução do trabalho, bem como a definição de objetivos e o escalonamento do trabalho elaborado.

1.1 MOTIVAÇÃO

Nos últimos anos tem-se assistido a um desenvolvimento tecnológico que motivou a produção de energia renovável ao nível residencial [1][2]. Este desenvolvimento é transversal a vários equipamentos, nomeadamente, inversores, sistemas de

armazenamento em baterias, *smart meters,* entre outros. O desenvolvimento destes dispositivos contribui para o aumento da produção de energia renovável fazendo assim crescer a economia ligada a este sector, por exemplo, espera-se que o mercado de painéis fotovoltaicos cresça a uma taxa anual de 12% entre 2021 e 2030 [3]. De facto, as fontes de energia renovável têm revelado uma notória expansão e prevê-se que o consumo energético a partir das mesmas venha a crescer 2,3% ao ano entre 2015 e 2040 [4].

Por outro lado, a penetração destes recursos energéticos pode causar problemas ao nível da estabilidade e fiabilidade da rede devido ao seu comportamento imprevisível. Uma gestão adequada destes recursos contribui para mitigação destes problemas, sendo que esta gestão pode ser facilitada se for coordenada a nível local [5][6].

A participação no mercado grossista de eletricidade assume uma perspetiva centralizada nos retalhistas e produtores elétricos de elevada capacidade. Em contrapartida, os pequenos produtores domésticos assumem um papel passivo neste sistema, sendo que a sua participação nestes mercados apenas é possível por intermédio de agregadores [7]. Um dos incentivos criados para a instalação dos recursos energéticos distribuídos foi a *feed-in-tariff* (FIT). Através desta tarifa, os pequenos produtores têm a possibilidade de vender o seu excesso de eletricidade para a rede, porém, este preço de venda tem vindo a diminuir ao longo dos últimos anos [8]. Isto, faz com que o lucro obtido através desta operação seja mínimo, sendo o autoconsumo considerado uma opção mais vantajosa [9].

Em termos ambientais, a União Europeia definiu como objetivo a redução da emissão de gases com efeito de estufa em cerca de 40% até 2030 [10], portanto a incorporação de *prosumers* nos mercados locais de eletricidade está em linha com estas metas europeias. Todos estes fatores motivam o aparecimento deste tipo de mercados como uma solução aos desafios a que os pequenos produtores domésticos estão sujeitos. Estes desafios incluem a negociação do excesso de energia produzida bem como a participação desses mesmos produtores num mercado onde esta energia possa ser transacionada envolvendo-os de uma forma ativa [11]. Estes mercados assumem uma perspetiva mais descentralizada e focado nos consumidores finais. Assim sendo, as transações *peer-to-peer* assumem um papel fulcral na medida em que promovem as negociações entre utilizadores de forma a

rentabilizar a eletricidade produzida por parte dos produtores domésticos sem que esta seja vendida na rede pública a preços mais reduzidos ou mesmo a preços nulos.

1.2 OBJETIVOS

Este trabalho tem como principal objetivo a minimização dos custos totais com a aquisição de eletricidade de uma comunidade, através da identificação do melhor escalonamento de transações *peer-to-peer* entre os membros dessa mesma comunidade. A determinação das melhores transações *peer-to-peer* é feita recorrendo ao uso de meta-heurísticas. Para isso, o presente trabalho parte de uma pesquisa que, descreve os principais conceitos associados aos mercados locais de eletricidade, bem como outros mecanismos usados para a resolução de transações *peer-to-peer*. Apresenta também as principias meta-heurísticas usadas em problemas relacionados com mercados locais de eletricidade, e posteriormente é realizada uma apresentação mais detalhada de algumas dessas meta-heurísticas. Assim sendo, os principais objetivos deste trabalho contemplam:

- Revisão bibliográfica sobre os mercados locais de eletricidade e o uso de meta-heurísticas em problemas relacionados com os mercados locais de eletricidade;
- Desenvolvimento de um modelo para uma comunidade energética para minimização dos custos com a aquisição de eletricidade considerando o escalonamento das transações em *peer-to-peer* entre os membros da comunidade;
- Aplicação de diferentes algoritmos baseados em meta-heurísticas para responder às complexidades do problema e tempo de execução do mesmo;

1.3 CRONOGRAMA

A Figura 1 mostra o planeamento das diferentes etapas executadas neste trabalho.

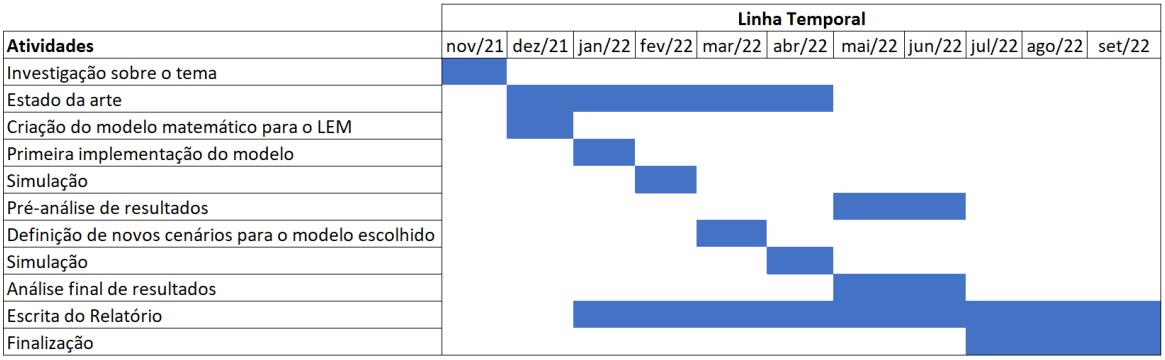


Figura 1 – Calendarização das diferentes fases de desenvolvimento

Conforme é possível observar pela Figura 1, a execução deste trabalho começa com uma primeira investigação ao tema proposto, no sentido de encontrar informação acerca dos mercados locais de eletricidade bem como a as transações em *peer-to-peer*. Partindo desta pesquisa inicial, procedeu-se à modelação matemática do mercado local de eletricidade a ser analisado no caso de estudo bem como à escrita da revisão bibliográfica, com base noutros trabalhos desenvolvidos em temas semelhantes. A partir desta revisão bibliográfica, fez-se uma primeira simulação do mercado local de eletricidade, com base noutros algoritmos e técnicas usadas em trabalhos semelhantes, sendo que esta simulação foi feita recorrendo a diferentes cenários. Com base na primeira simulação, fizeram-se algumas calibrações ao modelo matemático de forma a serem obtidas soluções de melhor qualidade. Por fim, após serem obtidos os resultados destas simulações, procedeu-se à escrita do relatório na qual foi incluída a revisão bibliográfica.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este documento está organizado em 5 capítulos principais. No presente capítulo é feita uma introdução ao tema e ao trabalho desenvolvido. No capítulo 2 é feita uma revisão teórica ao tema do trabalho que foi dividida em três subsecções. Na secção 2.1 é feita uma breve introdução ao estudo aos mercados de eletricidade. Na secção 2.2, é feito um estudo

aos mercados locais de eletricidade onde são abordados os principais conceitos e tópicos relacionados com este tema, bem como a apresentação de algumas aplicações reais dos mercados locais de eletricidade. Na secção 2.3 é feita uma revisão bibliográfica acerca das principais meta-heurísticas usadas para negociações em mercados locais de eletricidade, bem como uma descrição das mesmas. No capítulo 3 é apresentada a formulação matemática para o mercado *peer-to-peer,* a solução proposta para resolver o problema matemático assim como a codificação para resolução do problema. No capítulo 4 é proposto um caso de estudo que envolve o uso da metodologia descrita pelo capítulo anterior e o uso das meta-heurísticas abordadas no capítulo da revisão teórica. Os resultados obtidos para este caso de estudo são apresentados nas secções 4.2 e 4.3. Por fim, no capítulo 5, são feitas as principais considerações finais acerca das conclusões do trabalho desenvolvido.

2. REVISÃO TEÓRICA

Neste capítulo apresenta-se um breve estudo teórico sobre alguns conceitos associados a mercados locais de eletricidade, bem como alguns mecanismos que são usados para operar os mesmos. É realizada uma revisão bibliográfica e um estudo às principais meta-heurísticas usadas nos mercados locais de eletricidade por forma a conseguir encontrar uma possível candidata para solucionar o problema que se propõe resolver.

2.1 MERCADOS DE ELETRICIDADE

O mercado de eletricidade consiste num mecanismo através do qual cada fornecedor e cada consumidor interagem de modo a determinar o preço e a quantidade transacionada. De uma forma geral, os mercados de eletricidade podem ser divididos em mercados grossistas de eletricidade e mercados retalhistas de eletricidade [12]. Cada um destes mercados é composto por várias entidades, tal como pode ser verificado pela Figura 2.

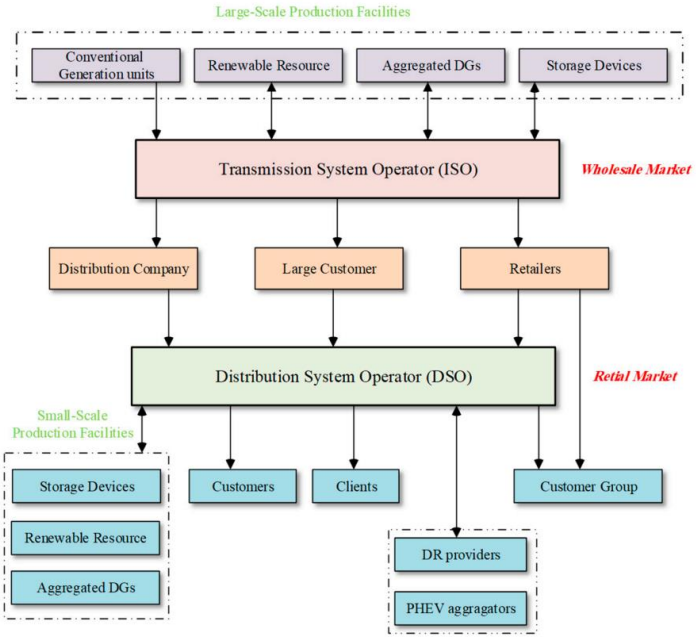


Figura 2 - Visão geral do sistema elétrico. Fonte: [12]

A Figura 2 apresenta uma visão dos dois mercados que foram mencionados anteriormente. No mercado grossista, os principais intervenientes são compradores e vendedores de energia elétrica bem como clientes e operadores de sistema independentes. As empresas geradoras de energia elétrica competem para vendê-la aos distribuidores, a grandes clientes e ao comercializador de último recurso (CUR). Por sua vez, os distribuidores serão responsáveis por fazer chegar esta mesma energia elétrica a clientes de menor dimensão em diferentes regiões [13].

Um exemplo de mercado grossista é o mercado ibérico de eletricidade (MIBEL), sendo este o mercado grossista que opera na península ibérica, ou seja, os participantes de mercado comercializam a eletricidade em Portugal e Espanha [14].

No mercado retalhista, existe uma separação entre a distribuição e o fornecimento de energia elétrica. O regulador ou operador da rede permite o acesso à rede de distribuição, para que o CUR consiga vender a sua energia ao consumidor final [13]. O consumidor final tem a possibilidade de escolher o fornecedor que melhor lhe convém fazendo com que este mercado se torne mais competitivo para o CUR [13].

O mercado de eletricidade grossista apresenta algumas desvantagens para pequenos produtores, cujo número tem vindo a aumentar com o desenvolvimento das energias renováveis. A sua participação neste tipo de mercados implica a existência de uma quantidade mínima de licitação que muitos dos pequenos produtores não conseguem obter, daí a criação dos agregadores de energia [15]. Por outro lado, o preço da energia é dado pelo custo marginal de produção da mesma, sendo este custo marginal bastante reduzido para produtores baseados em energia renovável, consequentemente, o preço de venda desta mesma energia será igualmente reduzido [12][13].

Estes são alguns dos motivos que, aliados ao surgimento de novas tecnologias de informação (IoT) e ao desenvolvimento dos sistemas de distribuição de energia, contribuem para o surgimento de novas perspetivas de mercado mais descentralizadas e mais focadas no consumidor [16].

2.2 Mercados Locais de Eletricidade

Segundo [17], os mercados locais de eletricidade podem ser definidos como "plataformas de mercado usadas para comercializar energia elétrica gerada localmente (renovável) entre agentes residenciais dentro de uma determinada área geográfica e comunidade social". Estes agentes podem ser *prosumers* e/ou outras entidades que sejam produtoras de eletricidade. O funcionamento deste tipo de mercados pode ser complementado por uma plataforma *online*, que proporciona aos seus utilizadores uma forma de negociação mais informada e transparente [18][19].

A eletricidade produzida pelos diversos agentes da comunidade pode ter três destinos diferentes: ao ser produzida localmente pode ser usada para autoconsumo, pode ser exportada para a rede ao preço da tarifa de referência (FIT) ou ainda armazenada em sistemas adequados para esse efeito [20], mas com a criação dos mercados locais de eletricidade esta pode ser transacionada localmente e gerar vantagens monetárias para ambos os intervenientes na transação [21][22].

No mercado grossista de eletricidade, os *prosumers* de pequena dimensão acabam por ter menos incentivos para participarem no mesmo, contudo, o mesmo não se verifica nos mercados locais de eletricidade [23]. Neste tipo de mercados, os *prosumers* de pequena dimensão são integrados ativamente. À semelhança dos *prosumers*, também os consumidores individuais são incluídos neste tipo de mercados, desta forma, os *prosumers* são capazes de gerar alguma receita adicional ao vender parte da sua eletricidade diretamente a estes consumidores individuais ou porém outros prosumers que necessitam [20]. Estes podem incluir indivíduos e grupos comunitários tanto domésticos como não domésticos. A Figura 3 apresenta alguns dos principais participantes que podem fazer parte dos mercados locais de eletricidade.

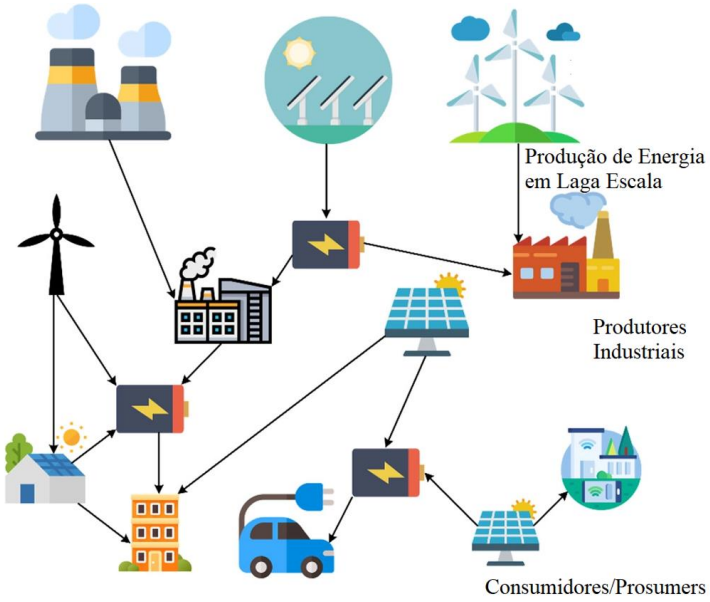


Figura 3 – Diferentes intervenientes do mercado local. Fonte: [24]

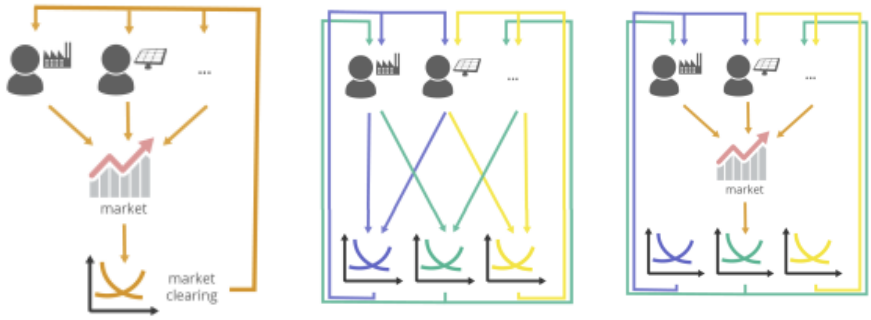
A Figura 3 representa alguns dos principais intervenientes que com compõe um mercado local de eletricidade. Tal como pode ser observado, estes intervenientes podem ser consumidores, *prosumers*, entidades de armazenamento e pequenos produtores de energia elétrica. Com a sua participação nas estruturas de um mercado local de eletricidade, estes indivíduos poderão ter um papel de utilizadores mais ativos do que no sistema elétrico atual [18].

2.2.1 *Organização dos Mercado Locais de Eletricidade*

A descentralização é uma das características dos mercados locais de eletricidade que permite aos seus intervenientes negociarem localmente recursos energéticos. Estes recursos podem ser oferecidos através de dois serviços distintos: eletricidade e flexibilidade. A diferença entre os dois serviços está na forma como os participantes integram o mercado, isto é, se apenas for fornecida energia aos participantes então trata-se de um serviço de eletricidade. Caso este fornecimento seja feito com base na procura e na resposta a esse recurso, então trata-se de um serviço de flexibilidade [12].

O serviço de flexibilidade refere-se à capacidade de reagir às necessidades flutuantes do sistema de energia, mantendo a segurança no abastecimento [25]. Este serviço assume especial importância na gestão dos recursos energéticos distribuídos, nomeadamente, fontes de energia renovável devido à sua produção volátil e devido à variabilidade na procura.

Tendo em conta a descentralização característica dos mercados locais de eletricidade, nesta secção descrevem-se algumas estruturas de mercado apresentadas na literatura sendo que estas estruturas diferem umas das outras não só pelo seu grau de descentralização, mas também pela sua tipologia, contudo tendem a convergir nas seguidamente três apresentadas. Para esta classificação foram contabilizadas as seguintes publicações: [26][27][24]. A Figura 4 apresenta as três principais estruturas de negociação para os mercados locais de eletricidade [28].



a) b) c)

Figura 4 – Estruturas de mercados locais de eletricidade, a) - Centralizada, b) - Descentralizada e c) - Híbrida. Fonte: [28]

A Figura 4 a) apresenta uma estrutura de mercado local de eletricidade centralizada. Esta estrutura (também chamada de mercado baseado na comunidade) usa um gestor de comunidade que é responsável pelas várias atividades comerciais dentro da própria comunidade. Este gestor serve também de intermediário entre a comunidade e o resto do sistema, ou seja, o gestor funciona como uma plataforma de licitações. Na estrutura descentralizada apresentada na Figura 4 b), os *prosumers* possuem um elevado nível de independência, podendo estes negociar entre si sobre os parâmetros de troca sem a supervisão de uma entidade centralizada [29]. Por fim, Na Figura 4 c) é apresentada uma estrutura híbrida onde cada utilizador pode decidir se quer comercializar energia através do gestor comunitário ou comercializar diretamente com outro *peer* [29].

Resumidamente, no mercado *peer-to-peer* totalmente descentralizado os agentes interagem entre si, sem a necessidade de um mediador ou operador de mercado local. O mesmo não se verifica nos mercados baseados em comunidade onde é preciso uma entidade para controlar as negociações. Para o mercado híbrido, o *peer* tem a possibilidade de escolher se pretende negociar diretamente com outro participante ou se pretende o apoio de um mediador [27].

2.2.2 Componentes de um Mercado Local de Eletricidade

Existem vários elementos que podem integrar um mercado local de eletricidade. A Figura 5 apresenta uma ilustração de um mercado baseado na comunidade [30].

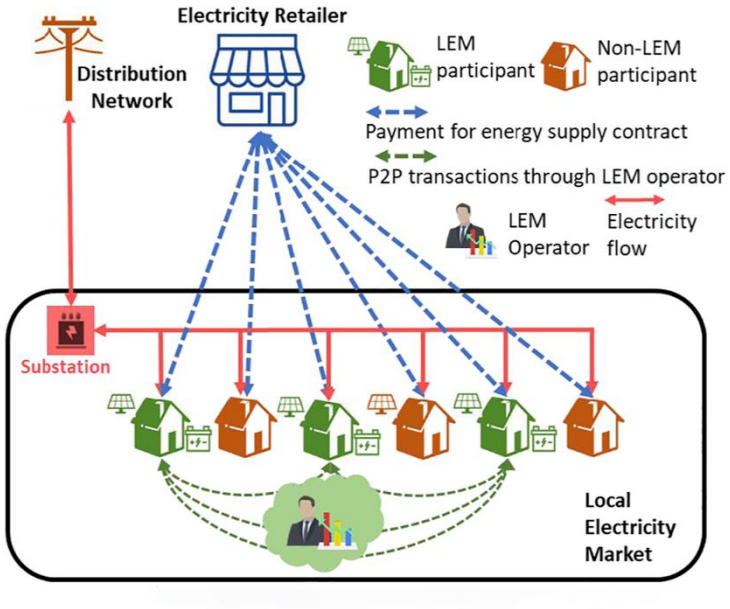


Figura 5 – Mercado local de eletricidade baseado na comunidade. Fonte [30]

A Figura 5 apresenta um mercado local de eletricidade baseado na comunidade, onde estão ilustrados alguns dos principais elementos que fazem parte deste mercado. Os participantes deste mercado, como a figura enuncia, podem ser os *prosumers*, consumidores e pequenos produtores, sendo que cada um terá o seu papel quer seja na produção quer seja no consumo da energia produzida. Cada um destes elementos está enquadrado em duas categorias distintas: elementos virtuais e elementos físicos [29].

Um dos elementos virtuais representado na Figura 5 é o mediador ou operador de mercado, este é opcional e realiza os procedimentos de mercado de acordo com as regras e o mecanismo de mercado escolhido [31].

O funcionamento do operador de mercado é apoiado pelo operador do sistema de distribuição (DSO) uma vez que este é o responsável pela manutenção da segurança na rede de distribuição, bem como o acesso à mesma pelo CUR [31][13]. Esta última entidade assume um papel importante nos mercados locais na medida em que serve tanto os consumidores (quando as suas necessidades energéticas não são completamente correspondidas dentro do mercado local) como os produtores (quando estes não conseguem vender a totalidade da sua produção dentro do mercado local) [32].

Em termos de elementos físicos, um dos componentes essenciais para o funcionamento do mercado local de eletricidade são as ligações à rede: para equilibrar a procura e a geração de energia num sistema ligado à rede, é importante definir pontos de conexão com a rede principal. Ao conectar *smart meters* nesses mesmos pontos, é possível avaliar o desempenho da rede de transações locais em termos económicos e energéticos. Adicionalmente, o uso destes medidores dá aos participantes a capacidade de decidirem se participam ou não nas negociações com base em informações de mercado como preço, procura e oferta [29].

Para além dos elementos físicos e virtuais, existem também outros constituintes que garantem o bom funcionamento do mercado local de eletricidade, tais como, mecanismos para determinação de preços. Os mecanismos usados para determinação de preços podem, essencialmente, ser divididos em competitivos e cooperativos, conforme ilustrado pela Figura 6.

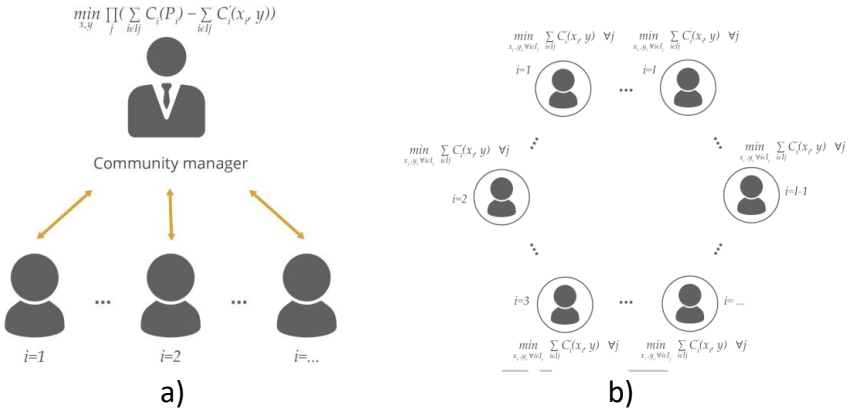


Figura 6 - Mecanismos para determinação de preços, a) - cooperativo b) - competitivos. Fonte: [28]

Na Figura 6 é apresentada a principal diferença entre as duas estratégias de determinação de preço mencionadas anteriormente. Esta diferença está na interação que cada um dos agentes têm no mercado local, isto é, para o caso das estratégias cooperativas (Figura 6 a)) os agentes agem como um todo de forma a poder maximizar o bem-estar social da comunidade, sendo este processo auxiliado pela existência de uma entidade centralizada (e.g. gestor comunitário). Pelo contrário, apresentado na Figura 6 b) nas estratégias competitivas, os participantes atuam de forma independente para conseguirem maximizar os seus retornos individuais [28][33] .

Segundo [29], o desenvolvimento dos mercados locais de eletricidade estará sujeito a um conjunto de regras que dependerão do país onde estes se inserem. Estas regras definem o tipo de mercado, as taxas e a forma como estes mercados serão integrados no mercado energético existente.

Em termos de regulamentação, a nível nacional, o decreto de lei 162/2019 [34] define o regime jurídico a que as comunidades de energia renovável (em Portugal) estão sujeitas. Este decreto de lei "visa promover e facilitar o autoconsumo de energia e as comunidades de energia renovável, eliminando obstáculos legais injustificados e criando condições para o estabelecimento de soluções inovadoras, tanto do ponto de vista económico como do ponto de vista social, baseadas no aproveitamento das novas oportunidades tecnológicas".

2.2.3 Exemplos de Aplicação

A bibliografia existente aponta para a introdução do mercado local de eletricidade no sistema elétrico. As publicações em revistas e conferências que envolvem a aplicação dos mercados locais de eletricidade apresentam um número considerável, sendo que também existem projetos de investigação e desenvolvimento que consideram a possibilidade de operação de mercados a nível local. Por outro lado, existem também projetos pilotos já em funcionamento como será o caso do "Brooklyn Microgrid". A Tabela 1 apresenta uma breve revisão literária sobre os mercados locais de eletricidade.

A partir da análise da Tabela 1, com base na literatura revista, verifica-se uma maior abundância de modelos de mercados descentralizados e de comunidade. Por sua vez, também se verifica que muitas das publicações analisadas apontam para o uso de um operador local dentro dos diferentes tipos de mercado, sendo esta entidade responsável por coordenar as negociações *peer-to-peer*, dentro do mercado local.

Tabela 1 - Revisão literária sobre vários estudos feitos a mercados locais de eletricidade.

Tipo	Classificação	Mecanismo usado para resolver negociações	Operador Local	Referência
Publicação	Híbrido	Competitivo	✓	[35]
Publicação	Híbrido	Competitivo	✓	[36]
Publicação	Descentralizado	Competitivo	✓	[37]
Publicação	Descentralizado	Competitivo	×	[38]
Publicação	Descentralizado	Cooperativo	×	[39]
Publicação	Comunidade	Competitivo	✓	[40]
Publicação	Comunidade	Competitivo	✓	[41]
Publicação	Comunidade	Competitivo	✓	[42]
Publicação	Comunidade	Competitivo	×	[43]
Publicação	Comunidade	Cooperativo	×	[44]
Publicação	Comunidade	Cooperativo	✓	[45]
Projeto	Comunidade	Competitivo	✓	[46]
Projeto	Comunidade	Competitivo	✓	[47]
Projeto	Descentralizado	Competitivo	×	[48]
Piloto	Descentralizado	Competitivo	×	[49]
Piloto	Descentralizado	Cooperativo	✓	[50]
Piloto	Descentralizado	Competitivo	×	[51]

Relativamente às estratégias de negociação, estas foram divididas em competitivas ou cooperativas para estabelecer as negociações entre os diferentes agentes do mercado local. Pela literatura analisada verificou-se uma predominância do uso de estratégias competitivas em mercados locais de eletricidade.

No conjunto das publicações analisadas, a literatura aponta também para vários casos reais de mercados locais de eletricidade, nomeadamente o caso da "Brooklyn Microgrid" (referenciado em cima) que consiste numa aplicação real de um mercado local, usando tecnologia Blockchain. Outros protótipos de mercados locais também têm vindo a ser testados ao longo dos últimos anos como é o caso do LAMP e do "*Cornwall Local Energy Market*".

2.3 APLICAÇÃO DAS META-HEURÍSTICAS NOS MERCADOS LOCAIS DE ELETRICIDADE

As meta-heurísticas correspondem a um termo frequentemente usado para descrever o campo da otimização estocástica. Este tipo de otimização envolve a utilização algoritmos que utilizam um certo grau de aleatoriedade para encontrar uma solução ótima ou próxima desta. Para isso, este tipo de algoritmos são muitas vezes usados para resolução de problemas onde existe pouca informação acerca da solução ótima a ser encontrada e o espaço de busca é demasiado extenso para testar todas as possibilidades, contudo, sempre que se encontra uma determinada solução é possível avaliar a sua qualidade [52][53].

As meta-heurísticas, tal como o nome sugere, são de natureza heurística, isto é, o seu processo de operação deriva da experiência e regras práticas. Esta característica distingue-as de métodos exatos que se focam na obtenção de uma solução ótima em detrimento de consumir uma grande quantidade de tempo. Para fazer face aos métodos exatos, as meta-heurísticas focam-se em encontrar soluções suficientemente boas em tempos aceitáveis, sendo que essa é uma das principais características que leva os utilizadores a optarem pelo seu uso [54].

Relativamente à sua classificação, segundo [55] tem havido várias tentativas no sentido de agrupar as diferentes meta-heurísticas existentes, contudo ainda não existe um consenso relativamente a um sistema de classificação. Uma possível classificação das várias meta-heurísticas existentes com base em diferentes classes é a apresentada graficamente, na Figura 7.

O diagrama apresentado na Figura 7 representa uma classificação de algumas das meta-heurísticas mais conhecidas [56]. As meta-heurísticas apresentam um conjunto de etapas que são semelhantes de algoritmo para algoritmo, contudo, o funcionamento de cada uma destas etapas pode ser diferente.

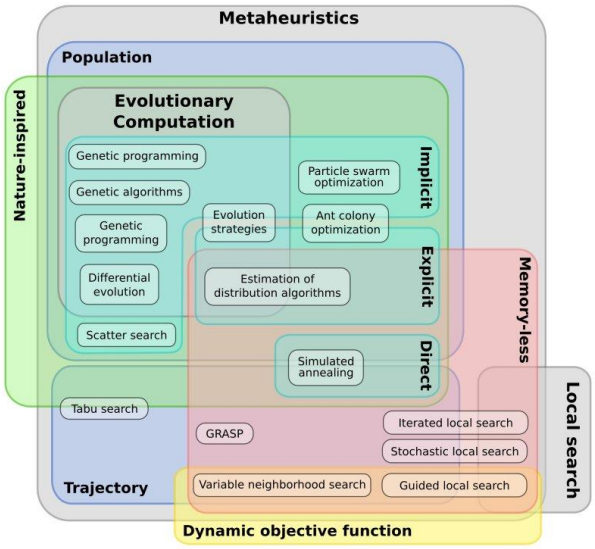


Figura 7 - Organização das meta-heurísticas. Fonte: [56]

Assim sendo, o Algoritmo 1 descreve o funcionamento de uma meta-heurísticas em geral, enumerando um conjunto de passos que são comuns às diferentes existentes.

ALGORITMO 1: FUNCIONAMENTO DAS META-HEURÍSTICAS

```
1   Inicialização
2   Criar a população inicial
3   Avaliar a população inicial
4   Para (1 até ao número máximo de iterações):
5       Criar uma nova população
6       Avaliar a população
7       Se (A nova população contém um melhor valor de função objetivo) Então
8           Atualizar o valor da função objetivo
9           Atualizar a melhor solução
10      Fim
11      Se (Critério de paragem for atingido) Então
12          Termina o processo, retornando a melhor solução e o melhor valor de
            função objetivo
13      Se não
14          Retorna ao passo 5
15      Fim
16  Fim
```

O primeiro passo destes algoritmos passa por gerar uma população inicial, com base num processo aleatório, ou por vezes baseado em conhecimento que o utilizador tenha do problema em questão. A qualidade da solução inicial gerada, é avaliada com base na função objetivo do problema a ser otimizado. O algoritmo gera uma nova população, por cada iteração, sendo que essa mesma população substitui a da iteração anterior caso seja de

melhor qualidade. Este processo repete-se até se atingir o critério de paragem que, geralmente, consiste em atingir um certo número de iterações.

2.3.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O uso de meta-heurísticas para solucionar problemas relativos a sistemas elétricos de energia tem sido objeto de estudo durante os últimos anos, potenciado pelo alargamento dos recursos energéticos distribuídos. Alguns estudos, como é o caso de [57] propõe o uso de algoritmos para otimizar a distribuição de recursos dentro de uma comunidade. Para além disso, o estudo pretende comparar duas meta-heurísticas usualmente conhecidas, o *Particle Swarm Optimization* (PSO) e o *Differential Evolution* (DE). Em [58] é feito um estudo no âmbito do mesmo tema (otimização de portfólios), contudo a abordagem ao problema é realizada recorrendo à otimização multiobjectivo, onde pretende-se maximizar o lucro de cada participante e, ao mesmo tempo, minimizar o risco associado às negociações. O problema da otimização de portfólios também é endereçado noutras pesquisas como é o caso de [59], neste caso é gerada uma solução inicial para o problema recorrendo a métodos heurísticos que, posteriormente, será melhorada recorrendo a várias meta-heurísticas. O estudo mostra que a pesquisa partindo de uma solução inicial obtida heuristicamente apresenta melhores resultados do que soluções iniciais geradas aleatoriamente. A limitação do método utilizado prende-se com o facto de a heurística criada para gerar a solução inicial ser adaptada ao problema em estudo, portanto, noutro problema não funcionará.

Muitas vezes, o uso de fontes de energia renovável não garante uma produção constante de energia. Por exemplo, a produção de energia elétrica proveniente de painéis fotovoltaicos possui horas de maior produção (durante o dia) e períodos onde a produção é inexistente (à noite). Uma das soluções existentes para mitigar este problema consiste na incorporação de baterias de forma a suprir as necessidades dos participantes quando a produção é insuficiente. Assim sendo, outra possível aplicação das meta-heurísticas nos sistemas elétricos de energia, consiste em otimizar o armazenamento da mesma. Em [60] encontra-se descrito um caso real solucionado com base no *Genetic Algorithm* (GA). Neste trabalho é proposto o desenvolvimento de um algoritmo para a gestão do armazenamento

de energia em habitações residenciais. O algoritmo desenvolvido chegou a ser aplicado e testado numa rede de baixa tensão, na Roménia, tendo mostrado resultados satisfatórios no armazenamento de energia elétrica para a comunidade (constituída por 9 *prosumers*), aproveitando assim o excesso de energia produzida durante o dia.

Referente à otimização de licitações dentro de um mercado local, em [61] encontra-se um exemplo onde são aplicados vários algoritmos, nomeadamente, o PSO, o *Vortex Search* (VS) e o DE assim como algumas das suas variantes (HyDE e HyDE-DF). Para este caso, é considerado um problema de otimização de dois níveis, para uma comunidade constituída por 9 agentes: 3 consumidores, 3 produtores e 3 produtores CHP (*Combined Heat and Power)*. O nível superior deste problema diz respeito à maximização dos lucros de cada um destes agentes enquanto o nível inferior diz respeito à maximização da quantidade de energia transacionada no mercado.

Em [62] é proposto um problema muito semelhante ao apresentado na referência [61]. A particularidade deste trabalho está na abordagem usada para encontrar a solução. Para além das meta-heurísticas, os autores encontram a solução ótima do problema através de uma procura exaustiva, recorrendo a estratégias de computação paralela. Os resultados do estudo apontam para uma diferença de menos 10% entre o ótimo global e a melhor solução encontrada pelas meta-heurísticas. A utilização deste método tem a vantagem de conseguir chegar à solução ótima do problema, em detrimento de exigir um maior esforço computacional: para o caso do problema considerado, a procura exaustiva pela solução ótima demorou mais de 7 dias.

Outros estudos, como é o caso de [63], apontam para o uso de meta-heurísticas em problemas relacionados com os sistemas elétricos de energia. Neste caso, recorre-se ao uso do *Electromagnetic Field Optimization* (EFO) para otimizar a estimação de parâmetros em células fotovoltaicas.

Tabela 2 - Revisão literária ao uso de meta-heurísticas em sistemas elétricos de energia

Problema	Algoritmo	Ano	Referencia
Otimização de Portfolios	DE, PSO	2017	[57]
Otimização de Portfolios	PSO	2021	[58]
Otimização de Portfolios	LS, TS, PSO, GA e SA	2021	[59]
Gestão do Armazenamento de Energia	GA	2021	[60]
Otimização de licitações	DE, HyDE, HyDE-DF, PSO, VS	2019	[61]
Otimização de licitações	HyDE-DF, HHO, DEEPSO, WOA	2021	[62]
Otimização de parâmetros em células fotovoltaicas	EFO, AEFO	2019	[63]

Observando Tabela 2 é possível concluir que o PSO e o DE são as meta-heurísticas mais usadas, segundo a pesquisa efetuada para este trabalho, contudo, outros algoritmos, nomeadamente, o GA possuem um grande número de aplicações e popularidade dentro da computação evolucionária revelando interesse para a sua utilização no âmbito deste estudo. Adicionalmente, selecionou-se também o EFO por ser um algoritmo recente e ainda com poucas aplicações no âmbito dos sistemas elétricos de energia.

2.3.2 Particle Swarm Optimization

O PSO é um algoritmo de pesquisa introduzido por James Kennedy e Russel Ebhart em 1995, capaz de otimizar problemas multidimensionais de forma a encontrar soluções dentro de um determinado espaço de busca com dimensão pré-determinada, sendo que esta mesma dimensão está relacionada com o número de variáveis que são necessárias otimizar. Este algoritmo foi inspirado no comportamento social de animais dentro de um determinado bando, nomeadamente, a capacidade que estes indivíduos têm em reagrupar-se e mudar a sua velocidade de forma a encontrar a zona com melhor alimento, isto é, a melhor posição [64].

No PSO, cada um destes indivíduos representa uma partícula que se move num determinado espaço de busca multidimensional e cada uma destas partículas representa uma possível solução do problema a ser otimizado. O funcionamento deste algoritmo pode ser sumarizado pelo seguinte fluxograma:

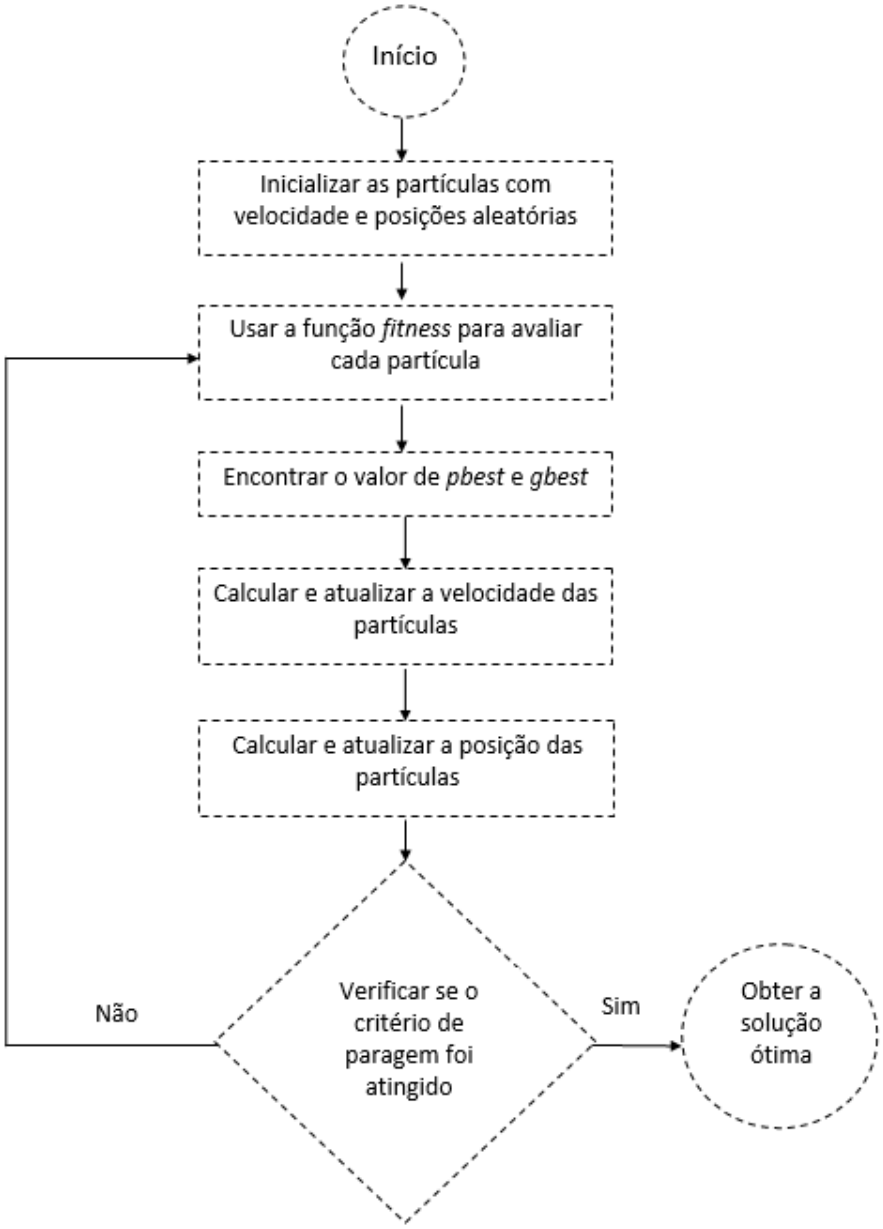


Figura 8 - Funcionamento do PSO. Adaptado de: [65].

Conforme é possível observar pela Figura 8, o algoritmo começa por gerar aleatoriamente um enxame de partículas. Cada uma destas partículas é inicialmente dispersa pelo espaço de pesquisa com uma velocidade inicial. Com o decorrer das iterações do algoritmo, as partículas vão alterando a sua posição conforme a posição de outras partículas para que no final todas cheguem a convergir numa solução ótima. Cada uma destas posições é usada para determinar o valor da função objetivo [64]. A cada uma destas partículas estão também associados três parâmetros: posição (x_i), velocidade (v_i) e as melhores posições atingidas pela partícula ($p_{i,t}^d$). Adicionalmente, existe também um outro parâmetro que

guarda a melhor posição atingida pela população (P_g), correspondendo ao ótimo global. Alguns estudos, nomeadamente, o apresentado em [66] mostram que a introdução do operador de inércia (*w)* aumenta a probabilidade de o algoritmo encontrar o máximo global num número aceitável de iterações. Assim sendo, as equações (1) e (2) representam as expressões usadas pelo algoritmo para atualizar a posição e a velocidade de cada uma das partículas:

$$x_{i,t+1}^{d} = x_{i,t}^{d} + v_{i,t+1}^{d} \tag{1}$$

$$v_{i,t+1}^{d} = w * v_{i,t}^{d} + c_1 * rand * (p_{i,t}^{d} - x_{i,t}^{d}) + c_2 * rand * (p_{g,t}^{d} - x_{i,t}^{d}) \tag{2}$$

O primeiro componente da equação (2) diz respeito à velocidade anterior o que nos indica que parte do movimento da partícula é influenciado pela sua própria velocidade. O segundo componente diz respeito à distância entre a sua posição atual ($x_{i,t}^{d}$) e a melhor posição obtida pela partícula até ao momento $p_{i,t}^{d}$. Deste componente também faz parte o termo c_1 que representa um fator de aprendizagem cognitiva. Por fim, o terceiro componente diz respeito à distância entre a posição atual e o ótimo global pela população ($p_{g,t}^{d}$). Deste componente também faz parte o termo c_2 que representa um fator de aprendizagem social.

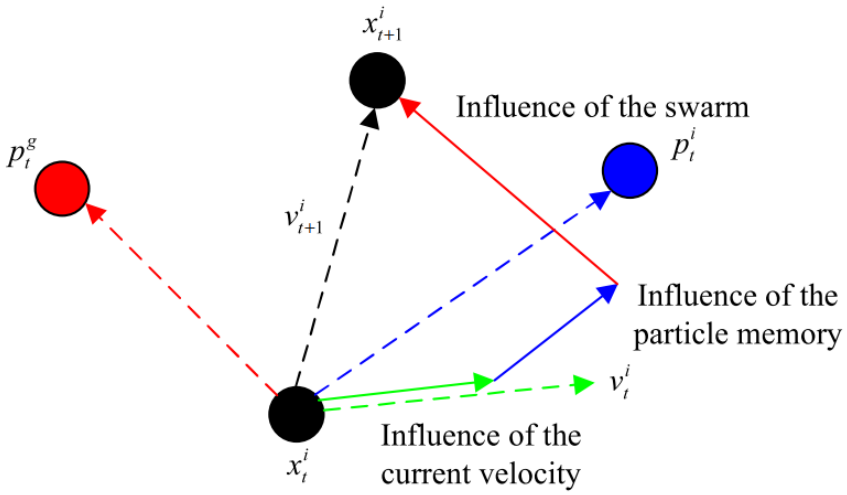


Figura 9 - Movimentação das partículas do PSO. Fonte: [67].

A Figura 9 resume a influência que cada componente da equação (2), descrita anteriormente, possui na atualização da posição de cada partícula considerada pelo algoritmo.

2.3.3 Electromagnetic Field Optimization

Este algoritmo (proposto em [68]) consiste numa meta-heurística baseada na população, à semelhança do PSO, cuja sua operação é inspirada no comportamento de um campo eletromagnético com diferentes polaridades e na proporção áurea (φ). Neste algoritmo, cada individuo é representado por uma partícula magnética (EMP) feita de eletroímanes sendo que o número de eletroímanes é igual ao número de variáveis no problema a ser otimizado [69]. O fluxograma da Figura 10 descreve, resumidamente, o funcionamento deste algoritmo:

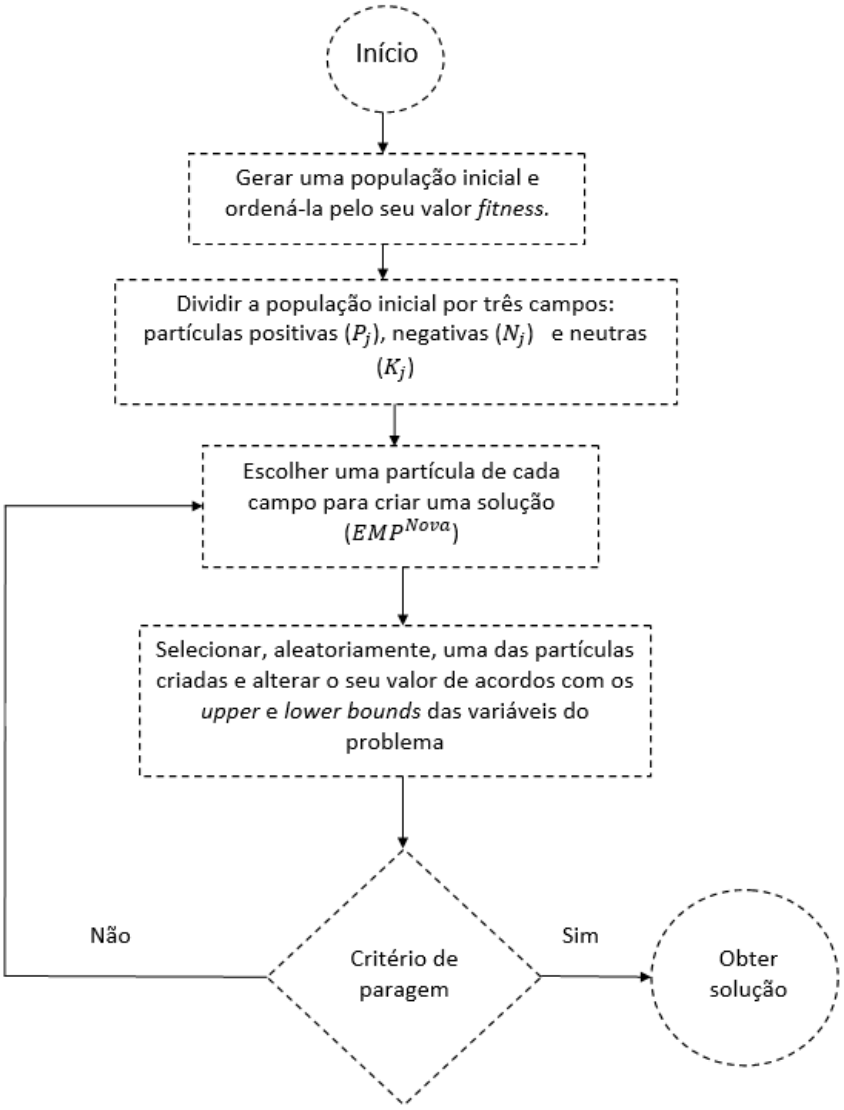


Figura 10 - Funcionamento do EFO.

Tal como ilustrado pela Figura 10, após a solução inicial ser gerada e ordenada pelo seu valor *fitness,* o EFO irá dividir cada uma destas partículas por três grupos: o primeiro grupo é chamado de campo positivo e engloba as partículas eletromagnéticas positivas (P_j) de melhor valor *fitness*, o segundo grupo é chamado de campo negativo e inclui as partículas negativas (N_j) de pior valor *fitness*. As restantes partículas (K_j) formam o grupo neutro e possuem polaridade negativa próxima de zero [68]. O agrupamento das partículas é feito com base nas seguintes expressões:

$$P_j = rand_{int}(1, N_{emp} * P_{field}) \tag{3}$$

$$N_j = rand_{int}(\mathrm{N_{emp}} * (1 - \mathrm{N_{field}}), \mathrm{N_{emp}}) \tag{4}$$

$$K_j = rand_{int}(N_{emp} * P_{field}, N_{emp} * (1 - \mathrm{N_{field}}) \tag{5}$$

$$com\ j\ =\ 1, .., N_{var}$$

Sendo que N_{emp} diz respeito ao número de partículas eletromagnéticas (EMP) da população, P_{field} diz respeito à percentagem da população no campo positivo e $\mathrm{N_{field}}$ à percentagem da população no campo negativo. Para cada iteração do algoritmo, o valor dos diferentes eletroímanes que constituem a partícula eletromagnética (EMP) vão ser alterados conforme a seguinte expressão [70]:

$$EMP_j^{Nova} = \begin{cases} EMP_j^{P^j}, & se\ rand < Ps_{rate} \\ EMP_j^{K^j} + (\phi * rand) * D_j^{P^jK^j} - rand * D_j^{N^jK^j}, & senão \end{cases} \tag{6}$$

$$D_j^{P^jK^j} = EMP_j^{P^j} - EMP_j^{K^j} \tag{7}$$

$$D_j^{N^jK^j} = EMP_j^{N^j} - EMP_j^{K^j} \tag{8}$$

Onde Ps_{rate} diz respeito à probabilidade de selecionar partículas do campo positivo sem alterá-las. Também para cada geração é selecionada, aleatoriamente, uma partícula eletromagnética para que o valor dos diferentes eletroímanes que a constituem sejam alterados:

$$\mathrm{EMP_{RI}^{Nova}} = \mathrm{L_{RI}} + \mathrm{rand} * (\mathrm{U_{RI}} - \mathrm{L_{RI}}),\ \ \mathrm{se\ rand} < R_{rate} \tag{9}$$

Onde U_{RI} e L_{RI} dizem respeito aos limites superior e inferior, respetivamente, dos diferentes eletroímanes da partícula RI selecionada. R_{rate} é a probabilidade de selecionar uma partícula eletromagnética e RI é um contador inteiro usado para identificar o índice

da partícula eletromagnética que irá ser afetada. RI é inicializado com um número inteiro gerado aleatoriamente entre [1, N_{var}] e é incrementado sempre que este processo ocorre.

No final de cada iteração do algoritmo, é escolhida a partícula com o melhor valor *fitness*: caso o valor *fitness* desta partícula escolhida seja melhor do que o da iteração anterior então, a partícula escolhida é guarda. Caso contrário, a partícula escolhida é descartada e mantém-se a partícula da iteração anterior.

2.3.4 GENETIC ALGORITHM

O GA foi inicialmente introduzido por John Holland, em 1975. O seu principal objetivo não era o desenvolvimento de um algoritmo que permitisse resolver determinados problemas, mas antes o estudo de fenómenos naturais de adaptação e a forma de como estes poderiam ser integrados em sistemas computacionais [71].

O GA também é um algoritmo de otimização usado para encontrar soluções para um dado problema considerando uma função de avaliação seja ela de minimização ou maximização. Para além disso, estes algoritmos também são enquadrados no ramo da computação evolucionária, uma vez que replicam o processo biológico de reprodução e seleção natural para encontrar as melhores soluções. O fluxograma da Figura 11modeliza o funcionamento deste algoritmo.

O funcionamento deste algoritmo, que pode ser observado pela Figura 11, parte de uma solução à qual é aplicada o princípio de sobrevivência (sobrevive a melhor solução). O objetivo deste algoritmo é fazer com que a cada iteração sejam selecionados indivíduos de acordo com seu valor de função *fitness* ou desempenho, recorrendo-se para isso a operadores genéticos, designadamente, a seleção, o cruzamento e a mutação. A operação destes 3 últimos operadores é feita até que o número de descendentes seja igual ao número de indivíduos da população inicial de modo que a geração seguinte seja inteiramente constituída por novos elementos, substituindo assim a população anterior. Em cada iteração do algoritmo é avaliado o valor *fitness* da população sendo que este processo é repetido até se atingir o critério de paragem. Quando isto acontece, diz-se que o algoritmo convergiu para uma solução ótima.

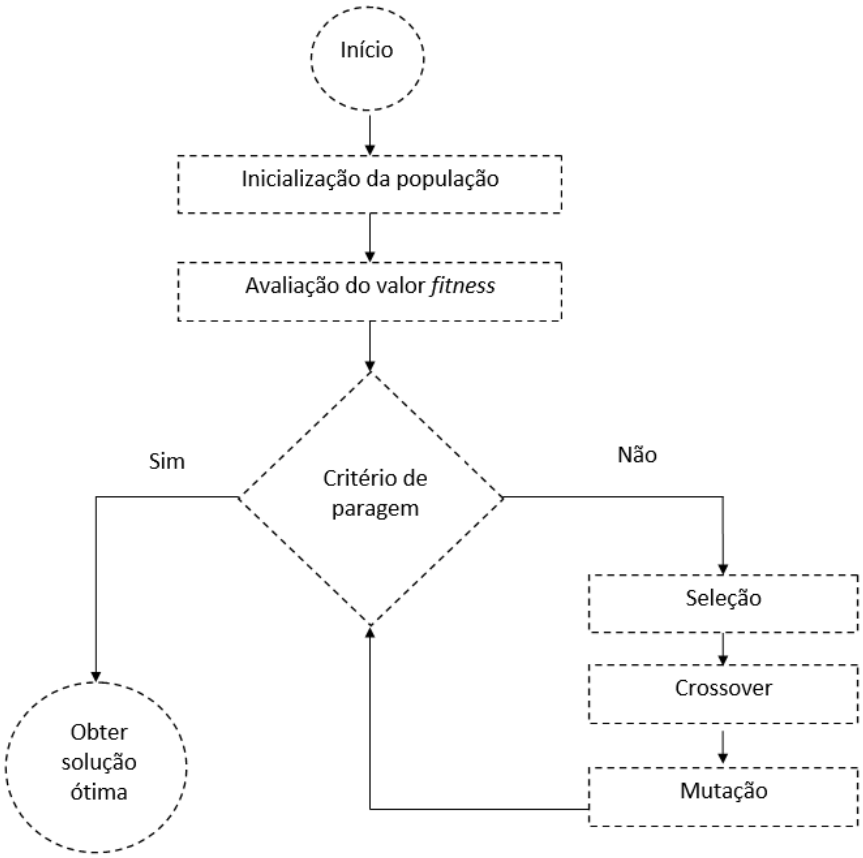


Figura 11 - Funcionamento do GA. Adaptado: [72].

Para além dos operadores referidos, existe também o operador de elitismo. O funcionamento deste operador consiste em escolher o melhor individuo de uma determinada geração e copiá-lo para a geração seguinte.

2.3.5 DIFFERENTIAL EVOLUTION

O DE foi proposto em [73], por Rainer Stron e Kenneth Price e consiste num método de pesquisa estocástica, baseado na população, onde o principal foco é convergir a solução encontrada para uma solução ótima usando poucos recursos [74].

Este algoritmo difere de outros algoritmos da computação evolucionária na medida em que produz os seus descendentes combinando soluções com um determinado fator de escala sendo esta uma alternativa à recombinação de soluções. De facto, a estratégia de mutação diferencial é o principal componente que distingue o algoritmo em questão com outros algoritmos populacionais. Ao aplicar a estratégia de mutação a todos os candidatos, aumenta-se a capacidade de uma população para descobrir novos descendentes

promissores com base na distribuição de soluções [74]. O desempenho deste método de pesquisa conta com a utilização de três parâmetros essenciais: uma população de tamanho NP, um fator de escala *F* e uma taxa de *crossover* (*CR*) [75]. Cada um destes fatores tem o seu papel no funcionamento das diferentes etapas do algoritmo, para cada iteração j. O fluxograma da Figura 12 representa o funcionamento deste mesmo algoritmo tendo em conta os parâmetros mencionados anteriormente:

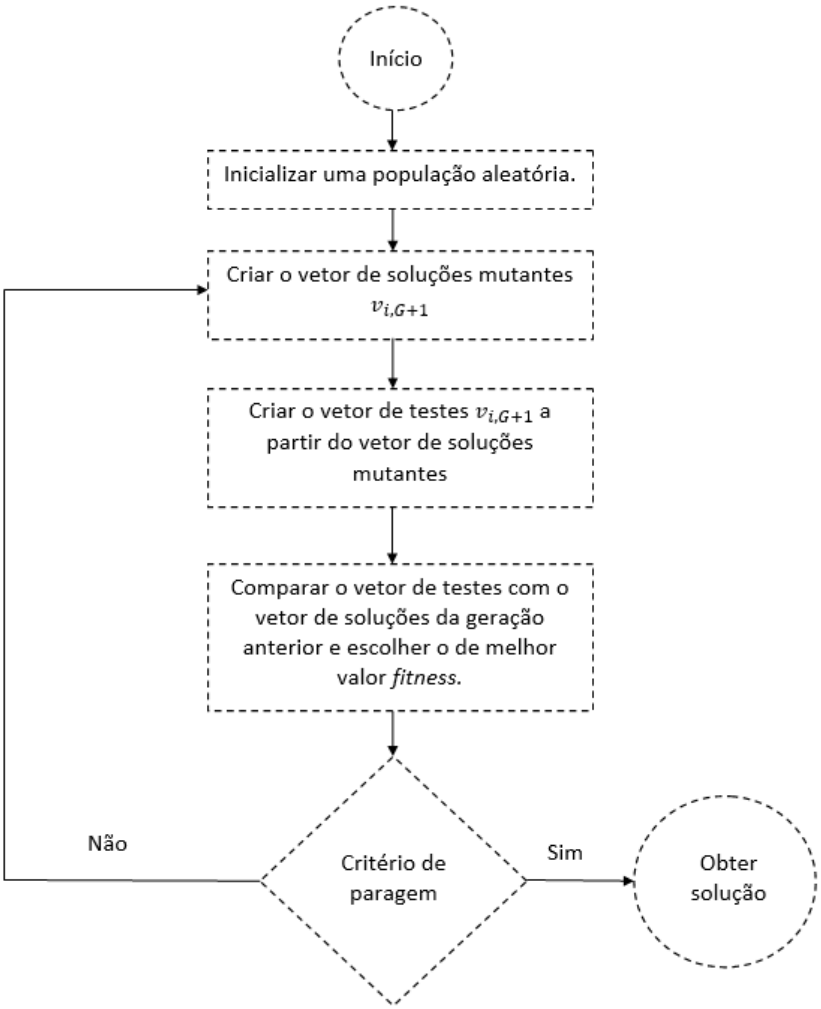


Figura 12 - Funcionamento do DE

Tendo em conta o fluxograma da Figura 12 observa-se que o primeiro passo desta meta-heurística passa por gerar uma população inicial. Após esta ser gerada, os indivíduos dessa mesma população vão ser sujeitos a um processo de mutação. Para cada um dos vetores solução $x_{i,G}$, onde $i = 1,2,3\ldots, NP$ é gerado um vetor de soluções mutantes $v_{i,G}$ de acordo com a seguinte expressão:

$$v_{i,G+1} = x_{r1,G} + F * (x_{r2,G} - x_{r3,G}) \quad (10)$$

Onde r_1, r_2 e r_3 são índices aleatórios e inteiros tais que $r_1, r_2, r_3 \in \{1, 2, \ldots, NP\}$. Estes índices são escolhidos aleatoriamente e diferentes do índice i, portanto, NP deve ser maior do que 4. F é um fator real e constante, responsável por controlar a variação diferencial $(x_{r2,G} - x_{r3,G})$, tal que $F \in [0,1]$.

Após os indivíduos da população sofrerem o processo de mutação, estes serão posteriormente sujeitos a um processo de *crossover.* Esta etapa permite aumentar a diversidade no vetor de soluções, para isso, é gerado um vetor de teste $u_{i,G+1} = (u^1_{i,G+1}, u^2_{i,G+1}, u^3_{i,G+1} \ldots, u^d_{i,G+1})$, onde:

$$u^d_{i,G+1} = \begin{cases} v^d_{i,G+1}, \ se\ rand[0,1] \leq CR\ ou\ d = rand[1,D] \\ x^d_{i,G}, \ se\ rand[0,1] > CR\ e\ d \neq rand[1,D] \end{cases}, \quad (11)$$

$$d = 1,2, \ldots, D$$

Em (11), $rand[0,1]$ é um gerador de números aleatórios uniforme, cujo resultado $\in [0,1]$. CR é a taxa de *crossover* constante, escolhida pelo utilizador, cujo resultado $\in [0,1]$. $rand[1,D]$ é um gerador de índices aleatórios, tal que, $rand[1,D] \in 1,2, \ldots, D$.

Por fim, o algoritmo seleciona a nova população para geração seguinte. Para isso, o algoritmo verifica se o vetor de teste $u_{i,G+1}$ deve ou não pertencer à geração $G+1$, este é comparado com o vetor $x_{i,G}$: caso $u_{i,G+1}$tenha um menor valor *fitness* (assumindo um problema de minimização) que $x_{i,G}$, então $x_{i,G+1}$ terá o valor de $u_{i,G+1}$. Caso isto não se verifique então manter-se-á o valor de $x_{i,G}$, isto é, $x_{i,G+1} = x_{i,G}$.

3. METODOLOGIA

Nesta secção é apresentada a formulação matemática do problema de otimização considerando a minimização dos custos operacionais de uma comunidade energética. O objetivo é modelizar matematicamente as transações no mercado local de forma a encontrar a melhor combinação possível. A tipologia deste mercado encontra-se representada na Figura 13:

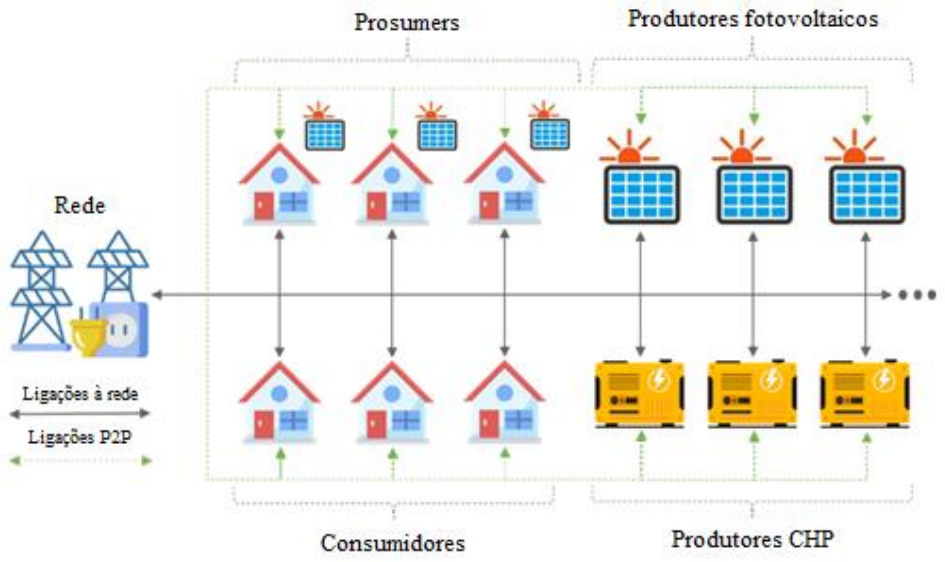


Figura 13 - Visão geral da comunidade energética.

Conforme é possível observar pela Figura 13, cada um dos agentes possui dois tipos de conexões: uma ligação à rede e outra ligação ao mercado local, de forma a poder transacionar a sua energia com outros *peers.* Tal como pode ser observado pela mesma figura, a estrutura do mercado local escolhida para este caso de estudo apresenta transações em *peer-to-peer* (semelhante ao modelo descentralizado apresentado anteriormente), ou seja, cada um dos agentes deste mercado efetua negociações *peer-to-peer* com outros agentes. Por outro lado, as transações são efetuadas por forma a garantir a melhor solução para a comunidade (modelo cooperativo). Caso não seja possível efetuar esta negociação *peer-to-peer*, os agentes podem usar a ligação à rede para transacionar energia (compra ou venda conforme o tipo de agente) com o CUR.

3.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O primeiro passo da formulação matemática consiste em identificar a função objetivo, neste caso considera-se uma implementação descentralizada seguindo o conceito do modelo cooperativo. O principal foco do caso de estudo passa por minimizar os custos energéticos da comunidade, por isso, a função objetivo deve ter em conta todos os custos energéticos a que esta mesma comunidade está sujeita, tal como representado pela equação (12):

$$fob = min \sum_{i=1}^{N_i} \sum_{t=1}^{N_t} \left(P_{i,t}^{bg} \times c_{i,t}^{bg} - P_{i,t}^{sg} \times c_{i,t}^{sg}\right) + Custos_{fixos} - \sum_{p=1}^{N_p} \sum_{t=1}^{N_t} \left(Receitas\ CHP_{t,p} - Custos\ CHP_{t,p}\right) \quad (12)$$

onde, $P_{i,t}^{bg}$ representa a quantidade de eletricidade comprada ao CUR por cada agente i em cada período t e $c_{i,t}^{bg}$ representa o custo a que essa compra está sujeita. $P_{i,t}^{sg}$ representa a quantidade de eletricidade vendida ao CUR por cada agente i em cada período t e $c_{i,t}^{sg}$ o preço de venda, isto é, a FIT. A função objetivo também tem em conta os custos associados aos CHP ($Custos\ CHP_{t,p}$), assim como as receitas destes agentes ($Receitas\ CHP_{t,p}$), de forma que as pesquisa de soluções tenha em conta o lucro destes mesmos agentes. Por fim, os $Custos_{fixos}$ representam um valor constante que cada agente deve pagar (por dia) e incluem custos de infraestrutura e outros encargos financeiros. A função objetivo apresentada na equação (12) é sujeita a determinadas restrições, de forma a ser possível limitar as quantidades de energia comprada e vendida tanto no mercado local como no CUR:

$$0 \leq P_{i,t}^{bg} \leq \bar{P}_{i,t}^{bg} \times X_{i,t}^{bg}, \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \quad (13)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{sg} \leq \bar{P}_{i,t}^{sg} \times X_{i,t}^{sg}, \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \quad (14)$$

$$0 \leq P_{l,i,t}^{bP2P} \leq \bar{P}_{l,i,t}^{bP2P} \times X_{l,i,t}^{bP2P}, \forall l \in N_l, \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \quad (15)$$

$$0 \leq P_{l,i,t}^{sP2P} \leq \bar{P}_{l,i,t}^{sP2P} \times X_{l,i,t}^{sP2P}, \forall l \in N_l, \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \quad (16)$$

Onde, $\bar{P}_{i,t}^{bg}$ diz respeito à quantidade máxima a ser comprada ao CUR e $\bar{P}_{i,t}^{sg}$ diz respeito à quantidade máxima a ser vendida. Por sua vez, $\bar{P}_{l,i,t}^{bP2P}$ diz respeito à quantidade máxima a ser comprada no mercado local e $\bar{P}_{l,i,t}^{sP2P}$ diz respeito à quantidade máxima a ser vendida, nesse mesmo mercado. A operação de compra e venda de eletricidade ao CUR para cada agente i em cada período de tempo t é determinada pelas variáveis binárias $X_{i,t}^{bg}$ e $X_{i,t}^{sg}$. Por sua vez, as variáveis binárias $X_{l,i,t}^{bP2P}$ e $X_{l,i,t}^{sP2P}$ determinam as operações de compra e venda dentro do mercado local. De forma a evitar a compra e venda simultaneamente são aplicadas as seguintes restrições:

$$X_{i,t}^{bg} + X_{i,t}^{sg} \leq 1, \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \quad (17)$$

$$X_{l,i,t}^{bP2P} + X_{l,i,t}^{sP2P} \leq 1, \forall l \in N_l, \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \quad (18)$$

$$X_{i,t}^{bg} + \sum_{l=1}^{N_l} X_{l,i,t}^{sP2P} \leq 1, \forall l \in N_l, \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \quad (19)$$

$$X_{i,t}^{sg} + \sum_{l=1}^{N_l} X_{l,i,t}^{bP2P} \leq 1, \forall l \in N_l, \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \quad (20)$$

$$0 \leq X_{i,t}^{bg} \leq 1, \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \quad (21)$$

$$0 \leq X_{i,t}^{sg} \leq 1, \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \quad (22)$$

$$0 \leq X_{l,i,t}^{bP2P} \leq 1, \forall l \in N_l, \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \quad (23)$$

$$0 \leq X_{l,i,t}^{sP2P} \leq 1, \forall l \in N_l, \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \quad (24)$$

A equação (17) traduz que num determinado período t, o agente i apenas pode comprar ou vender a sua eletricidade ao CUR, não podendo realizar as duas operações em simultâneo. Por sua vez, a equação (18) estabelece a mesma regra, mas para o mercado local, ou seja, para um determinado período t o agente i apenas pode comprar ou vender eletricidade no mercado local. As restrições apresentadas pelas equações (19) e (20) impedem que um determinado agente compre a eletricidade ao CUR para vendê-la no

mercado local e vice-versa, ou seja, para cada período t o agente i pode ser comprador ou vendedor, não podendo ter os dois papeis em simultâneo. As restrições (21) a (24) definem os limites máximos e mínimos das variáveis binárias referidas anteriormente, isto é, sendo variáveis binárias o valor mínimo e máximo será de 0 e 1, respetivamente. Para calcular o valor dos custos de cada um dos consumidores, *prosumers* ou produtores é utilizada a seguinte equação:

$$Custos_i = \begin{cases} \sum_{t=1}^{N_t}\left(P_{i,t}^{bg} \times c_{i,t}^{bg} + \sum_{l=1}^{N_l} P_{l,i,t}^{bP2P} \times c^{P2P}\right) & se\ i\ for\ consumidor \\ \sum_{t=1}^{N_t}\left(P_{i,t}^{bg} \times c_{i,t}^{bg} - P_{i,t}^{sg} \times c_{i,t}^{bg} + \left(\sum_{l=1}^{N_l} P_{l,i,t}^{bP2P} - \sum_{l=1}^{N_l} P_{l,i,t}^{sP2P}\right) \times c^{P2P}\right) & se\ i\ for\ prosumer \end{cases} \quad \forall i \in N_i \tag{25}$$

Relativamente aos CHP, o valor de custo de cada um destes agentes (p) é dado pela seguinte expressão:

$$Custos\ CHP_{t,p} = \int_0^{P_{l,i=p,t}^{sP2P}} \frac{b_{chp} * \sqrt{P_{l,i=p,t}^{sP2P}}}{P_{l,i=p,t}^{sP2P}}, \forall p \in N_p, \forall t \in N_t \tag{26}$$

Onde $Custos\ CHP_{t,p}$ representa o custo total de produção dos CHP para cada período de tempo t. As receitas para estes agentes serão dadas pela seguinte expressão:

$$Proveitos\ CHP_{t,p} = P_{l,i=p,t}^{sP2P} * c^{P2P}, \forall p \in N_p, \forall l \in N_l, \forall t \in N_t \tag{27}$$

Para a obtenção do custo marginal de produção ($c_{t,p}^{Marginal}$) é considerada a seguinte expressão matemática que varia em função da quantidade de energia produzida pelo respetivo CHP [76]:

$$c_{t,p}^{Marginal} = \frac{b_{chp} * \sqrt{P_{l,i=p,t}^{sP2P}}}{P_{l,i=p,t}^{sP2P}}, \forall p \in N_p, \forall t \in N_t \tag{28}$$

Onde b_{chp} representa um fator de custo e $P_{l,i=p,t}^{sP2P}$ representa a quantidade de energia produzida, sendo que é a máxima entre a requerida pelo comprador e a máxima

capacidade de produção. Graficamente, este custo marginal pode ser representado de acordo com a Figura 14:

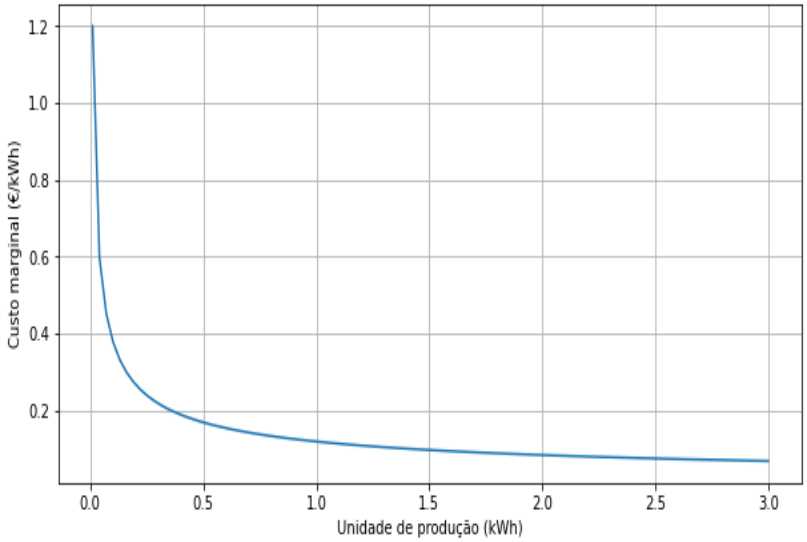


Figura 14 – Custo marginal de produção para os CHP

A Figura 14 representa a variação do custo marginal $c_{t,p}^{Marginal}$, em função da quantidade de energia produzida ($P_{l,i=p,t}^{sP2P}$). Tal como pode ser observado, esta função de custo decresce monotonamente com o aumento da energia produzida.

3.2 SOLUÇÃO PROPOSTA

Após a descrição do modelo matemático, apresentado ao longo da secção 3.1, nesta secção descreve-se a solução proposta para resolver o problema, recorrendo-se às meta-heurísticas apresentadas na secção 2.3 que, tendo em conta a formulação matemática, fazem uma pesquisa pela solução ótima dentro do espaço de soluções.

Para o caso do problema proposto, considera-se a existências de 30 membros dentro da comunidade energética, sendo que cada um destes agentes pode efetuar uma transação *peer-to-peer* com outro agente, numa determinada hora. Usando a expressão da combinatória (32), constata-se que existem $24 * C_2^{30} = 10440$ transações *peer-to-peer,* sendo este número superior quando se considera a existência de produtores CHP. Estes produtores adicionam um certo nível de complexidade ao problema na medida em que não

apresentam um comportamento linear. O vetor de soluções da expressão (33) guarda o valor de cada uma destas transações, admitindo que só existem dois valores possíveis para uma determinada transação, isto é, 0 caso a transação não seja efetuada ou 1 caso a transação venha a acontecer então, teoricamente, existirão 2^{10440} soluções possíveis para este problema. Em alternativa, a solução para este problema poderia ser encontrada fazendo uma procura exaustiva pela solução ótima, porém essa alternativa seria mais dispendiosa em termos computacionais. Por esse motivo recorreu-se ao uso das meta-heurísticas que, tal como verificado no capítulo da Revisão Teórica possuem resultados favoráveis em quantidades de tempo aceitáveis.

A escolha das meta-heurísticas a serem utilizadas tem por base dois motivos essenciais: o primeiro motivo deve-se à pesquisa bibliográfica feita no capítulo anterior da qual se concluiu que o PSO e o DE foram as meta-heurísticas mais usadas para o estudo de problema semelhantes. O segundo motivo prende-se com a ferramenta usada para a utilização das meta-heurísticas, neste caso, recorreu-se ao *mealpy* para a importação dos algoritmos usados. Atendendo a estes dois motivos, para além do PSO e do DE, escolheu-se também o GA devido à sua popularidade dentro da computação evolucionária e o EFO pois revela bons resultados em tempos de computação aceitáveis.

ALGORITMO 2: PROCURA DAS MELHORES COMBINAÇÕES *PEER-TO-PEER* USANDO META-HEURÍSTICAS

Importar: *dados do problema*
Inicializar: *parâmetros da meta-heurística escolhida.*
Para (número de corridas *< 30):*
    Para (número de geração/iterações *< 200):*
        Obter a solução para a geração de uma das meta-heurística
        Reparar a solução seguindo as árvores de decisão
        Determinar o valor das quantidades comercializadas ($\boldsymbol{P^{BG}}$, $\boldsymbol{P^{SG}}$, $\boldsymbol{P^{bP2P}}$, $\boldsymbol{P^{sP2P}}$) *de acordo com as tabelas 4, 5, 6 e 7.*
        Calcular o balanço individual de cada agente ($\boldsymbol{Balance^1}$)
        Calcular o balanço do mercado ($\boldsymbol{Balance^2}$)
        Calcular o $\boldsymbol{fob}$
        Achar o valor da função fitness da geração: $\boldsymbol{fit = fob}$ *+ sum* ($\boldsymbol{Balance^1}$) *+ sum* ($\boldsymbol{Balance^2}$)
    Fim
Fim
Escolher o melhor $\boldsymbol{fit}$ *das 30 corridas*
Obter $\boldsymbol{P^{BG}}$, $\boldsymbol{P^{SG}}$, $\boldsymbol{P^{bP2P}}$ *e* $\boldsymbol{P^{sP2P}}$ *do melhor* $\boldsymbol{fit}$ *escolhido*

O algoritmo acima descrito representa o funcionamento geral da abordagem usada para encontrar a solução do problema. Conforme já mencionado anteriormente, a busca pela melhor solução do problema proposto passa pelo uso de meta-heurísticas, contudo, tal como foi referido anteriormente as meta-heurísticas são métodos estocásticos pelo que não garantem que se encontre uma solução ótima, mas antes uma solução muito próxima desta. Atendendo a esta condição, o algoritmo apresentado anteriormente foi corrido durante um elevado número de vezes de forma a encontrar a melhor solução possível.

O algoritmo implementado começa por importar toda a informação necessária relativa ao problema, isto é, o perfil de carga e geração de cada um dos agentes bem comos os limites máximos de compra e venda no mercado local e com o CUR, assim como o custo de compra e venda de eletricidade ao CUR.

O passo seguinte consiste em gerar as combinações possíveis, para trocas de energia *peer-to-peer*, para cada período. As combinações são geradas tendo em conta a fórmula da combinatória (32). Destas combinações, são retiradas as que dizem respeito à mesma negociação *peer-to-peer*, tal como foi referido anteriormente.

O algoritmo vai ainda reparar o valor de cada uma das soluções retornada em cada iteração, conforme as árvores de decisão apresentadas na secção seguinte. A solução retornada corresponde a um vetor de variáveis binárias, em que cada variável indica se existe uma transação *peer-to-peer* para uma dada combinação, num dado período de tempo.

Após serem determinadas todas as negociações *peer-to-peer*, no passo 7 faz-se o cálculo das quantidades de eletricidade comprada e vendida tanto ao CUR como no próprio mercado local. Estas quantidades serão necessárias para que seja possível calcular os balanços (individual e *peer-to-peer*) e, consequentemente, o valor *fitness* de cada geração, conforme a expressão (29).

Cada uma das meta-heurísticas escolhidas para o funcionamento do algoritmo possui diferentes parâmetros, cujo seu valor pode afetar a performance da mesma. Desta forma,

a Tabela 3 apresenta o valor para os diferentes parâmetros das meta-heurísticas escolhidas:

Tabela 3 – Parâmetros das meta-heurísticas usadas.

Algoritmo	**Parâmetro**	**Valor**
PSO	Taxa de aprendizagem cognitiva c_1	1
	Taxa de aprendizagem cognitiva c_2	0,6
	Inércia mínima	0,2
	Inércia máxima	0,5
	Número de partículas	50
GA	Probabilidade de *Crossover*	0,825
	Probabilidade de Mutação	0,105
	Tipo de *Crossover*	Uniforme
DE	Fator de Escala	0,5
	Taxa de *Crossover*	0,9
EFO	Proporção de partículas com campo eletromagnético positivo	0,075
	Proporção de partículas com campo eletromagnético negativo	0,045
	Probabilidade de selecionar partículas do campo positivo	0,25
	Probabilidade de alterar uma partícula gerada aleatoriamente	0,25

Relativamente ao PSO, a escolha dos valores para os seus parâmetros foi feita com base numa análise de sensibilidade, que pode ser encontrada em [77], para um problema semelhante ao aqui proposto mas de menor dimensão, isto é, apenas foram considerados 9 agentes: 3 *prosumers*, 3 consumidores e 3 produtores. Esta análise de sensibilidade foi feita alterando os valores de cada parâmetro e vendo o efeito produzido no valor *fitness* retornado pelo algoritmo, para esse mesmo parâmetro.

Para o caso do GA, a escolha dos parâmetros foi feita com base na biblioteca de onde foram importadas as meta-heurísticas. Segundo o autor da biblioteca, o valor da probabilidade de *crossover* deve variar entre 0,7 e 0,95 enquanto para a probabilidade de mutação o valor deve variar entre 0,01 e 0,2. Como tal, para cada um destes parâmetros optou-se pelo uso do valor médio do intervalo recomendado.

Relativamente ao DE a escolha dos parâmetros foi feita aproveitando os usados em [61], uma vez que o problema aí descrito é semelhante ao proposto para este caso de estudo, sendo também usado o DE para solucionar o problema. Para esse mesmo estudo,

considerou-se $Cr = 0{,}9$ e $F = 0{,}5$. Para este caso de estudo optou-se pela escolha dos mesmos valores.

No caso do EFO, os autores do algoritmo realizaram alguns estudos experimentais para determinar quais os melhores intervalos de valores a serem considerados nos parâmetros do algoritmo. Como tal, em [68] concluiu-se que P_{field} deveria variar entre 0,05 e 0,1 e N_{field} deveria variar entre 0,4 e 0,5. Estes parâmetros dizem respeito à proporção de partículas com campo eletromagnético positivo e negativo, respetivamente. Relativamente ao Ps_{rate} e ao R_{rate}, o estudo considera que os melhores valores devem variar entre 0,1 e 0,4, sendo Ps_{rate} a probabilidade de selecionar partículas do campo positivo sem alterá-los e R_{rate} a probabilidade de alterar uma partícula gerada aleatoriamente. Para cada um destes parâmetros optou-se por usar o valor médio do intervalo recomendado.

Cada meta-heurística possuirá 200 gerações, por sua vez, cada uma dessas meta-heurísticas será executada 30 vezes. A solução obtida para cada uma dessas 30 execuções é guardada e, no final, o algoritmo retorna a de menor valor *fitness* que será a melhor solução encontrada pelo algoritmo.

3.3 CODIFICAÇÃO DE SOLUÇÕES

Cada uma das soluções retornadas pela meta-heurísticas escolhida será sujeita a uma avaliação de forma a ser possível determinar a sua qualidade. Esta avaliação é feita pela função *fitness* que está definida de acordo com a seguinte expressão matemática:

$$fit = fob + \sum_{i=1}^{N_i} \sum_{t=1}^{N_t} Balance_{i,j}^{1} + \sum_{t=1}^{N_t} Balance_{t}^{2} \tag{29}$$

Pela expressão (29), é possível verificar que a função *fitness* é dada pela soma de três componentes. O primeiro componente diz respeito ao valor da função objetivo, visto anteriormente. Os outros dois componentes dizem respeito ao balanço energético individual e o balanço energético *peer-to-peer*, respetivamente.

Relativamente ao balanço energético individual ($Balance^1$), este é dado de acordo com a expressão (30):

$$Balance_{i,t}^{1} = \left(P_{i,t}^{bg} + P_{i,t}^{gen} + \sum_{l=1}^{N_l} P_{l,i,t}^{bP2P} \right) - \left(P_{i,t}^{sg} + P_{i,t}^{load} + \sum_{l=1}^{N_l} P_{l,i,t}^{sP2P} \right), \forall i \in N_i, \forall t \in N_t \quad (30)$$

A equação (30) representa o balanco energético para cada um dos participantes, em que para além das quantidades de eletricidade compradas e vendias ao CUR, considera-se também a energia produzida ($P_{i,t}^{gen}$) por cada agente i em cada período t e também a quantidade de energia consumida ($P_{i,t}^{load}$). Esta equação representa a conservação da energia dentro da comunidade, isto é, a quantidade de energia obtida pela comunidade, seja comprada à rede ($P_{i,t}^{bg}$), produzida ($P_{i,t}^{gen}$) ou comprada no mercado local ($P_{l,i,t}^{bP2P}$) deve ser igual à quantidade de energia exportada, seja pela sua venda à rede ($P_{i,t}^{sg}$), consumida ($P_{i,t}^{load}$) ou vendida no mercado local ($P_{l,i,t}^{sP2P}$).

Relativamente ao balanço energético *peer-to-peer* ($Balance_t^2$), este será dado de acordo com a seguinte expressão:

$$Balance_{t}^{2} = \left(\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{l=1}^{N_l} P_{l,i,t}^{bP2P} \right) - \left(\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{l=1}^{N_l} P_{l,i,t}^{sP2P} \right), \forall t \in N_t \quad (31)$$

A expressão (31) indica-nos que o balanço energético *peer-to-peer* será dado pela diferença de todas as compras no mercado local ($P_{l,i,t}^{bP2P}$) e as vendas nesse mesmo mercado ($P_{l,i,t}^{sP2P}$). Esta equação representa a conservação da energia dentro do mercado local, isto é, a quantidade de energia comprada no mercado (P^{bP2P}) deve ser igual à quantidade de energia vendida dentro do mesmo mercado (P^{sP2P}).

Conforme já foi referido, para este estudo foram considerados 30 agentes e 2 produtores CHP. Admitindo que cada um destes agentes pode fazer uma transação *peer-to-peer* com outro agente num dado período de tempo, pode usar-se a fórmula da combinatória (32) para estimar o número total de transações possíveis num determinado intervalo de tempo:

$$C_{k=2}^{N} = \frac{N!}{k!\,(N-k)!} \quad (32)$$

Considerando um horizonte temporal de 24 horas, o número total de transações será obtido pelo produto do número de combinações (usando a fórmula da combinatória) e o número total de horas, neste caso, 24. Assim sendo, obtém-se o seguinte vetor de solução:

$$x = \left[X_{1,1}^{P2P}, X_{1,2}^{P2P}, X_{1,3}^{P2P}, \dots, X_{N_t,N_c}^{P2P}\right] \tag{33}$$

Onde cada solução $X_{t,c}^{P2P}$ representa uma variável binária que, quando está ativada, indica que existe uma transação *peer-to-peer* para uma determinada combinação *c,* e um dado período *t.* Usando como exemplo uma comunidade uma comunidade composta por 9 agentes, para $t = 1$, o vetor de soluções x seria constituído pelas seguintes variáveis binárias:

		$c(2)$								
	$t=1$	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$c(1)$	1		$X_{1,1}^{P2P}$	$X_{1,2}^{P2P}$	$X_{1,3}^{P2P}$	$X_{1,4}^{P2P}$	$X_{1,5}^{P2P}$	$X_{1,6}^{P2P}$	$X_{1,7}^{P2P}$	$X_{1,8}^{P2P}$
	2			$X_{1,9}^{P2P}$	$X_{1,10}^{P2P}$	$X_{1,11}^{P2P}$	$X_{1,12}^{P2P}$	$X_{1,13}^{P2P}$	$X_{1,14}^{P2P}$	$X_{1,15}^{P2P}$
	3				$X_{1,16}^{P2P}$	$X_{1,17}^{P2P}$	$X_{1,18}^{P2P}$	$X_{1,19}^{P2P}$	$X_{1,20}^{P2P}$	$X_{1,21}^{P2P}$
	4					$X_{1,22}^{P2P}$	$X_{1,23}^{P2P}$	$X_{1,24}^{P2P}$	$X_{1,25}^{P2P}$	$X_{1,26}^{P2P}$
	5						$X_{1,27}^{P2P}$	$X_{1,28}^{P2P}$	$X_{1,29}^{P2P}$	$X_{1,30}^{P2P}$
	6							$X_{1,31}^{P2P}$	$X_{1,32}^{P2P}$	$X_{1,33}^{P2P}$
	7								$X_{1,34}^{P2P}$	$X_{1,35}^{P2P}$
	8									$X_{1,36}^{P2P}$
	9									

Figura 15 – Variáveis binárias do vetor de solução. Fonte [77]

De forma a reduzir-se o número de variáveis, para combinações com os mesmos elementos (e.g., (2,1) e (1,2)) apenas se considera uma delas dado que se referem à mesma transação *peer-to-peer*. O valor de cada variável $X_{t,c}^{P2P}$ retornado pela solução da meta-heurística escolhida será reparado de acordo com o valor da disponibilidade de cada agente que é considerado na transação. Assim sendo, a disponibilidade de cada um dos agentes, $c(1)$ e $c(2)$, é dada, respetivamente, pelas seguintes equações:

$$P_{i=c(1),t} = P_{i=c(1),t}^{load} - P_{i=c(1),t}^{gen} \tag{34}$$

$$P_{i=c(2),t} = P_{i=c(2),t}^{load} - P_{i=c(2),t}^{gen} \tag{35}$$

Onde $P_{i=c(1),t}^{load}$ e $P_{i=c(2),t}^{load}$ dizem respeito à energia com consumida pelos dois agentes envolvidos na transação para um dado período t. Por sua vez $P_{i=c(1),t}^{gen}$ e $P_{i=c(2),t}^{gen}$ dizem respeito à energia produzida pelos agentes num determinado período t. As expressões da disponibilidade serão usadas para reparar o valor da variável binária $X_{t,c}^{P2P}$ e para decidir as quantidades de energia a serem transacionadas no mercado local e com o CUR. Para o caso de $X_{t,c}^{P2P} = 0$, as quantidades energéticas a serem transacionadas serão obtidas através da seguinte árvore de decisão:

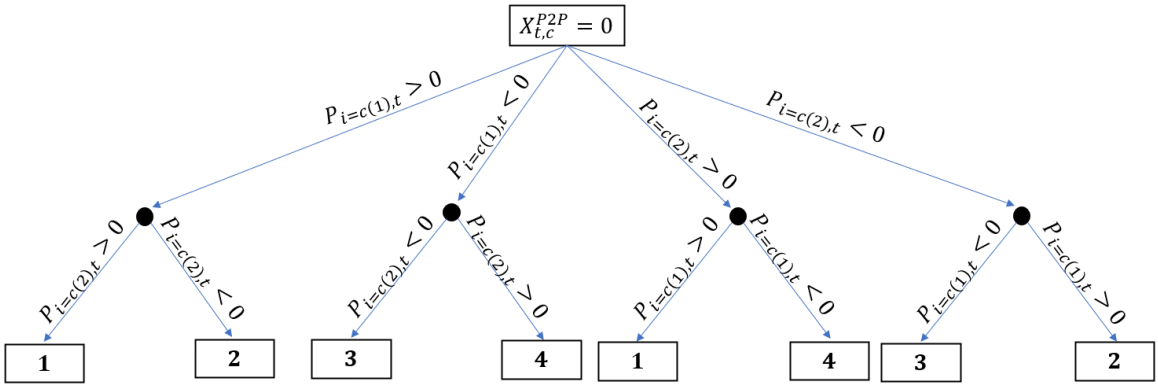


Figura 16 – Árvore de decisão para impossibilidades de transações entre agentes

Conforme pode ser observado pela Figura 16, quando $X_{t,c}^{P2P} = 0$ existem 4 hipóteses diferentes paras as negociações, contudo, estas são apenas feitas com o CUR. Os valores das quantidades energéticas a serem transacionadas podem ser obtidas através da seguinte tabela:

Tabela 4 – Quantidades comercializadas caso haja uma impossibilidade da negociação *peer-to-peer*

Hip.	$\boldsymbol{c(1)}$		$\boldsymbol{c(2)}$	
	$\boldsymbol{P^{bg}}$	$\boldsymbol{P^{sg}}$	$\boldsymbol{P^{bg}}$	$\boldsymbol{P^{sg}}$
1	$P_{i=c(1)}$	0	$P_{i=c(2)}$	0
2	$P_{i=c(1)}$	0	0	$\lvert P_{i=(2)} \rvert$
3	0	$\lvert P_{i=(1)} \rvert$	0	$\lvert P_{i=(2)} \rvert$
4	0	$\lvert P_{i=(1)} \rvert$	$P_{i=c(2)}$	0

De acordo com a Tabela 4, na hipótese 1 ambos os agentes serão compradores e irão adquirir do CUR a totalidade das suas necessidades energéticas enquanto na hipótese 3 ambos serão vendedores e irão vender a totalidade da energia que tiverem disponível. Para

a hipótese 2, o $c(1)$ será comprador enquanto $c(2)$ será vendedor. No caso da hipótese 4, os papeis invertem-se.

Para os casos em que $X_{t,c}^{P2P} = 1$, o valor desta variável binária bem como as quantidades energéticas a serem transacionadas serão obtidas seguindo a árvore de decisão Figura 17:

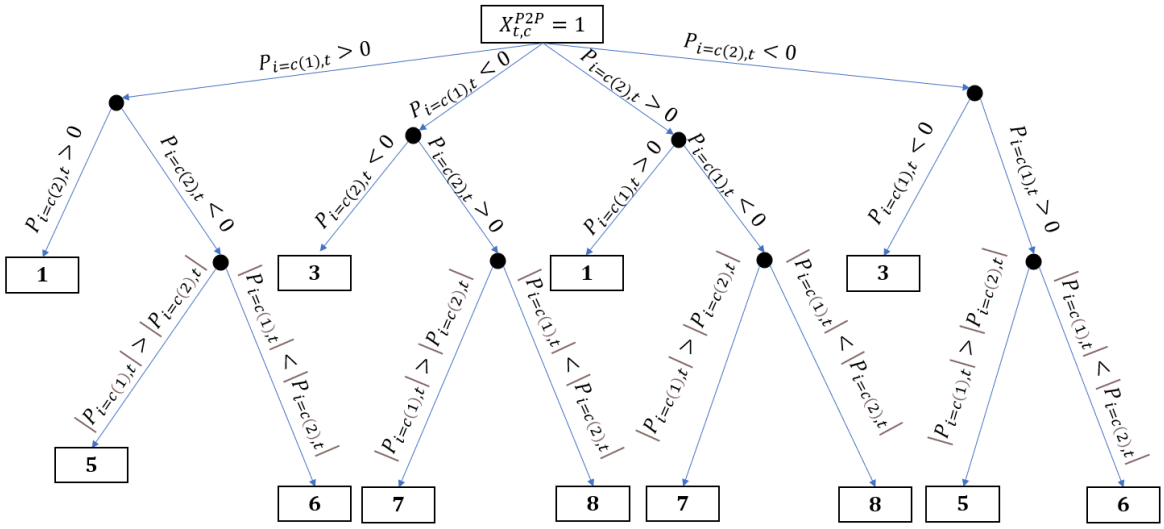


Figura 17 – Árvore de decisão para transações entre agentes

As hipóteses 1, 2, 3 e 4 apresentadas na árvore de decisão da figura anterior correspondem às mesmas hipóteses apresentadas na árvore de decisão da Figura 16, ou seja, serão impossibilidades para a negociação *peer-to-peer*, pelo que o valor da variável binária será reparado para 0. Para as restantes hipóteses, os valores das quantidades a serem comercializadas serão calculadas conforme a seguinte tabela:

Tabela 5 – Quantidades comercializadas caso haja negociação *peer-to-peer*

Hip.	$\boldsymbol{c(1)}$				$\boldsymbol{c(2)}$			
	$\boldsymbol{P^{bg}}$	$\boldsymbol{P^{sg}}$	$\boldsymbol{P^{bp2p}}$	$\boldsymbol{P^{sp2p}}$	$\boldsymbol{P^{bg}}$	$\boldsymbol{P^{sg}}$	$\boldsymbol{P^{bp2p}}$	$\boldsymbol{P^{sp2p}}$
5	$P_{i=c(1),t} - \lvert P_{i=c(2),t}\rvert$	0	$\lvert P_{i=c(2),t}\rvert$	0	0	0	0	$\lvert P_{i=c(2),t}\rvert$
6	0	0	$P_{i=c(1),t}$	0	0	$\lvert P_{i=c(2),t}\rvert - P_{i=c(1),t}$	0	$P_{i=c(1),t}$
7	0	$\lvert P_{i=c(1),t}\rvert - P_{i=c(2),t}$	0	$P_{i=c(2),t}$	0	0	$P_{i=c(2),t}$	0
8	0	0	0	$\lvert P_{i=c(1),t}\rvert$	$P_{i=c(2),t} - \lvert P_{i=c(1),t}\rvert$	0	$\lvert P_{i=c(1),t}\rvert$	0

Conforme pode ser observado pela tabela anterior, nas hipóteses 5 e 6, $c(1)$ irá comprar eletricidade a $c(2)$. Na hipótese 5, $c(1)$ irá comprar a eletricidade a $c(2)$, porém, $c(1)$ não

consegue satisfazer a totalidade das suas necessidades energéticas pelo que deverá comprar a restante eletricidade ao CUR. Na hipótese 6, $c(1)$ consegue satisfazer a totalidade das suas necessidades energéticas pelo que $c(2)$ deverá vender a restante energia que produziu ao CUR. Nas hipóteses 7 e 8, verifica-se o oposto, isto é, $c(1)$ passa a ser vendedor sendo que na hipótese 7 irá vendar a restante quantidade que sobrar da transação ao CUR.

Para os cenários em que os CHP estão envolvidos na transação, mas $X_{t,c}^{P2P} = 0$, a árvore de decisão da Figura 18 resume as diferentes hipóteses para a negociação:

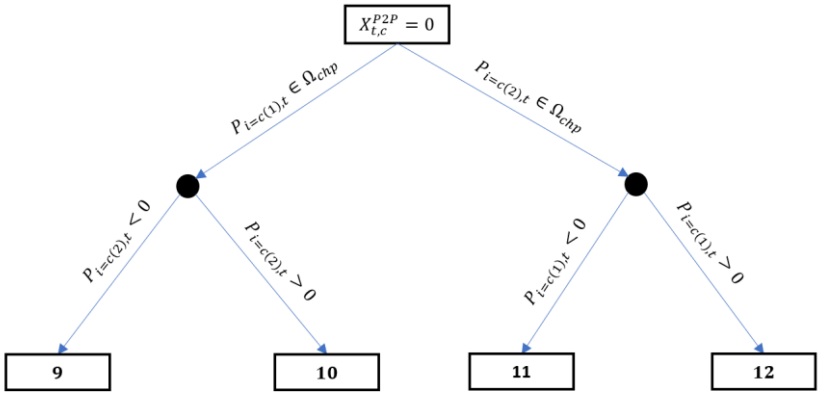


Figura 18 – Árvore de decisão para impossibilidades de transações entre agentes e os CHP

De acordo com árvore de decisão da Figura 18 existem 4 hipóteses de negociação possíveis quando $X_{t,c}^{P2P} = 0$. A determinação das quantidades a serem transacionadas é feita através da seguinte tabela:

Tabela 6 – Quantidades comercializadas caso haja uma impossibilidade da negociação com os CHP

Hip.	$\boldsymbol{c(1)}$		$\boldsymbol{c(2)}$	
	$\boldsymbol{P^{bg}}$	$\boldsymbol{P^{sg}}$	$\boldsymbol{P^{bg}}$	$\boldsymbol{P^{sg}}$
9	0	0	0	$P_{i=c(2)}$
10	0	0	$P_{i=c(2)}$	0
11	0	$P_{i=c(1)}$	0	0
12	$P_{i=c(1)}$	0	0	0

As hipóteses 9 e 11 referem-se a possibilidades em que os agentes teriam de vender a sua eletricidade aos CHP, não sendo este cenário possível uma vez que os CHP apenas conseguem vender eletricidade. Por sua vez, as hipóteses 10 e 12 referem-se a cenários em

que o agente irá comprar eletricidade aos CHP, contudo, neste caso, seria uma impossibilidade e o motivo para isso encontra-se descrito na próxima árvore de decisão:

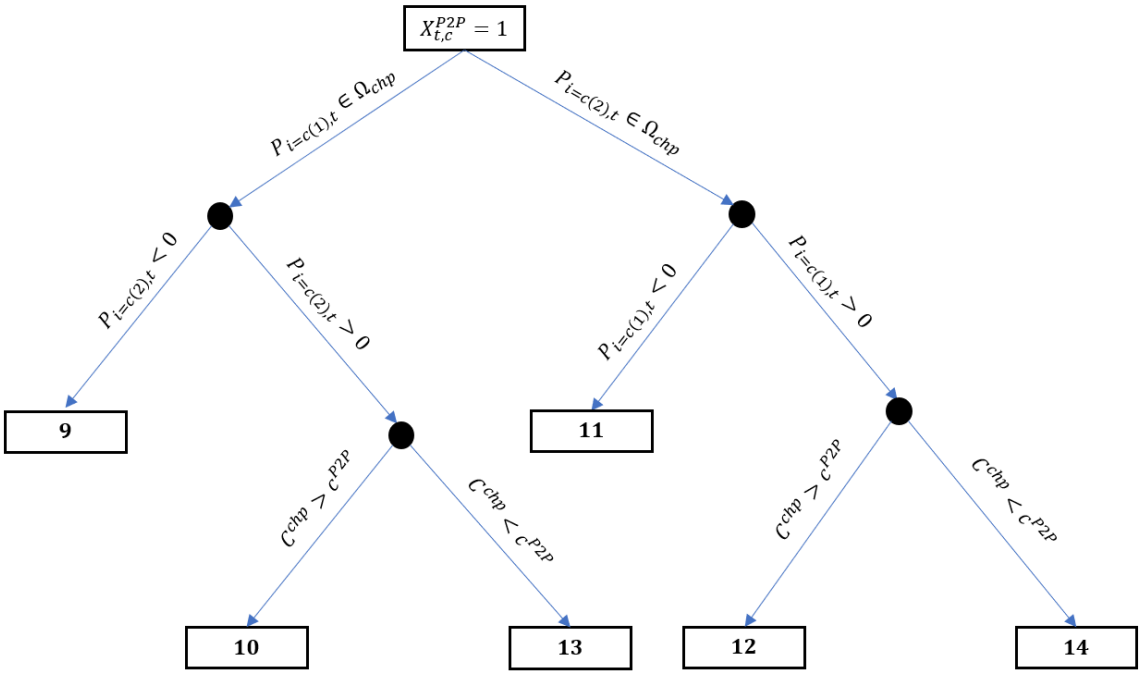


Figura 19 – Árvore de decisão para transações entre agentes e os CHP

As hipóteses 9, 10, 11 e 12 apresentadas na árvore de decisão da Figura 19 são as mesmas hipóteses apresentadas na arvore de decisão da Figura 18. As hipóteses 10 e 12 referem-se a impossibilidades de negociação para os CHP uma vez que o seu custo de produção seria maior que o custo de compra da eletricidade no mercado local. As únicas hipóteses possíveis para a negociação com o CHP são a 13 e a 14, onde o preço da negociação é suficiente para cobrir os custos de produção do CHP. As quantidades a serem transacionadas podem ser calculadas de acordo com a seguinte tabela:

Tabela 7 – Quantidades comercializadas com os CHP

Hip.	$\boldsymbol{c(1)}$		$\boldsymbol{c(2)}$	
	$\boldsymbol{P^{sp2p}}$	$\boldsymbol{P^{bp2p}}$	$\boldsymbol{P^{sp2p}}$	$\boldsymbol{P^{bp2p}}$
13	$P_{i=c(2)}$	0	0	$P_{i=c(2)}$
14	0	$P_{i=c(1)}$	$P_{i=c(1)}$	0

Em ambas as hipóteses o CHP será vendedor, sendo que irá vender a quantidade requerida pelo agente, desde que esteja dentro do limite de produção do CHP.

4 AVALIAÇÃO DA SOLUÇÃO

Neste capítulo é apresentado um caso de estudo no qual a metodologia proposta é aplicada por forma a resolver o problema das transações *peer-to-peer* dentro da comunidade utilizando diferentes meta-heurísticas. Posteriormente, no final deste capítulo, serão apresentados os principais resultados obtidos através da aplicação da metodologia proposta.

4.1 CASO DE ESTUDO

O problema apresentado neste caso de estudo refere-se a uma comunidade energética, cujos utilizadores podem negociar a sua eletricidade num mercado local, sendo estas transações realizadas em *peer-to-peer*. Cada participante pode realizar uma transação por hora com outro participante, sendo que foi considerado um horizonte temporal de 24 horas. O principal objetivo deste estudo é encontrar as melhores combinações *peer-to-peer* de forma a ser possível minimizar os custos com a aquisição de eletricidade de cada membro da comunidade. Dentro deste mercado, são considerados 3 tipos de agentes: produtores, consumidores e *prosumers*, sendo que os dados relativos ao consumo e geração destes agentes foram obtidos em [78].

Relativamente aos consumidores, estes tanto podem consumir a eletricidade comprada ao CUR como a eletricidade comprada dentro do mercado local. Na Figura 20 é apresentado o perfil médio da eletricidade consumida, por cada um dos consumidores.

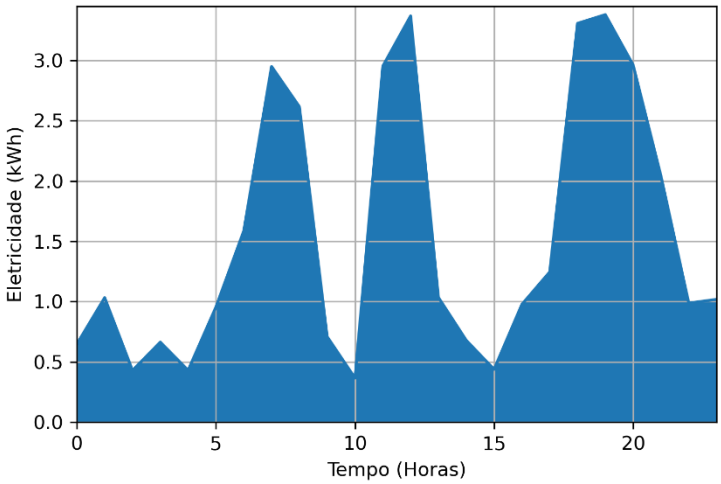


Figura 20 - Perfil médio de carga dos consumidores

A Figura 20 apresenta o perfil médio de consumo de eletricidade do grupo dos consumidores. Como é possível analisar existem três picos, um pelas 7h correspondendo à hora de maior consumo pela manhã. Outro pelas 12h, isto é, um pico de consumo a meio do dia e um último pico pelas 19h, sendo esta a hora de maior consumo.

A cada um destes consumidores está afeto a seu respetivo perfil de carga que determina a quantidade de energia consumida por cada um destes agentes nas diferentes horas do dia. Para satisfazer as suas necessidades de elétricas, cada um destes agentes poderá comprar a eletricidade ao CUR ou no mercado local. Relativamente ao consumo total, este valor será cerca de 311,93 kWh. O seu valor máximo é registado ao final do dia e atinge os 30,37 kWh sendo que, em média, cada consumidor consome 1,3 kWh.

Quanto aos *prosumers*, estes têm a possibilidade de poderem produzir eletricidade que a podem utilizar para satisfazer as suas próprias necessidades ou venderem o excedente. O excedente de eletricidade pode ser vendido no mercado local ou ao CUR. A Figura 21 apresenta o perfil médio da eletricidade gerada e consumida, por cada um dos *prosumers*.

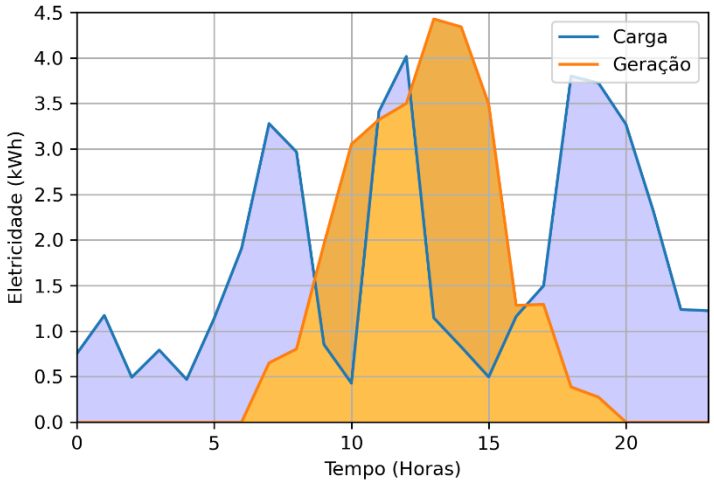


Figura 21 - Perfil de carga e geração médio dos *prosumers.*

Para estes utilizadores, assumiu-se que a sua fonte de energia será fotovoltaica, portanto não existem custos associados à produção da mesma. Pela Figura 21, considerando o perfil de geração, verifica-se que este apresenta um pico de produção a meio do dia, sendo esta produção mais reduzida durante o resto do dia e inexistente à noite. Relativamente ao consumo dos *prosumers,* este apresenta um valor total de 423,71 kWh, sendo que o maior consumo é registado a meio do dia com um valor de 40,16 kWh. A média de consumo, por *prosumer,* é de 1,77 kWh. Relativamente à geração, esta apresenta um valor total de 287,8 kWh, sendo que a hora de maior produção é também registada a meio do dia com um valor de 44,27 kWh e um valor médio, por *prosumer*, de 1,2 kWh.

Considerando os agentes produtores, estes produzem eletricidade com o auxílio de painéis fotovoltaicos e podem vendê-la no mercado local ou ao CUR.

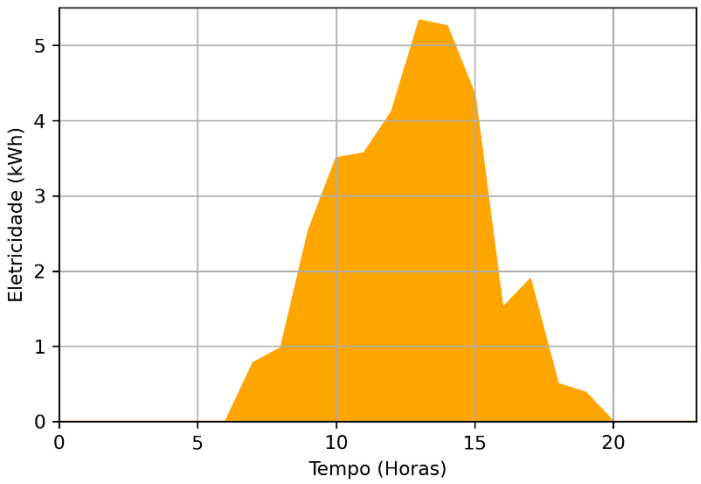


Figura 22 - Perfil de geração médio dos produtores.

Na Figura 22 é possível ver o perfil de geração médio dos produtores. Ao contrário dos outros agentes, estes não consomem energia pois apenas são produtores, portanto, não possuem um perfil de carga. A Figura 22 é semelhante à representação do perfil de geração dos *prosumers* da Figura 21 uma vez que a fonte de energia é a mesma: a produção é máxima a meio do dia sendo decrescente no resto das horas e inexistente à noite. Relativamente à geração total dos produtores, este valor será cerca de 347,20 kWh, sendo que o seu valor máximo também é registado a meio do dia, com um valor de 53,36 kWh. Relativamente à produção média por agente, esta assume um valor de 1,45 kWh.

Para além dos utilizadores considerados anteriormente, para este caso de estudo são também considerados 2 produtores CHP. O papel destes utilizadores no mercado é semelhante ao papel dos produtores, a diferença está na fonte de energia utilizada. Enquanto os produtores geram a sua energia através de painéis fotovoltaicos, os CHP geram-na recorrendo a outras fontes de energia (e.g., energia fóssil), como tal, existirão custos de produção associados. Tipicamente, a energia produzida pelos CHP tanto pode ser de natureza térmica (podendo esta ser aproveitada para outras aplicações) como de natureza elétrica, contudo, para este estudo apenas se considera a última mencionada. Para estes agentes considerou-se um limite máximo de produção de 10 kWh, a qual estará sujeita a um fator de custo (b_{chp}) de 0,1 €/kWh.

Para este estudo, também foram consideradas três tarifas diferentes que estabelecem o preço de compra na rede. Quanto ao preço de venda à rede (FIT) foi considerado um valor constante de 0,045 €/kWh [79]. A variação do preço para cada uma destas tarifas pode ser observada através do seguinte gráfico:

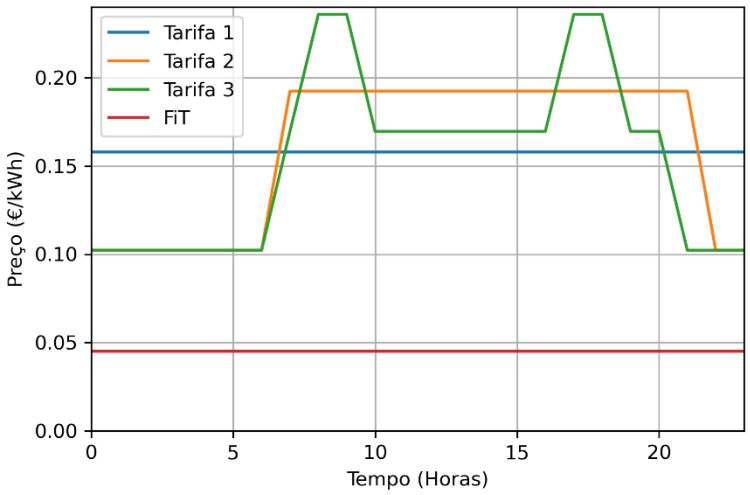


Figura 23 – Preço de compra de eletricidade do CRU.

Conforme é possível observar pela Figura 23, a variação dos preços difere dependendo da tarifa, isto é, a $Tarifa_1$ corresponde a um regime simples (preço constante), enquanto na $Tarifa_2$ e $Tarifa_3$ é adotado um regime bi-horário e tri-horário, respetivamente. A escolha destas tarifas foi feita com base em valores reais fornecidos por um CUR, podendo estes serem consultados em [80]. Os preços de compra e venda dentro do mercado local são iguais e podem ser obtidos de acordo com o método da taxa média de mercado [81]:

$$c^{P2P} = \frac{\mathrm{C} + FiT}{2} \tag{36}$$

Onde C diz respeito ao preço de compra que irá variar de acordo com a tarifa escolhida, portanto, $C = \{tarifa_1, tarifa_2, tarifa_3\}$. A variação do preço de compra e venda no mercado local (c^{P2P}) encontra-se representada graficamente na Figura 24:

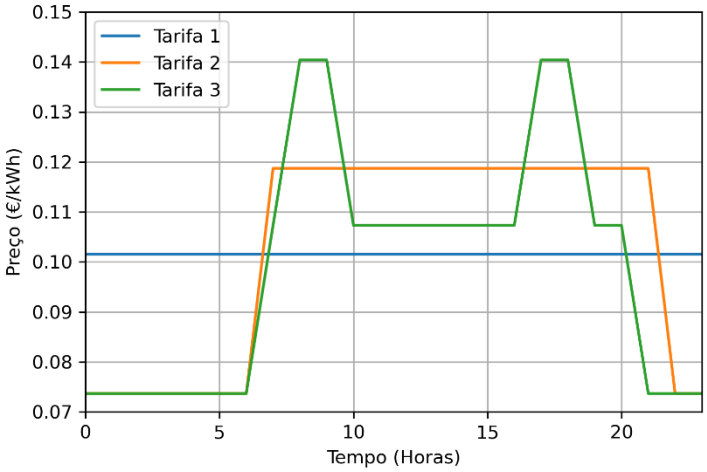


Figura 24 - Preço no mercado local.

Conforme é possível observar pela figura anterior, os preços praticados no mercado local variam conforme a tarifa escolhida, sendo que esta variação é dada de acordo com a expressão (36).

A solução para o problema apresentado no caso de estudo foi obtida considerando 2 cenários diferentes. O principal objetivo da utilização destes dois cenários é, essencialmente, mostrar o impacto que o funcionamento de um mercado local de eletricidade com transações *peer-to-peer* entre os seus participantes tem na redução de custos da comunidade. Assim sendo, os dois cenários a serem considerados, foram os seguintes:

1. Sem mercado local: Para este cenário não são consideradas as transações *peer-to-peer* entre os participantes do mercado, portanto, todas as compras e vendas de energia terão de ser feitas ao CUR. Assim sendo, a meta-heurística escolhida não irá ter efeito neste cenário, dado que não se pretende encontrar as combinações ótimas de transações *peer-to-peer;*
2. Com mercado local: Para o caso em que se considera a existência do mercado local de eletricidade, o algoritmo irá procurar as melhores combinações para as negociações *peer-to-peer*. Este cenário foi simulado considerando duas perspetivas:
   2.1. Um mercado local sem produtores CHP.
   2.2. Um mercado local com 2 produtores CHP.

A principal diferença entre estas duas últimas perspetivas (quando se considera a existência do mercado local) encontra-se no espaço de busca do algoritmo. Ao serem incluídos os produtores CHP, o número de possíveis transações *peer-to-peer* aumenta e também a liquidez no mercado poderá aumentar se o custo de produção da energia requerida por

cada agente ao CHP não ultrapassar o valor do preço estipulado para as transações *peer-to-peer*. Para além disto, tal como já foi referido anteriormente, os produtores CHP não apresentam um comportamento linear, o que faz com que a segunda perspetiva deste cenário seja mais complexa. Cada um destes cenários será, por sua vez, simulado tendo em conta o valor das diferentes tarifas mencionadas anteriormente.

4.2 RESULTADOS

Nesta secção, serão apresentados os principais resultados obtidos através da simulação dos diferentes cenários especificados na secção anterior. Os primeiros valores a serem apresentados serão os resultados obtidos através da expressão (29). Tal como foi abordado no capítulo da Metodologia, o valor da função objetivo (fob) reflete o custo da comunidade energética que, por sua vez, é obtido através da diferença entre o custo de aquisição da eletricidade e a receita gerada pela venda da mesma. Adicionalmente, é ainda considerado o lucro dos CHP no cenário em que estes produtores são considerados. Assim sendo, a Tabela 8 reflete o valor de cada um dos termos da expressão *fitness*:

Tabela 8 – Custos e receitas da comunidade energética (€)

Cenário	Tarifa	fob	Custos	Receitas	Custos fixos	Balanço 1	Balanço 2	Meta-heurística
1*	1	78,35	93,59	22,13	6,89	-	-	-
	2	84,77	100,00	22,13	6,89	-	-	-
	3	80,32	95,56	22,13	6,89	-	-	-
2.1	1	74,72	91,77	23,94	6,89	0	0	EFO
	2	80,16	97,70	24,43	6,89	0	0	DE
	3	75,40	93,10	24,59	6,89	0	0	EFO
2.2	1	74,08	92,56	25,37	6,89	0	0	DE
	2	78,99	98,88	26,78	6,89	0	0	DE
	3	73,95	94,39	27,34	6,89	0	0	EFO

* os resultados deste cenário foram obtidos considerando a aplicação das regras da arvore de decisão da figura 17

A Tabela 8 mostra os custos totais derivados das compras de eletricidade bem como as receitas geradas pela venda da mesma, para cada uma das tarifas consideras. Conforme é possível verificar, a função de custo (fob) apresenta valores mais baixos no cenário em que

se considera a existência do mercado local, sendo esta conclusão aplicável às três tarifas consideradas. Também é possível verificar que no cenário sem o mercado local o valor da receita é constante e igual a 22,13 €. Isto deve-se ao facto de as quantidades de energia vendida serem as mesmas em cada uma das tarifas e pelo facto de o preço de venda desta mesma energia ser o mesmo para as três tarifas, isto é, o preço de venda é igual à FIT.

Relativamente aos balanços (individual e de mercado), estes apresentam valores nulos, uma vez que representam a conservação da eletricidade dentro da comunidade e dentro do mercado local, enquanto os custos fixos apresentam um valor constante.

A Tabela 9 mostra uma descrição mais pormenorizada das receitas e dos custos, mostrando estes mesmos valores conforme o tipo de agente:

Tabela 9 - Custos e receitas totais por cada tipo de agente e cenário (€)

Cenário	**Tarifa**	**Consumidores**	***Prosumers***		**Produtores**	**Termoelétricos**	
		Custos	**Custos**	**Receitas**	**Receitas**	**Custos**	**Receitas**
1	1	49,29	44,30	6,50	15,62	-	-
	2	54,33	45,67	6,50	15,62	-	-
	3	51,86	43,69	6,50	15,62	-	-
2.1	1	48,47	43,31	7,46	16,48	-	-
	2	53,42	44,28	7,58	16,85	-	-
	3	50,78	42,31	7,60	16,99	-	-
2.2	1	48,81	42,89	7,19	17,25	0,86	0,94
	2	53,89	43,71	7,21	17,94	1,28	1,63
	3	51,31	41,51	7,27	18,29	1,57	1,78

A Tabela 9 mostra os custos e as receitas totais de cada tipo de agente, em função dos diferentes cenários em que o problema foi simulado. Através destes resultados é possível concluir que tanto os custos comos as receitas apresentam valores diferentes conforme a tarifa e o cenário considerado, contudo, verifica-se que os custos obtidos, por agente, são menores nos cenários em que se considera o mercado local enquanto as receitas são maiores para estes mesmos cenários. Ainda relativamente às receitas, pela observação da Tabela 9, verifica-se novamente que estes apresentam valores constantes quando não se considera o mercado local.

De seguida apresentam-se os valores das quantidades de energia comercializadas pela comunidade, para os diferentes cenários e tarifas consideradas.

Tabela 10 - Quantidades transacionadas (kWh)

Tarifa	**Quantidades**		**Cenário**		
			1	**2.1**	**2.2**
1	Comprada ao CUR		592,33	560,22	558,90
	Vendida à rede pública		491,68	459,57	467,49
	Transacionada no mercado local	Entre *prosumers* e consumidores	-	32,11	33,44
		Comprada aos CHP	-	-	9,25
2	Comprada ao CUR		592,33	561,06	559,72
	Vendida à rede pública		491,68	460,41	472,80
	Transacionada no mercado local	Entre *prosumers* e consumidores		31,27	32,62
		Comprada aos CHP	-	-	13,74
3	Comprada ao CUR		592,33	557,34	553,75
	Vendida à rede pública		491,68	456,69	468,54
	Transacionada no mercado local	Entre *prosumers* e consumidores		34,99	38,59
		Comprada aos CHP	-	-	15,45

Através da observação da Tabela 10 é possível verificar que na coluna afeta ao cenário em que não se considera o mercado local, apenas existem compras e vendas de energia ao CUR, portanto, as quantidades de energia comprada e vendida a esta entidade serão maiores neste cenário. Comparando os dois cenários do mercado local de eletricidade, verifica-se que existe mais energia transacionada dentro do mercado, quando se considera a existência dos CHP, o que leva a que haja uma menor necessidade de compra. Seguidamente, apresenta-se a variação das quantidades de energia transacionadas ao longo do dia.

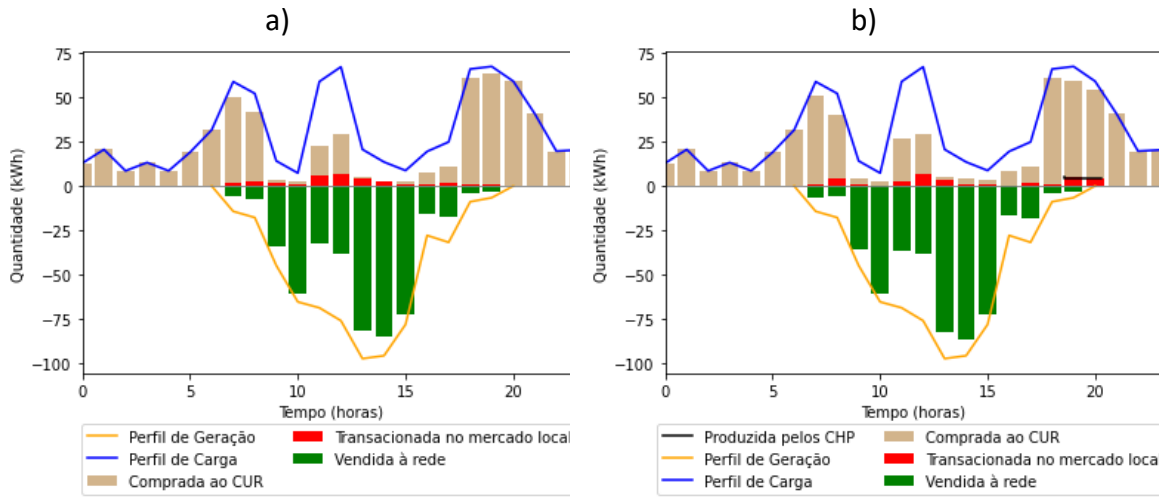


Figura 25 – Transações elétricas da comunidade, a) – tarifa 1 sem CHP e b) - tarifa 1 com CHP.

A Figura 25 representa a evolução das quantidades de eletricidade transacionadas ao longo do dia, considerando a tarifa 1. Na mesma figura encontram-se representadas as duas perspetivas, para o cenário em que se considera o mercado local, pelo que é o possível observar que a produção dos CHP, nesta tarifa, ocorre ao final do dia, isto é, no período de maior consumo. Por sua vez, esta produção é equivalente à totalidade da energia transacionada no mercado local, durante esse mesmo período. Comparando as duas perspetivas, verifica-se que a inclusão dos produtores CHP faz aumentar a quantidade de eletricidade transacionada dentro do mercado local, fazendo assim diminuir a comprada ao CUR.

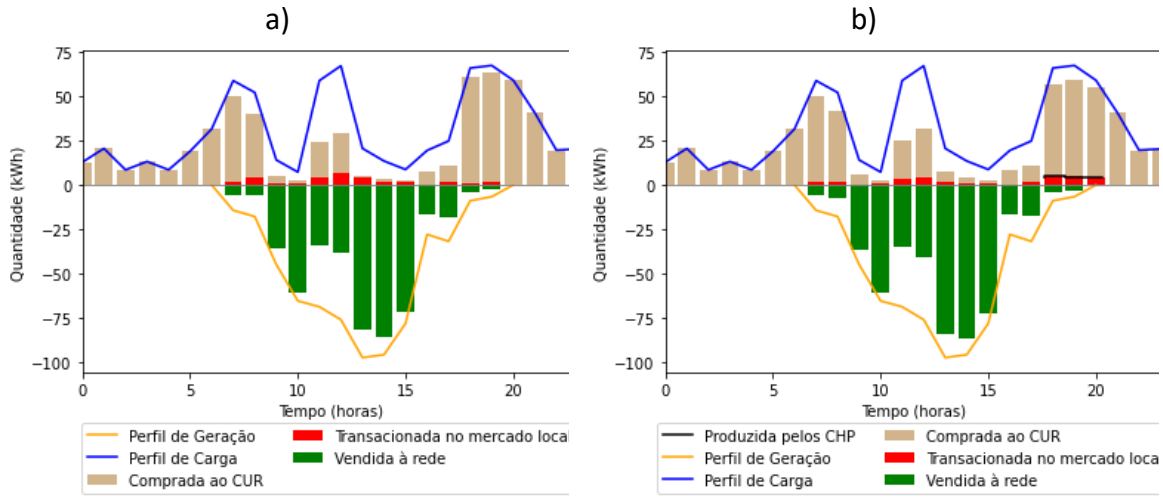


Figura 26 – Transações elétricas da comunidade, a) – tarifa 2 sem CHP e b) - tarifa 2 com CHP.

A Figura 26 representa a evolução das quantidades de eletricidade transacionadas ao longo do dia, considerando a tarifa 2, para as duas perspetivas em que se considera a existência do mercado local. As conclusões a serem retiradas desta figura, são semelhantes às apresentadas pela Figura 25, isto é, a produção dos CHP ocorre ao final do dia, sendo que em relação à figura anterior, a produção dos CHP estende-se por mais uma hora e corresponde à totalidade da eletricidade transacionada dentro do mercado local, fazendo assim diminuir a comprada ao CUR. Tal como verificado pela Figura 23, a tarifa 2 apresenta um regime bi-horário, portanto, apresenta dois valores de custo durante o dia. Observando a produção dos CHP, verifica-se que esta mesma produção ocorre durante as horas de maior consumo de eletricidade, quando a tarifa 2 apresenta o seu valor mais elevado.

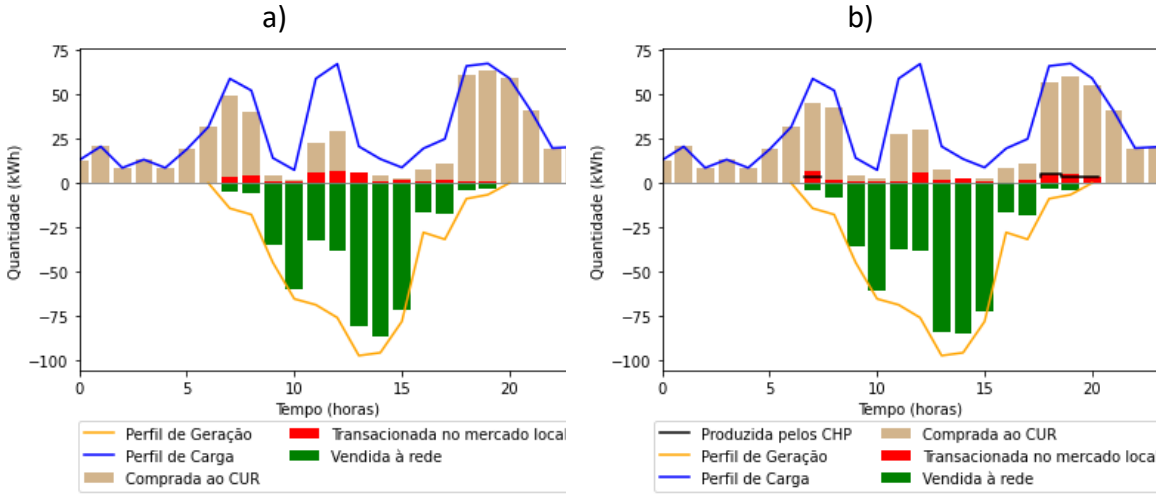


Figura 27 – Transações elétricas da comunidade, a) – tarifa 3 sem CHP e b) - tarifa 3 com CHP

Para Figura 27, apresenta-se a evolução das quantidades de eletricidade transacionadas ao longo do dia, considerando a tarifa 3, para as duas perspetivas em que se considera a existência do mercado local. As conclusões a serem retiradas desta figura são semelhantes às conclusões retiradas das duas figuras anteriores: a produção dos CHP ocorre, maioritariamente, ao final do dia sendo que em relação às figuras anteriores, a produção dos CHP também ocorre de manhã, mas não corresponde à totalidade da eletricidade transacionada dentro do mercado local. Tal como verificado pela Figura 23, a tarifa 3 apresenta um regime tri-horário, portanto, apresenta três valores de custo durante o dia. Observando a produção dos CHP, verifica-se que esta mesma coincide com as horas em que a tarifa 3 apresenta valores de custo mais elevado.

Relativamente às figuras 25, 26 e 27, apresentadas anteriormente, também é possível verificar-se que o perfil de geração acompanha a evolução da energia vendida à rede e que o perfil de carga acompanha a evolução da energia comprada ao CUR.

O custo de produção dos CHP (quociente entre o custo total de produção e a quantidade produzida), bem como o preço do CUR e o preço venda no mercado local encontram-se ilustrados graficamente na Figura 28:

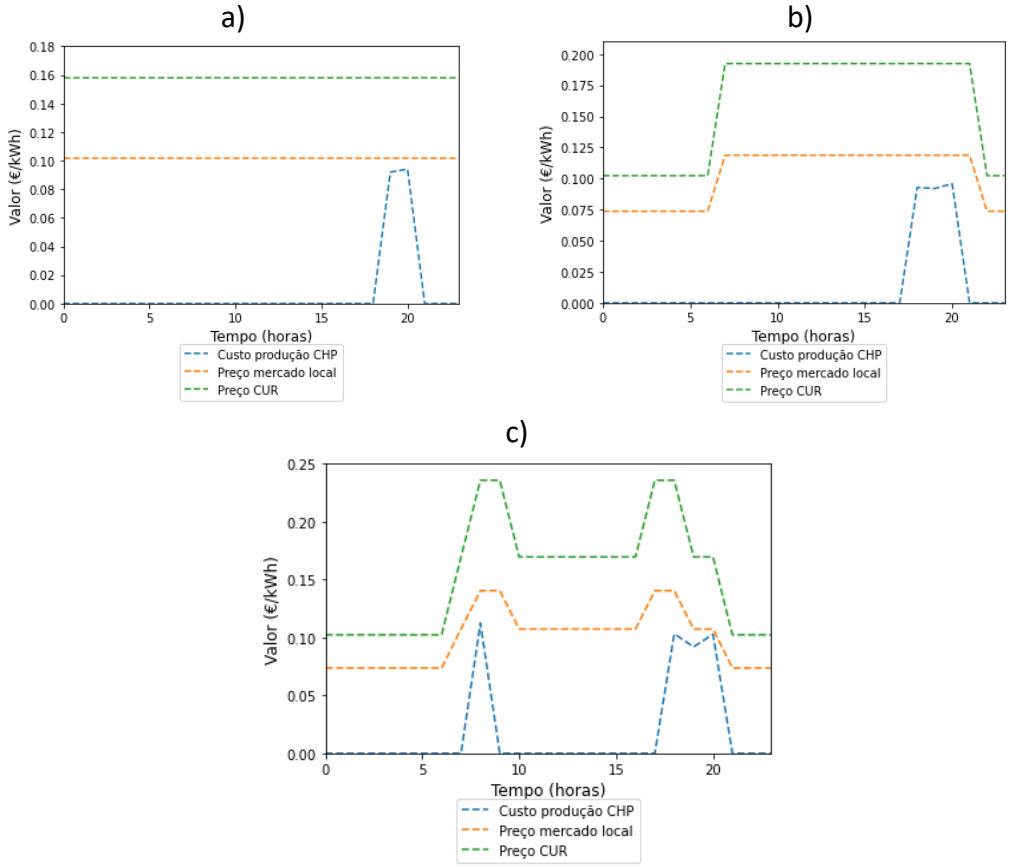


Figura 28 – Comparação preço de compra no CUR, preço de compra no mercado local e o custo de produção dos CHP a) - Tarifa 1, b) - Tarifa 2, c) - Tarifa 3

Pela observação da Figura 28, é possível verificar que a produção dos CHP respeita a condição imposta pela árvore de decisão da Figura 19, isto é, a produção ocorre quando o custo de produção dos CHP é inferior ao preço do mercado local ($C^{CHP} < C^{P2P}$), desta forma, o valor a ser pago na transação cobre os custos de produção do CHP.

Relativamente à variação dos custos, o seu valor por hora (em função da tarifa escolhida) pode ser observado pela Figura 30 (Anexo A). Esta figura apresenta a variação dos custos,

em termos de energia comprada, para as diferentes tarifas escolhidas. Tanto para o cenário em que se consideram os CHP como para o cenário em que estes não são considerados, verifica-se que a compra de energia ao CUR acompanha a evolução do perfil de carga. Por outro lado, também se verifica que a evolução das compras feitas no mercado local apenas acontece nos períodos em que existe geração de energia.

Para as receitas, o seu valor por hora em função da tarifa escolhida pode ser observado pela Figura 31 (Anexo A). Esta figura apresenta variação das receitas para as diferentes tarifas escolhidas quando se considera o uso dos CHP. Tanto para o cenário em que se consideram os CHP como para o cenário em que estes não são considerados, verifica-se que a venda de energia ao CUR acompanha a evolução do perfil de geração.

Para o cenário em que não se considera a existência do mercado local, a Figura 32 (Anexo A) representa a variação dos custos energéticos, em termos de energia comprada, para as diferentes tarifas escolhidas quando não se considera o uso do mercado local, enquanto que a Figura 33 (Anexo A), apresenta a variação das receitas para o mesmo cenário.

4.3 DESEMPENHO DAS META-HEURÍSTICAS

Tal como mencionado anteriormente, cada uma das meta-heurísticas possuirá 200 iterações que serão executadas ao longo de 30 corridas. Para cada uma destas corridas, é guardado o melhor valor *fitness* atingido nessa mesma corrida, de acordo com a expressão (29). A execução do algoritmo foi feita num computador com um processador AMD Ryzen 5 PRO 4650U de 2.1 GHz, sendo que a sua implementação foi feita em Python (versão 3.9.7). A Tabela 11 expõe os valores obtidos por cada meta-heurística nos diferentes cenários, assim como o tempo necessário para a obtenção destes valores:

Tabela 11 – Tempos de execução e melhores valores *fitness* encontrados pelos algoritmos para os diferentes cenários

Tarifa	Algoritmo	Cenário								
		1	2.1				2.2			
			$fitness$			Tempo (s)	$fitness$			Tempo (s)
			Mín.	Méd.	STD		Mín.	Méd.	STD	
1	PSO	78,35	75,14	75,51	0,22	259,27	74,40	75,52	0,36	341,19
	GA		75,04	75,32	0,10	258,43	74,26	74,92	0,29	332,32
	EFO		74,72	75,16	0,22	253,53	74,24	74,72	0,23	298,02
	DE		74,82	75,08	0,11	255,84	74,08	74,65	0,21	324,54
2	PSO	84,76	80,56	81,12	0,25	260,11	80,39	81,16	0,40	324,54
	GA		80,42	80,78	0,13	258,20	79,65	80,28	0,31	305,04
	EFO		80,36	80,67	0,20	253,81	79,34	80,15	0,63	298,07
	DE		80,15	80,55	0,15	255,89	78,99	80,09	0,22	323,47
3	PSO	80,33	75,92	76,58	0,36	265,67	76,29	76,90	0,32	329,05
	GA		76,07	76,40	0,15	270,10	75,04	75,99	0,33	305,74
	EFO		75,40	76,15	0,34	279,70	73,95	75,59	0,20	300,04
	DE		75,47	76,15	0,20	271,13	75,15	75,64	0,47	306,38

A partir da Tabela 11 é possível concluir que os melhores valores *fitness* são atingidos no cenário em que existe o mercado local com transações *peer-to-peer*, ou seja, a inclusão dos participantes num mercado local de eletricidade permitir diminuir os custos energéticos globais da comunidade. Através da observação da Tabela 11, verifica-se também que no cenário 2.1, os tempos de execução são menores do que no cenário 2.2. A não inclusão dos produtores CHP diminui o espaço de busca do algoritmo, fazendo com que as meta-heurísticas consigam terminar a sua execução em menores valores de tempo, para este cenário.

A Figura 29 apresenta o desempenho médio nas 200 iterações considerando as 30 corridas realizadas, tendo em conta as diferentes meta-heurísticas e os preços praticados no cenário em que se considera o mercado local.

Através da Figura 29, verifica-se que o valor de *fitness* é mais elevado no início da execução dos algoritmos sendo que este valor irá decrescer à medida que as iterações vão sendo executadas. O decrescimento do valor *fitness* é mais acentuado para as primeiras iterações e diminui com o decorrer do algoritmo. Em algum ponto, o valor *fitness* tenderá a estabilizar-se em torno de um valor próximo à solução ótima.

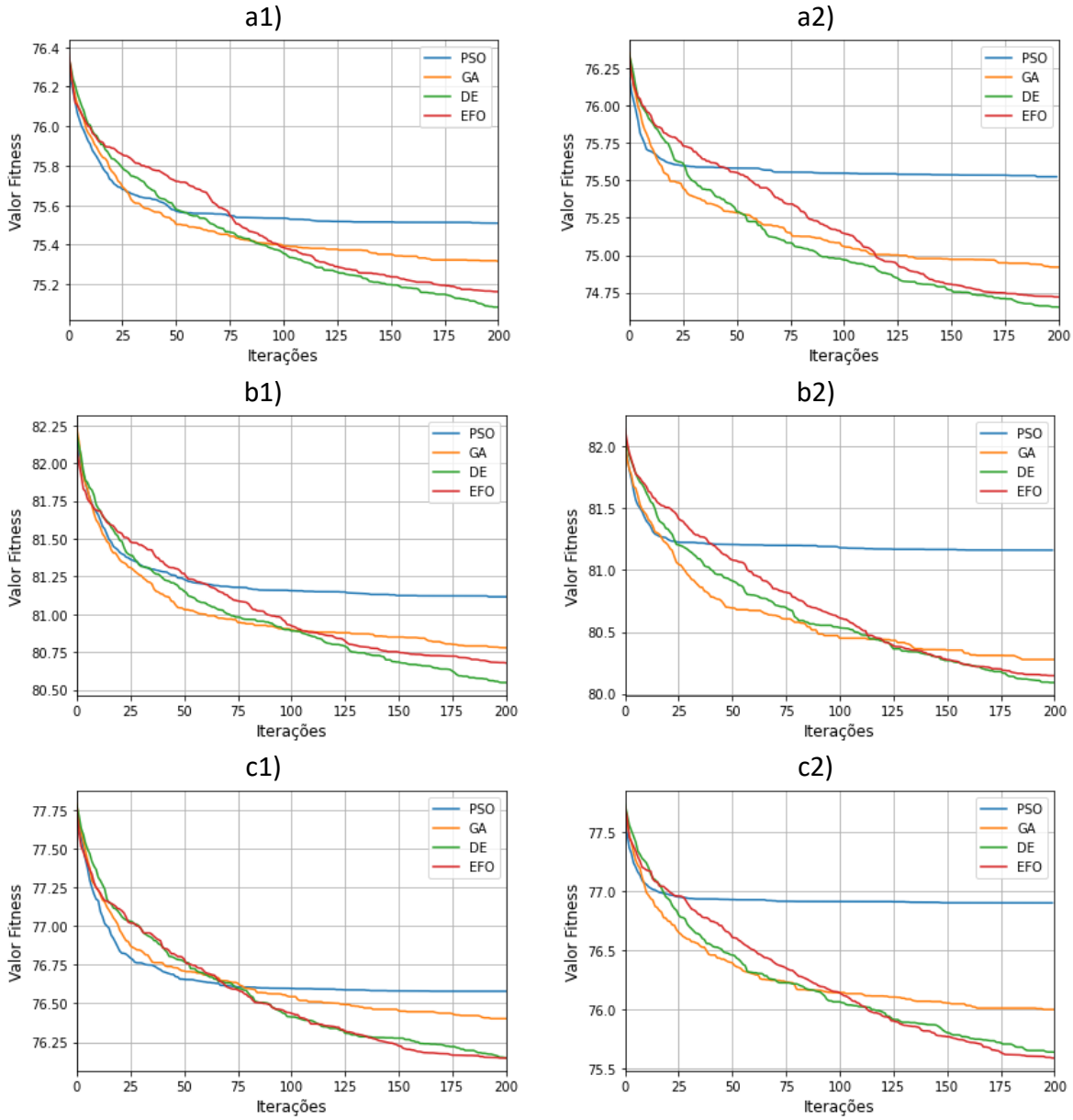


Figura 29 – Desemprenho médio das meta-heurísticas ao longo da pesquisa a1) – tarifa 1 sem CHP, a2) – tarifa 1 com CHP, b1) – tarifa 2 sem CHP, b2) – tarifa 2 com CHP, c1) – tarifa 3 sem CHP, c2) – tarifa 3 com CHP.

O valor *fitness* para o cenário sem mercado local não é exibido, pois este valor manter-se-á constante ao longo das iterações. O objetivo do algoritmo é encontrar o escalonamento ótimo das transações *peer-to-peer* entre os intervenientes, uma vez que não há transações *peer-to-peer* a serem consideradas neste cenário, então os intervenientes devem comprar e vender a sua energia ao CUR.

5 CONCLUSÕES

Neste capítulo são apresentadas as considerações acerca do trabalho desenvolvido. São também apresentados os principais resultados atingidos assim como as contribuições científicas do trabalho. No final do capítulo, são também apresentadas possíveis melhorias de forma a aprofundar o estudo desenvolvido.

5.1 CONCLUSÕES FINAIS

A elaboração deste trabalho permitiu mostrar as vantagens económicas que os mercados locais de eletricidade têm para os seus utilizadores. Através da revisão teórica feita ao tema foi possível concluir que os mercados locais de eletricidade são uma tendência crescente, motivada pelo crescimento dos recursos energéticos distribuídos e pelo desenvolvimento tecnologias de informação. Esta topologia de mercado favorece o utilizador final e cria mais independência do mercado retalhista, sendo uma alternativa ao clássico sistema FIT. Em termos estruturais, a bibliografia existente agrupa os mercados locais de eletricidade em descentralizados, híbridos e baseados na comunidade, onde as estratégias usadas para a negociação dividem-se, essencialmente, em competitivas e cooperativas.

Através da pesquisa bibliográfica, verificou-se também que a aplicação das meta-heurísticas para o estudo dos mercados locais de eletricidade tem sido o tema de várias publicações, sendo que algumas destas publicações tratam casos reais, solucionados através do uso destes algoritmos.

Relativamente às contribuições do caso de estudo, foi possível verificar que o uso de meta-heurísticas para otimização das transações *peer-to-peer* têm um impacto significativo na redução de custos e no aumento das vendas dentro do mercado local de eletricidade considerado. Por outro lado, verificou-se também que as meta-heurísticas são métodos

estocásticos, isto é, o seu funcionamento tem uma certa probabilidade associada pelo que a solução retornada pela mesma pode não ser exatamente a ótima, mas antes uma solução próxima desta. Para tal, deve ser feita uma escolha adequada dos parâmetros a serem usados pelo algoritmo escolhido de forma que este tenha a melhor performance possível. Outro método usado para validar os resultados obtidos pelas meta-heurística usadas consiste em executá-las durante um elevado número de vezes, de forma a ser possível encontrar o melhor resultado para essas execuções.

Em suma, a metodologia implementada através do caso de estudo levou a uma redução dos custos energéticos de uma pequena comunidade, segundo as várias simulações que foram feitas para o mesmo problema recorrendo a vários algoritmos e considerando diferentes tarifas.

Para além do presente documento, existem ainda duas publicações no âmbito do tema desenvolvido para esta dissertação: [77] e [82]. A primeira publicação descreve uma análise de sensibilidade aos parâmetros do PSO, tendo como referência a mesma comunidade energética descrita para esta dissertação. A segunda publicação faz um estudo do mesmo problema, porém, usando apenas umas das meta-heurísticas, neste caso, o PSO.

5.2 TRABALHO FUTURO

O problema da comunidade energética descrito ao longo desta dissertação foi tratado como um problema de objetivo único, isto é, a minimização de custos. Para trabalho futuro, seria interessante estudar o mesmo problema considerando a otimização multiobjectivo, onde a pesquisa por soluções teria em conta não só a minimização de custos, mas também a maximização do lucro da comunidade.

Dado que as meta-heurísticas podem não retornar exatamente o valor ótimo, uma proposta para trabalho futuro seria usar outro método para encontrar a solução ótima deste problema (programação linear ou não linear) e compará-la e com a solução obtida pelas meta-heurísticas.

Como implementação futura, também seria interessante aprofundar o estudo do problema considerando o uso de baterias no mercado local, tal como foi feito em [60], ou considerando o papel dos veículos elétricos neste sistema como, por exemplo, apresentado em [83]. Outra possível melhoria a ser implementada seria o estudo do mesmo problema, considerando outras meta-heurísticas (e.g. Vortex Search), bem como a realização de uma análise de sensibilidade aprofundada aos parâmetros das meta-heurísticas consideradas de forma que os algoritmos escolhidos consigam convergir para um ótimo global.

REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS

[1] F. M. Aprà, S. Smit, R. Sterling, and T. Loureiro, “Overview of the Enablers and Barriers for a Wider Deployment of CSP Tower Technology in Europe,” *Clean Technol.*, vol. 3, no. 2, pp. 377–394, 2021, doi: 10.3390/cleantechnol3020021.

[2] F. Lezama, R. Faia, P. Faria, and Z. Vale, “Demand response of residential houses equipped with PV-battery systems: An application study using evolutionary algorithms,” *Energies*, vol. 13, no. 10, 2020, doi: 10.3390/en13102466.

[3] I. Themes, V. C. Site, Q. Buy, and A. T. Basket, “Rooftop Solar Photovoltaic (PV) Market Size , Share and Trends Analysis by Technology , Installed Capacity , Generation , Drivers , Constraints , Key Players and Forecast , 2021-,” 2021. .

[4] G. F. de O. Tavares, “Exploring market designs for local energy markets: Core functionalities and value proposition in the context of blockchain, IoT and prosumers,” 2018, [Online]. Available: http://hdl.handle.net/10400.14/26248.

[5] H. Kuang, S. Li, and Z. Wu, “Discussion on advantages and disadvantages of distributed generation connected to the grid,” *2011 Int. Conf. Electr. Control Eng. ICECE 2011 - Proc.*, pp. 170–173, 2011, doi: 10.1109/ICECENG.2011.6057500.

[6] F. Lezama, J. Soares, P. Hernandez-Leal, M. Kaisers, T. Pinto, and Z. Vale, “Local Energy Markets: Paving the Path Toward Fully Transactive Energy Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 5, pp. 4081–4088, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2833959.

[7] R. Rodríguez, M. Negrete-Pincetic, N. Figueroa, Á. Lorca, and D. Olivares, “The value of aggregators in local electricity markets: A game theory based comparative analysis,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 27, p. 100498, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.segan.2021.100498.

[8] M. Castaneda, S. Zapata, J. Cherni, A. J. Aristizabal, and I. Dyner, “The long-term effects of cautious feed-in tariff reductions on photovoltaic generation in the UK residential sector,” *Renew. Energy*, vol. 155, pp. 1432–1443, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.04.051.

[9] L. Stokes, “The Benefits and Challenges of Using Feed-In Tariff Policies to Encourage Renewable Energy,” 2020. https://scholars.org/contribution/benefits-and-challenges-using-feed-tariff-policies-encourage-renewable-energy.

[10] Comissão Europeia, “Um quadro político para o clima e a energia no período de 2020 a 2030,” *Comissão Europeia*, 2014. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A52014IR2691.

[11] European Economic and Social Committee, “Prosumer Energy: opportunities and challenges for the EU,” 2016, [Online]. Available:

https://www.eesc.europa.eu/en/news-media/news/prosumer-energy-opportunities-and-challenges-eu.

[12] M. E. Honarmand, V. Hosseinnezhad, B. Hayes, and P. Siano, “Local energy trading in future distribution systems,” *Energies*, vol. 14, no. 11, 2021, doi: 10.3390/en14113110.

[13] F. Teotia and R. Bhakar, “Local energy markets: Concept, design and operation,” *2016 Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2016*, 2017, doi: 10.1109/NPSC.2016.7858975.

[14] F. Lopes, “From wholesale energy markets to local flexibility markets: Structure, models and operation,” *Local Electr. Mark.*, pp. 37–61, 2021, doi: 10.1016/B978-0-12-820074-2.00009-5.

[15] R. Faia, T. Pinto, Z. Vale, and J. M. Corchado, “Prosumer community portfolio optimization via aggregator: The case of the iberian electricity market and portuguese retail market,” *Energies*, vol. 14, no. 13, 2021, doi: 10.3390/en14133747.

[16] M. J. A. Baig, M. T. Iqbal, M. Jamil, and J. Khan, “IoT and Blockchain Based Peer to Peer Energy Trading Pilot Platform,” *11th Annu. IEEE Inf. Technol. Electron. Mob. Commun. Conf. IEMCON 2020*, no. November 2021, pp. 402–406, 2020, doi: 10.1109/IEMCON51383.2020.9284869.

[17] P. Klement *et al.*, “Local Energy Markets in Action: Smart Integration of National Markets, Distributed Energy Resources and Incentivisation to Promote Citizen Participation,” *Energies*, vol. 15, no. 8, pp. 1–24, 2022, doi: 10.3390/en15082749.

[18] R. Bray and B. Woodman, “Unlocking Local Energy Markets,” *Univ. Exet. - Energy Policy Gr.*, no. November, p. 15, 2018, [Online]. Available: http://geography.exeter.ac.uk/media/universityofexeter/schoolofgeography/images/researchgroups/epg/Bray-Unlocking-Local-Energy-Markets_(002).pdf.

[19] T. Pinto, S. Widergren, and Z. Vale, “Local Electricity Markets,” *Local Electr. Mark.*, no. October, pp. 1–450, 2021, doi: https://doi.org/10.1016/C2018-0-04552-1.

[20] E. Mengelkamp, P. Staudt, J. Garttner, and C. Weinhardt, “Trading on local energy markets: A comparison of market designs and bidding strategies,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, no. September 2018, 2017, doi: 10.1109/EEM.2017.7981938.

[21] G. Mendes, J. Nylund, S. Annala, S. Honkapuro, O. Kilkki, and J. Segerstam, “Local Energy Markets: Opportunities, Benefits, and Barriers,” *Cired*, no. 0272, pp. 1–5, 2018, [Online]. Available: http://www.cired.net/publications/workshop2018/pdfs/Submission 0272 - Paper (ID-21042).pdf.

[22] O. Abrishambaf, F. Lezama, P. Faria, and Z. Vale, “Towards transactive energy systems: An analysis on current trends,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 26, p. 100418, 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100418.

[23] J. M. Zepter, A. Lüth, P. Crespo del Granado, and R. Egging, “Prosumer integration in wholesale electricity markets: Synergies of peer-to-peer trade and residential storage,” *Energy Build.*, vol. 184, pp. 163–176, 2019, doi: 10.1016/j.enbuild.2018.12.003.

[24] M. Khorasany, Y. Mishra, and G. Ledwich, “Market framework for local energy trading: A review of potential designs and market clearing approaches,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 22, pp. 5899–5908, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5309.

[25] EnergyUK, “Defining Flexibility,” 2018, [Online]. Available: https://www.energy-uk.org.uk/publication.html?task=file.download&id=6625#:~:text=The term flexibility refers to,the UK must reduce carbon.

[26] T. Sousa, T. Soares, P. Pinson, F. Moret, T. Baroche, and E. Sorin, “Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 104, pp. 367–378, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.036.

[27] H. Muhsen, A. Allahham, A. Al-halhouli, M. Al-mahmodi, A. Alkhraibat, and M. Hamdan, “Business Model of Peer-to-Peer Energy Trading: A Review of Literature,” *Sustain.*, vol. 14, no. 3, 2022, doi: 10.3390/su14031616.

[28] S. Bjarghov *et al.*, “Developments and Challenges in Local Electricity Markets: A Comprehensive Review,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 58910–58943, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3071830.

[29] W. Tushar, T. K. Saha, C. Yuen, D. Smith, and H. V. Poor, “Peer-to-Peer Trading in Electricity Networks: An Overview,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 3185–3200, 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.2969657.

[30] A. Saif, S. K. Khadem, M. Conlon, and B. Norton, “Hosting a community-based local electricity market in a residential network,” *IET Energy Syst. Integr.*, no. February, 2022, doi: 10.1049/esi2.12062.

[31] G. Tsaousoglou, J. S. Giraldo, and N. G. Paterakis, “Market Mechanisms for Local Electricity Markets: A review of models, solution concepts and algorithmic techniques,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 156, no. 754462, p. 111890, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2021.111890.

[32] W. Tushar *et al.*, “Roles of retailers in the peer-to-peer electricity market: A single retailer perspective,” *iScience*, vol. 24, no. 11, 2021, doi: 10.1016/j.isci.2021.103278.

[33] W. Tushar *et al.*, “A motivational game-theoretic approach for peer-to-peer energy trading in the smart grid,” *Appl. Energy*, vol. 243, no. March, pp. 10–20, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.03.111.

[34] Conselho de Ministros, “Decreto-Lei nº 162/2019,” *Diário da República, 1.ª série N.º*, no. N.º 206, pp. 45–62, 2019.

[35] M. Askeland, S. Backe, S. Bjarghov, and M. Korpås, “Helping end-users help each other: Coordinating development and operation of distributed resources through local power markets and grid tariffs,” *Energy Econ.*, vol. 94, 2021, doi: 10.1016/j.eneco.2020.105065.

[36] A. S. Gazafroudi, M. Khorasany, R. Razzaghi, H. Laaksonen, and M. Shafie-khah, “Hierarchical approach for coordinating energy and flexibility trading in local energy markets,” *Appl. Energy*, vol. 302, no. May, p. 117575, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117575.

[37] F. Lezama *et al.*, “Bidding in local electricity markets with cascading wholesale market integration,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 131, no. January, p. 107045, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107045.

[38] S. V. Oprea and A. Bâra, “Devising a trading mechanism with a joint price adjustment for local electricity markets using blockchain. Insights for policy makers,” *Energy Policy*, vol. 152, no. February, 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2021.112237.

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

[40] P. Yotha, K. Intaprom, and P. Wirasanti, “Prosumers in Local Energy Market Based on Non-cooperative Game Theory,” in *2021 18th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, May 2021, pp. 457–460, doi: 10.1109/ECTI-CON51831.2021.9454702.

[41] U. Amin, M. J. Hossain, S. Member, W. Tushar, and S. Member, “Energy Trading in Local Electricity Market With Renewables — A Contract Theoretic Approach,” vol. 17, no. 6, pp. 3717–3730, 2021.

[42] J. L. Crespo-Vazquez, T. Alskaif, A. M. Gonzalez-Rueda, and M. Gibescu, “A Community-Based Energy Market Design Using Decentralized Decision-Making under Uncertainty,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 12, no. 2, pp. 1782–1793, 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3036915.

[43] Z. Li and T. Ma, “Distributed photovoltaics with peer-to-peer electricity trading,” *Energy Built Environ.*, vol. 3, no. 4, pp. 424–432, 2021, doi: 10.1016/j.enbenv.2021.04.004.

[44] L. Mitridati, J. Kazempour, and P. Pinson, “Design and game-Theoretic analysis of community-Based market mechanisms in heat and electricity systems,” *Omega (United Kingdom)*, vol. 99, 2021, doi: 10.1016/j.omega.2019.102177.

[45] T. D. Hutty, A. Pena-Bello, S. Dong, D. Parra, R. Rothman, and S. Brown, “Peer-to-peer electricity trading as an enabler of increased PV and EV ownership,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 245, p. 114634, 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114634.

[46] S. Honkapuro, “Framework to Facilitate Electricity and Flexibility Trading within, to, and from Local Markets Salla,” 2021.

[47] R. Bray, B. Woodman, and E. Judson, “Future Prospects for Local Energy Markets: Lessons from the Cornwall LEM,” *Univ. Exet.*, no. December 2020, 2020.

[48] E. Mengelkamp, J. Gärttner, and C. Weinhardt, “Decentralizing energy systems through local energy markets: The LAMP-project,” *MKWI 2018 - Multikonferenz Wirtschaftsinformatik*, vol. 2018-March, no. March, pp. 924–930, 2018.

[49] E. Mengelkamp, J. Gärttner, K. Rock, S. Kessler, L. Orsini, and C. Weinhardt, “Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid,” *Appl. Energy*, vol. 210, pp. 870–880, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.054.

[50] C. Antal *et al.*, “Blockchain based decentralized local energy flexibility market,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 5269–5288, 2021, doi: 10.1016/j.egyr.2021.08.118.

[51] G. Sæther, P. Crespo del Granado, and S. Zaferanlouei, “Peer-to-peer electricity trading in an industrial site: Value of buildings flexibility on peak load reduction,” *Energy Build.*, vol. 236, p. 110737, 2021, doi: 10.1016/j.enbuild.2021.110737.

[52] M. Lones, “Sean Luke: essentials of metaheuristics,” *Genet. Program. Evolvable Mach.*, vol. 12, no. 3, pp. 333–334, Sep. 2011, doi: 10.1007/s10710-011-9139-0.

[53] K. Sörensen and F. Glover, *Handbook of Metaheuristics*, vol. 57, no. January. Boston, MA: Springer US, 2003.

[54] S. Nesmachnow, “An overview of metaheuristics: accurate and efficient methods for optimisation,” *Int. J. Metaheuristics*, vol. 3, no. 4, p. 320, 2014, doi: 10.1504/ijmheur.2014.068914.

[55] H. Stegherr, M. Heider, and J. Hähner, “Classifying Metaheuristics: Towards a unified multi-level classification system,” *Nat. Comput.*, vol. 0, 2020, doi: 10.1007/s11047-020-09824-0.

[56] S. Stipetic, W. Miebach, and D. Zarko, “Optimization in design of electric machines: Methodology and workflow,” *Jt. Int. Conf. - ACEMP 2015 Aegean Conf. Electr. Mach. Power Electron. OPTIM 2015 Optim. Electr. Electron. Equip. ELECTROMOTION 2015 Int. Symp. Adv. Electromechanical Moti*, pp. 441–448, 2016, doi: 10.1109/OPTIM.2015.7427030.

[57] R. Faia, F. Lezama, J. Soares, Z. Vale, T. Pinto, and J. M. Corchado, “Differential Evolution Aplication in Portfolio optimization for Electricity Markets,” *Proc. Int. Jt. Conf. Neural Networks*, vol. 2018-July, no. 641794, 2018, doi: 10.1109/IJCNN.2018.8489117.

[58] R. Faia, T. Pinto, Z. Vale, and J. M. Corchado, “Portfolio optimization of electricity markets participation using forecasting error in risk formulation,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 129, no. July, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106739.

[59] R. Faia, T. Pinto, and Z. Vale, “Initial Solution Heuristic for Portfolio Optimization of Electricity Markets Participation,” vol. 641794, no. 641794, 2013.

[60] O. Ivanov, B. C. Neagu, G. Grigoras, F. Scarlatache, and M. Gavrilas, “A metaheuristic algorithm for flexible energy storage management in residential electricity distribution grids,” *Mathematics*, vol. 9, no. 19, 2021, doi: 10.3390/math9192375.

[61] F. Lezama, J. Soares, and Z. Vale, “Optimal Bidding in Local Energy Markets using Evolutionary Computation,” *2019 20th Int. Conf. Intell. Syst. Appl. to Power Syst. ISAP 2019*, 2019, doi: 10.1109/ISAP48318.2019.9065976.

[62] A. Angulo, D. Rodríguez, W. Garzón, S. Rivera, D. F. Gómez, and A. Al Sumaiti, “Algorithms for bidding strategies in local energy markets: Exhaustive search through parallel computing and metaheuristic optimization,” *Algorithms*, vol. 14, no. 9, 2021, doi: 10.3390/a14090269.

[63] I. Kucukoglu, “Adaptive electromagnetic field optimization algorithm for the solar

cell parameter identification problem," *Int. J. Photoenergy*, vol. 2019, no. Dd, 2019, doi: 10.1155/2019/4692108.

[64] Andries_P._Engelbrecht, *Computational Intelligence: An Introduction, Second Edition A.P. Engelbrecht c 2007 John Wiley & Sons, Ltd*. 2007.

[65] D. J. Armaghani, M. Hajihassani, E. T. Mohamad, A. Marto, and S. A. Noorani, "Blasting-induced flyrock and ground vibration prediction through an expert artificial neural network based on particle swarm optimization," *Arab. J. Geosci.*, vol. 7, no. 12, pp. 5383–5396, 2014, doi: 10.1007/s12517-013-1174-0.

[66] Y. Shi and R. Eberhart, "Modified particle swarm optimizer," *Proc. IEEE Conf. Evol. Comput. ICEC*, no. February 2015, pp. 69–73, 1998, doi: 10.1109/icec.1998.699146.

[67] D. Wang, D. Tan, and L. Liu, "Particle swarm optimization algorithm: an overview," *Soft Comput.*, vol. 22, no. 2, pp. 387–408, 2018, doi: 10.1007/s00500-016-2474-6.

[68] H. Abedinpourshotorban, S. Mariyam Shamsuddin, Z. Beheshti, and D. N. A. Jawawi, "Electromagnetic field optimization: A physics-inspired metaheuristic optimization algorithm," *Swarm Evol. Comput.*, vol. 26, no. August, pp. 8–22, 2016, doi: 10.1016/j.swevo.2015.07.002.

[69] F. Bachelor and T. Nicole, "Electromagnetic Field Optimization a physics-inspired metaheuristic optimization algorithm," 2012. .

[70] A. Yurtkuran, "An improved electromagnetic field optimization for the global optimization problems," *Comput. Intell. Neurosci.*, vol. 2019, 2019, doi: 10.1155/2019/6759106.

[71] K. Deb, "Introduction to genetic algorithms," *Sadhana - Acad. Proc. Eng. Sci.*, vol. 24, no. 4, pp. 293–315, 1999, doi: 10.1007/BF02823145.

[72] A. Ahmadi, F. El Bouanani, and H. Ben-Azza, "Four Parallel Decoding Schemas of Product BlockCodes," *Trans. Networks Commun.*, vol. 2, no. 3, pp. 48–69, 2014, doi: 10.14738/tnc.23.229.

[73] J. Grandgirard, D. Poinsot, L. Krespi, J. P. Nénon, and A. M. Cortesero, "Differential Evolution - A simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces," *Entomol. Exp. Appl.*, vol. 103, no. 3, pp. 239–248, 2002, doi: 10.1023/A.

[74] T. Eltaeib and A. Mahmood, "Differential evolution: A survey and analysis," *Appl. Sci.*, vol. 8, no. 10, 2018, doi: 10.3390/app8101945.

[75] A. K. Qin, V. L. Huang, and P. N. Suganthan, "Differential Evolution Algorithm With Strategy Adaptation for Global Numerical Optimization," no. May, 2009, doi: 10.1109/TEVC.2008.927706.

[76] E. M. Mengelkamp, "Engineering Local Electricity Markets for Residential Communities," 2019.

[77] M. Vieira, R. Faia, F. Lezama, and Z. Vale, "A Sensitivity Analysis of PSO Parameters Solving the P2P Electricity Market Problem," no. 3.

[78] Z. Goncalves, Calvin, Barreto, Ruben, Faria, Pedro, Gomes, Luis, & Vale, “Dataset of an Energy Community’s Consumption and Generation with Appliance Allocation for One Year (1.0).” doi: https://doi.org/10.5281/zenodo.6778401.

[79] “ERSE announces its proposal for tariffs in 2022 and parameters for 2022-2025,” pp. 2021–2023, 2022.

[80] ERSE, “Tarifas Baixa Tensão Normal até 20,7kVA,” 2015. https://sueletricidade.pt/pt-pt/page/1581/tarifas-baixa-tensao-normal-2020-2021.

[81] C. Long, J. Wu, C. Zhang, L. Thomas, M. Cheng, and N. Jenkins, “Peer-to-peer energy trading in a community microgrid,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Janua, no. July, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/PESGM.2017.8274546.

[82] M. Vieira, R. Faia, T. Pinto, and Z. Vale, “Schedule Peer-to-Peer Transactions of an Energy Community Using Particle Swarm,” no. Norte 2020, 2022.

[83] R. Faia, J. Soares, M. A. Fotouhi Ghazvini, J. F. Franco, and Z. Vale, “Local Electricity Markets for Electric Vehicles: An Application Study Using a Decentralized Iterative Approach,” *Front. Energy Res.*, vol. 9, no. November, pp. 1–13, 2021, doi: 10.3389/fenrg.2021.705066.

ANEXO A. RESULTADOS SUPLEMENTARES

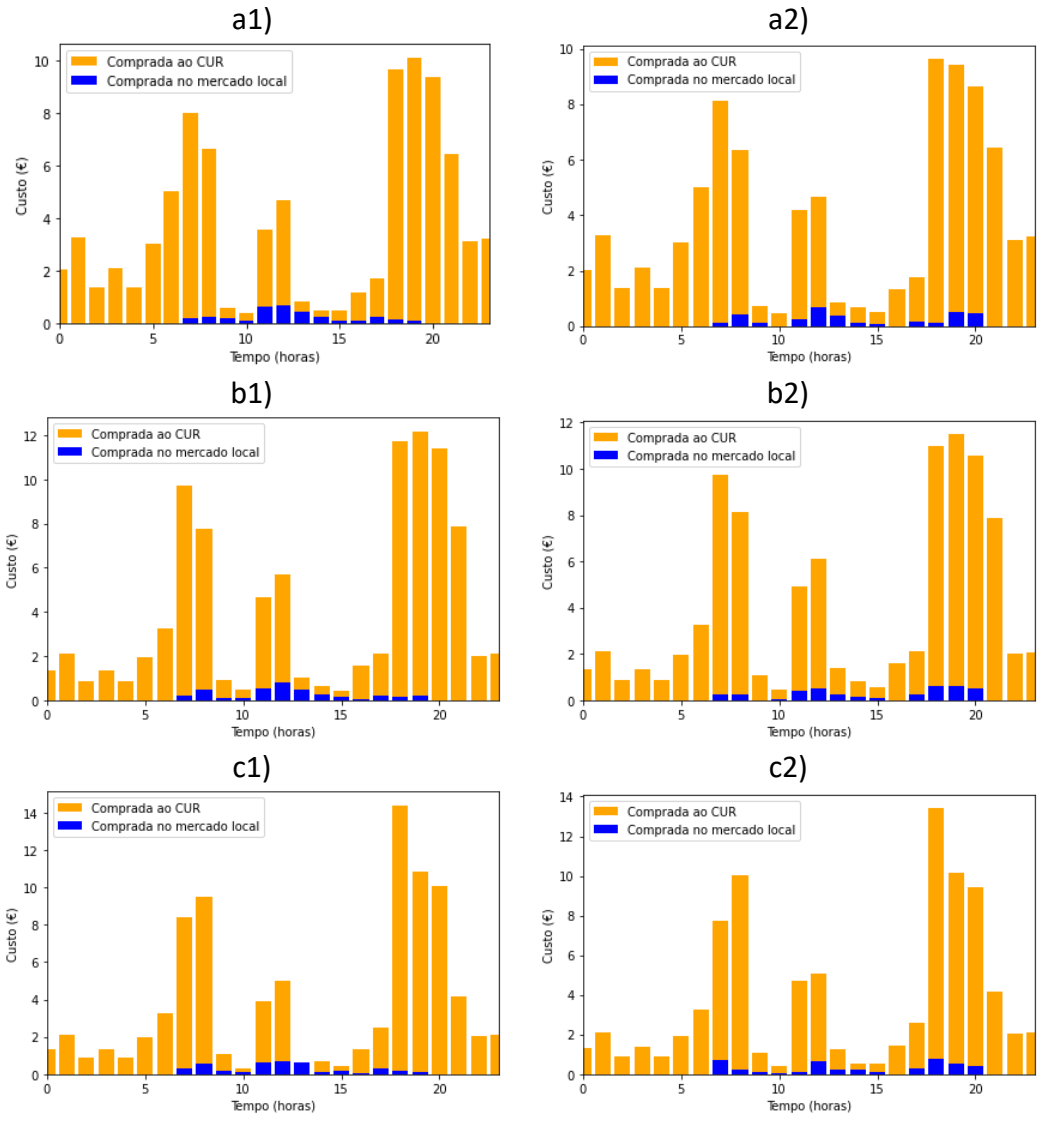


Figura 30- Variação, por hora, dos custos energéticos a1) – tarifa 1 sem CHP, a2) - tarifa 1 com CHP, b1) – tarifa 2 sem CHP, b2) - tarifa 2 com CHP, c1) – tarifa 3 sem CHP, c2) – tarifa 3 com CHP

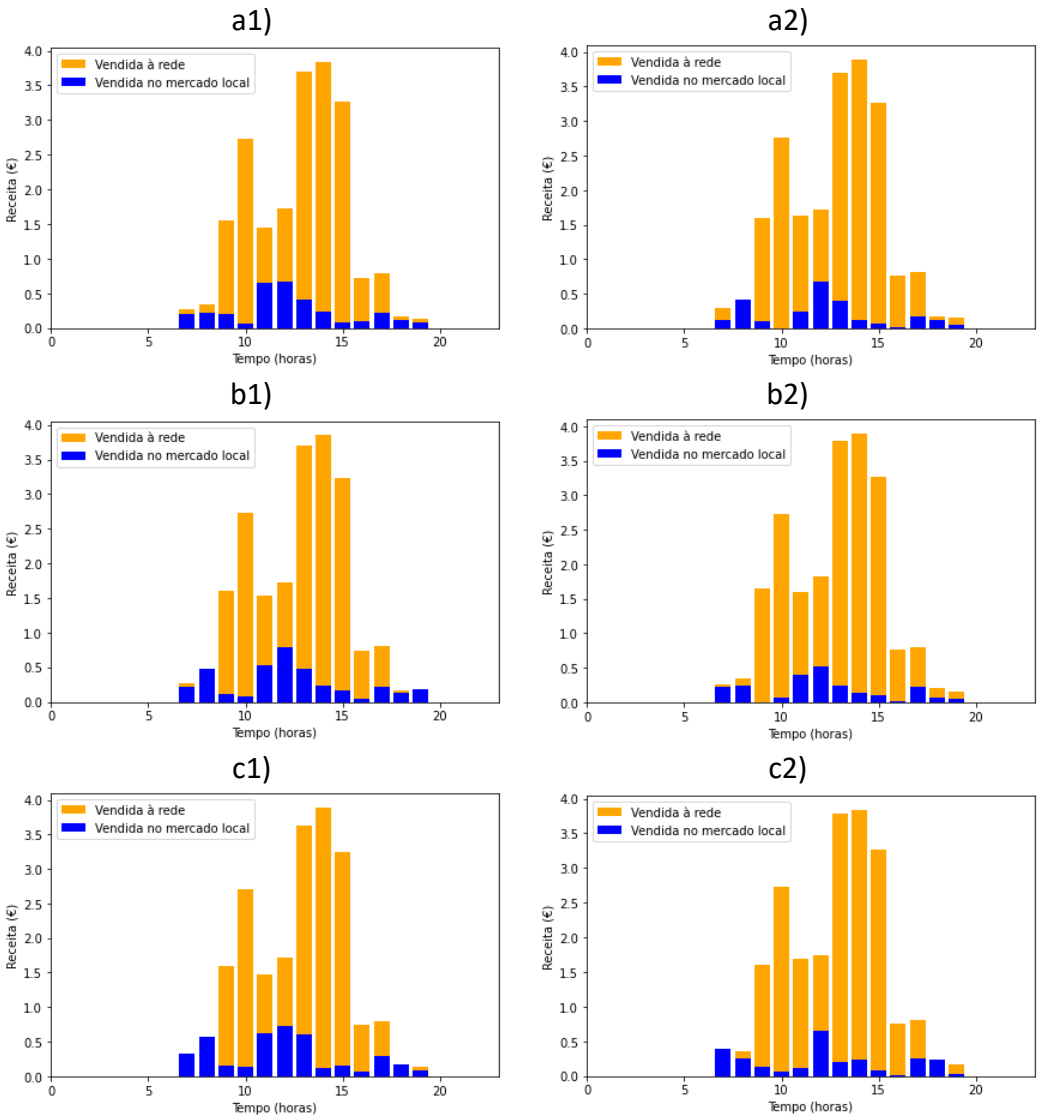


Figura 31 - Variação, por hora, das vendas de eletricidade a1) – tarifa 1 sem CHP, a2) - tarifa 1 com CHP, b1) – tarifa 2 sem CHP, b2) - tarifa 2 com CHP, c1) – tarifa 3 sem CHP, c2) – tarifa 3 com CHP

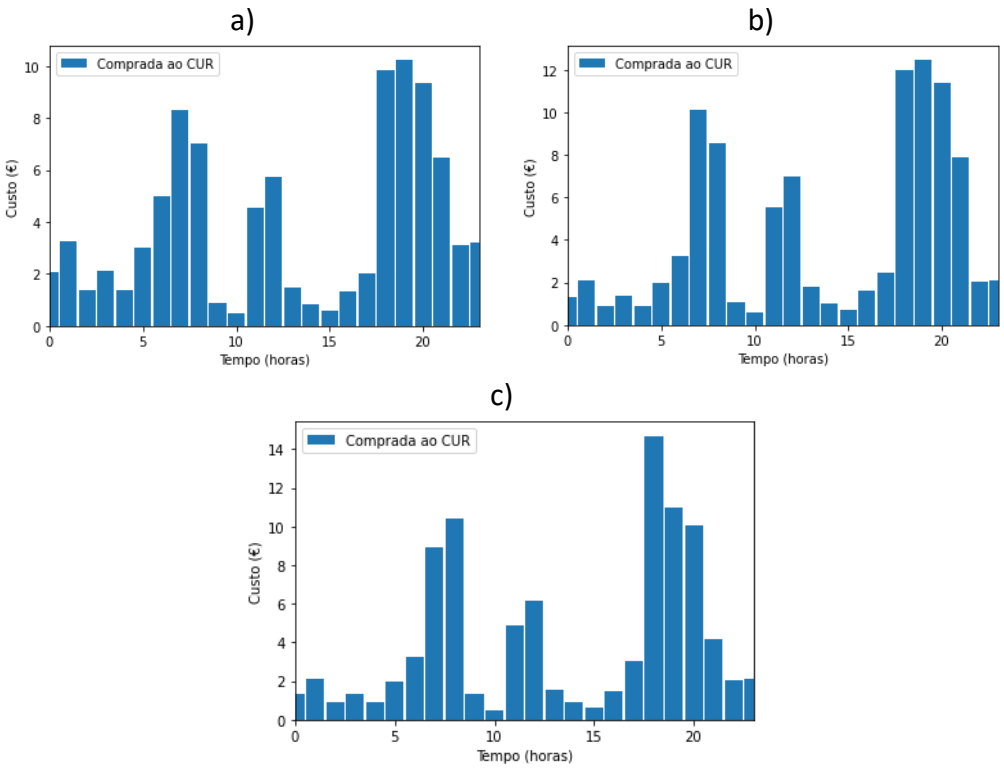


Figura 32 - Variação dos custos energéticos, por hora, sem o mercado local eletricidade a) – tarifa 1, b) – tarifa 2, c) – tarifa 3

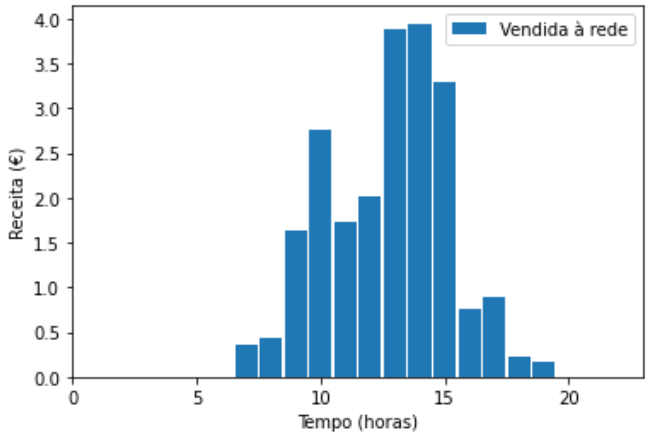


Figura 33 - Variação da receita, por hora, sem o mercado local