



ESTUDO E SIMULAÇÃO DE MERCADOS LOCAIS DE ENERGIA E FLEXIBILIDADE

NATHALIA REGINA STORMOSKI BOENO

julho de 2019

ESTUDO E SIMULAÇÃO DE MERCADOS LOCAIS DE ENERGIA E FLEXIBILIDADE

Nathalia Regina Stormoski Boeno



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2019

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE - Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP/IPP) e do trabalho de conclusão de curso do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina (IFSC - Campus Florianópolis). Este trabalho foi elaborado no âmbito do acordo internacional de Dupla-Titulação entre o Instituto Superior de Engenharia do Porto (Portugal) e o Instituto Federal de Santa Catarina (Brasil) como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia pelo ISEP/IPP e de Engenheira Eletricista pelo IFSC.

Candidato: Nathalia Regina Stormoski Boeno, Nº 1180454, 1180454@isep.ipp.pt

Orientação científica: Tiago Manuel Campelos Ferreira Pinto, tcp@isep.ipp.pt

Coorientação: Everthon Taghori Sica, sica@ifsc.edu.br



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2019

Agradecimentos

Pela execução dessa dissertação somente ter sido possível devido ao acordo internacional de Dupla-Titulação entre o Instituto Superior de Engenharia do Porto e o Instituto Federal de Santa Catarina, agradeço a todos os profissionais envolvidos, de ambas instituições, que possibilitaram essa experiência e aprendizado.

Agradeço a todos os docentes que contribuíram para meu crescimento acadêmico, em especial, ao *Dr. Eng. Tiago Pinto*, que me orientou, ensinou e auxiliou com muito esforço e paciência durante a execução desse trabalho; e ao professor *Dr. Eng. Everthon Sica* pela dedicação e contribuições, que aperfeiçoaram o processo e o resultado.

Por colaborarem na execução desse trabalho agradeço ao *Me. Eng. Gabriel Santos* e ao *Me. Eng. Ricardo Faia*.

Aos meus pais, irmãs e familiares todo agradecimento por me guiarem, incentivarem e fortalecerem ao longo de todos esses anos, em especial, esse último, me fornecendo toda estrutura e amparo necessários.

A todos amigos que estiveram presentes durante o processo de realização desse trabalho, muito obrigada.

Por fim, deixo meu agradecimento a todos que contribuíram para a execução dessa dissertação e fizeram parte dessa jornada.

Resumo

Com a constante busca por melhorias na maneira de produzir e consumir energia elétrica, têm-se pesquisado, em todo o mundo, soluções mais eficientes e sustentáveis. Superar a variabilidade da geração renovável se tornou um constante desafio e a utilização da flexibilidade do consumo têm se mostrado uma das formas mais promissoras para enfrentá-lo, logo, se amplifica a procura por maneiras que integrem, além de, fontes primárias de geração distribuída, a flexibilidade de carga no mercado de transação de energia elétrica. Nessa dissertação são estudados e simulados modelos de comercialização de energia elétrica em mercados locais, onde as transações e negociações de eletricidade ocorrem nos níveis de distribuição, incluindo limitações como a integração e negociação da flexibilidade de carga nesse âmbito.

Neste trabalho são efetuadas simulações de diversos modelos alternativos de mercados locais de energia, onde foram aplicados mecanismos de negociação de energia do modelo *Pool* simétrico e assimétrico e utilizada, além da compra e venda de energia convencional, a flexibilidade de carga dos consumidores. Para efetuar as simulações foi feito o uso da tecnologia multi-agente através do simulador MASCEM (*Multi-Agent Simulator of Competitive Electricity Markets*).

Os resultados obtidos neste trabalho demonstram que, com o uso da flexibilidade da demanda, e fontes de geração local eficientes, é possível sustentar um mercado de eletricidade localmente. Contudo, a flexibilidade possui um preço muito maior que o da energia elétrica convencional, dessa forma, num leilão integrado, de flexibilidade com energia, a flexibilidade acaba por não ser transacionada, se tornando mais viável sua participação em um mercado distinto, como bem único. Em contrapartida, a curva de oferta por parte dos compradores permite a inclusão da flexibilidade da demanda, de forma espontânea, com resultados extremamente vantajosos para o consumidor, mantendo a essência, no que se diz respeito a preço de mercado e potência transacionada, do mercado tradicional de compra e venda. Com isso, foram obtidos resultados relevantes para a pesquisa em mercados locais, ultrapassando limitações no que se refere, principalmente, a implementação de mercados locais e integração e negociação de flexibilidade de carga.

Palavras-Chave

Flexibilidade de Carga, MASCEM, Mercados de Eletricidade, Mercados Locais, Sistemas Multi-agente.

Abstract

With the constant investigation for improvements in the way of producing and consuming electricity, more efficient and sustainable solutions have been researched all over the world. Overcoming the variability of renewable generation has become a constant challenge and the use of load flexibility has been one of the most promising ways to face it, expanding the search for ways to integrate, in addition to primary sources of distributed generation, flexibility in the electricity market. This dissertation studies and simulates models of electricity trading in local markets, where electricity transactions and negotiations take place at distribution levels, including limitations such as the integration and negotiation of load flexibility in this area.

In this work, simulations of several alternative models of local energy markets are performed, where energy negotiation mechanisms of the symmetric and asymmetric pool model were applied and, in addition to the purchase and sale of conventional energy, the consumers flexibility were used. In order to carry out the simulations, multi-agent technology was used through MASCEM (Multi-Agent Simulator of Competitive Electricity Markets).

The results obtained in this work demonstrate that, with the use of demand flexibility and efficient local generation sources, it is possible to sustain an electricity market locally. However, flexibility has a higher price than conventional electricity, so in an integrated auction, flexibility with energy, flexibility is not transacted, becoming more viable its participation in a distinct market, as a single resource. On the other hand, the supply curve on the part of buyers allows the inclusion of demand flexibility, spontaneously, with extremely advantageous results for the consumer, maintaining the essence, with respect to market price and transacted power, of the traditional buying and selling market. In this way, relevant results were obtained for research in local markets, overcoming limitations regarding, mainly, the implementation of local markets and the integration and negotiation of load flexibility.

Keywords

Electricity Markets, Load Flexibility, Local Markets, MASCEM, Multi-agent System.

Índice

AGRADECIMENTOS	V
RESUMO	VII
ABSTRACT	IX
ÍNDICE	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE TABELAS	XV
ACRÓNIMOS	XVIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	2
1.2.OBJETIVOS	5
1.3.PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES	6
1.4.ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO	7
2. MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA	9
2.1.MODELOS DE MERCADO DE ELETRICIDADE.....	12
2.2.ACOPLAMENTO DE MERCADOS.....	15
2.3.MERCADOS LOCAIS DE ENERGIA ELÉTRICA	19
2.4.CONCLUSÕES	31
3. SIMULAÇÃO EM SISTEMAS MULTI-AGENTE	33
3.1.SISTEMAS MULTI-AGENTE	34
3.2.MASCEM	38
3.3.SIMULAÇÃO EM MERCADOS LOCAIS.....	44
3.4.CONCLUSÕES	46
4. CASOS DE ESTUDO	49
4.1.MERCADO LOCAL DE VILA REAL 2050.....	49
4.2.CASO DE ESTUDO 1 – <i>POOL</i> SIMÉTRICO	53
4.3.CASO DE ESTUDO 2 – <i>POOL</i> ASSIMÉTRICO COM FLEXIBILIDADE.....	56
4.4.CASO DE ESTUDO 3 – MERCADO INTEGRADO DE FLEXIBILIDADE E ENERGIA.....	66
4.5.CASO DE ESTUDO 4 - MERCADO INTEGRADO DE FLEXIBILIDADE COM CURVAS DE OFERTA.....	73
4.6.CONCLUSÕES DOS CASOS DE ESTUDO.....	80

5. CONCLUSÕES.....	83
5.1.CONTRIBUIÇÕES E CONCLUSÕES	84
5.2.LIMITAÇÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	87
REFERÊNCIAS.....	91

Índice de Figuras

Figura 1 - O Sistema Elétrico Anteriormente (Adaptado de [18])	10
Figura 2 - Sistema Elétrico Atual e Futuro (Adaptado de [18])	11
Figura 3 - <i>Pool</i> Simétrico (Adaptado de [21])	12
Figura 4 - <i>Pool</i> Assimétrico (Adaptado de [21])	13
Figura 5 - Países EPEX SPOT [25]	17
Figura 6 - Zonas GME [27]	18
Figura 7 - Áreas Nord Pool [28]	18
Figura 8 - Comparação de Geração, demanda e flexibilidade (Adaptado de [43])	25
Figura 9 – Colaboração entre Sistemas Multi-Agente (Adaptado de [84])	39
Figura 10 – Modelo Multi-agente MASCEM (Adaptado de [84])	41
Figura 11 - Modelo AiD-EM (Adaptado de [81])	43
Figura 12 - Rede de Vila Real, utilizada para simular o Mercado Local [97]	50
Figura 13 - Demanda - <i>Pool</i> Simétrico com Fornecedor Externo	53
Figura 14 - Geração - <i>Pool</i> Simétrico com Fornecedor Externo	54
Figura 15 - Demanda - <i>Pool</i> Simétrico sem Fornecedor Externo	54
Figura 16 - Geração - <i>Pool</i> Simétrico sem Fornecedor Externo	55
Figura 17 - Comparação entre os preços de mercado com e sem o fornecedor externo	55
Figura 18 - Preço de Mercado e Potência Transacionada para 100% da flexibilidade	57
Figura 19 - Gráfico de Ofertas para 100% da Flexibilidade às 15h	58
Figura 20 - Gráfico de Ofertas para 100% da Flexibilidade às 21h	58
Figura 21 - Preço de Mercado e Potência Transacionada para 50% da flexibilidade	59
Figura 22 - Gráfico de Ofertas para 50% da Flexibilidade às 15h	60
Figura 23 - Gráfico de Ofertas para 50% da Flexibilidade às 21h	60
Figura 24 - Preço de Mercado e Potência Transacionada para 25% da flexibilidade	61
Figura 25 - Gráfico de Ofertas para 25% da Flexibilidade às 15h	62
Figura 26 - Gráfico de Ofertas para 25% da Flexibilidade às 21h	62
Figura 27 - Preço de Mercado e Potência Transacionada para 10% da flexibilidade	63
Figura 28 - Gráfico de Ofertas para 10% da Flexibilidade às 15h	64
Figura 29 - Gráfico de Ofertas para 10% da Flexibilidade às 21h	64
Figura 30 - Comparação entre os Preços de Mercado para cada caso de flexibilidade	65
Figura 31 - Comparação do Custo total da Energia com fornecedor externo e flexibilidade	66
Figura 32 – Demanda – Mercado Integrado com Fornecedor Externo	67

Figura 33 – Geração – Mercado Integrado com Fornecedor Externo	68
Figura 34 – Demanda – Mercado Integrado sem Fornecedor Externo	68
Figura 35 – Geração – Mercado Integrado sem Fornecedor Externo	69
Figura 36 – Demanda – Mercado Integrado com Fornecedor Externo e menor preço de Flexibilidade	70
Figura 37 – Geração – Mercado Integrado com Fornecedor Externo e menor preço de Flexibilidade	70
Figura 38 – Demanda – Mercado Integrado sem Fornecedor Externo e menor preço de Flexibilidade	71
Figura 39 – Geração – Mercado Integrado sem Fornecedor Externo e menor preço de Flexibilidade	71
Figura 40 - Preços com e sem o fornecedor externo e ajuste no preço da flexibilidade	72
Figura 41 – Curva de Oferta de um comprador comparada com as ofertas únicas do mesmo	74
Figura 42 - Curvas de Oferta de Demanda	74
Figura 43 - Preços das Curvas de Oferta	75
Figura 44 – Demanda – Mercado Integrado com Curvas de Oferta com Fornecedor Externo	75
Figura 45 – Geração – Mercado Integrado com Curvas de Oferta com Fornecedor Externo	76
Figura 46 – Demanda – Mercado Integrado com Curvas de Oferta com Menor preço no Fornecedor	77
Figura 47 – Geração – Mercado Integrado com Curvas de Oferta com Menor preço no Fornecedor	77
Figura 48 – Demanda – Mercado Integrado com Curvas de Oferta sem Fornecedor Externo	78
Figura 49 – Geração – Mercado Integrado com Curvas de Oferta sem Fornecedor Externo	78
Figura 50 – Comparação do Preço de Mercado sem e com dois preços de fornecedor	79

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Projeções de Consumo e Produção Vila Real	50
Tabela 2 - Projeção da Penetração de Geração Distribuída	50
Tabela 3 - Potência Instalada de Geração de Fontes Primárias	51
Tabela 4 - Características dos Consumidores do Mercado Local de Vila Real	51
Tabela 5 - Comparação de Preço e Demanda entre os horários - 100% da flexibilidade	57
Tabela 6 - Comparação de Preço e Demanda entre os horários - 50% da flexibilidade	59
Tabela 7 - Comparação de Preço e Demanda entre os horários - 25% da flexibilidade	61
Tabela 8 - Comparação de Preço e Demanda entre os horários - 10% da flexibilidade	63
Tabela 9 - Comparação entre as percentagens de flexibilidade	65
Tabela 10 - Exemplo da Formação da Curva de Ofertas	74

Acrónimos

2E	– <i>Efficiency/Effectiveness.</i>
ACL	– <i>Agent Communication Language</i>
AiD-EM	– <i>Adaptive Decision Support for Electricity Markets Negotiations</i>
ALBidS	– <i>Adaptive Learning strategic Bidding System</i>
AMES	– <i>Agent-based Modelling of Electricity Systems</i>
DECON	– <i>Decision Support for Energy Contracts Negotiation</i>
DisNetSimPl	– <i>Distribution Network Simulation Platform</i>
DR	– <i>Demand Response</i>
DRaDS	– <i>Demand Response and Distributed Storage</i>
DSO	– <i>Distribution System Operator</i>
EMCAS	– <i>Electricity Market Complex Adaptive System</i>
EUPHEMIA	– <i>Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm</i>
FERC	– <i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FIPA	– <i>Foundation for Intelligent Physical Agents</i>
GAMS/SCENRED	– <i>General Algebraic Modeling System/Scenario Reduction</i>
GAPEX	– <i>Genoa Artificial Power Exchange</i>
GECAD	– <i>Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento</i>

GME	– <i>Gestore Mercati Energetici</i>
HEnEx	– <i>Hellenic Energy Exchange S.A.</i>
ISO	– <i>Independent System Operator</i>
JADE	– <i>Java Agent DEvelopment Framework</i>
KIT	– <i>Karlsruhe Institute of Technology</i>
LAMP	– <i>Landau Microgrid Project</i>
MAS	– <i>Multi-Agent Systems</i>
MASCEM	– <i>Multi-Agent Simulator for Competitive Electricity Markets</i>
MASGriP	– <i>Multi-Agent Smart Grid Platform</i>
MIB	– <i>Management Information Base</i>
MIBEL	– <i>Mercado Ibérico de Eletricidade</i>
OMIE	– <i>Operador do Mercado Ibérico de Energia – polo espanhol</i>
OMIP	– <i>Operador do Mercado Ibérico de Energia – polo português</i>
OPCOM	– <i>Romanian Power Market Operator</i>
OTE	– <i>Czech electricity and gas market operator</i>
P2P	– <i>Peer-to-peer</i>
PCH	– <i>Pequena Central Hidroelétrica</i>
PCR	– <i>Price Coupling of Regions</i>
PX	– <i>Power Exchange</i>
RBP	– <i>Balance Responsible Party</i>

RLA	– <i>Reinforcement Learning Algorithms</i>
RTDS	– <i>Real Time Digital Power System Simulator</i>
SEPIA	– <i>Simulator for Electric Power Industry Agents</i>
SMACH	– <i>Multi-agent Simulator of Human Behavior</i>
SREMS	– <i>Short-Medium Run Electricity Market Simulator</i>
TGE	– <i>Towarowa Gięlda Energii S.A.</i>
TSO	– <i>Transmission System Operator</i>
UE	– <i>União Europeia</i>
USEF	– <i>Universal Smart Energy Framework</i>
VPP	– <i>Virtual Power Plants</i>

1. INTRODUÇÃO

Com a constante mudança nos padrões de consumo e geração de energia elétrica, têm sido, cada vez mais, necessários os estudos e simulações de modelos de mercado para transação de energia. O consumo da eletricidade, além de essencial, eleva-se a cada ano, devido a crescente inovação tecnológica, veículos elétricos e aumento populacional, onde confiabilidade e eficiência se tornam ainda mais necessários [1].

Para tanto, desde a reestruturação e liberalização no setor, soluções são estudadas para melhor aproveitamento da energia. De um lado os líderes de governo investem e apoiam as pesquisas para melhorias na área, como, por exemplo o decorrente movimento de acoplamento de mercados, que surgiu através do incentivo ao crescimento de utilização de fontes de energia renováveis (produções instáveis), muitas vezes gerada em excesso em algumas áreas e períodos, e agora pode ser utilizada por outras zonas de consumo com um déficit de suprimento, maximizando o uso de fontes primárias e reduzindo o uso de combustíveis fósseis. De outro lado, além da menor poluição, aos consumidores essa conexão entre os mercados é vantajosa, pois evita monopólios em certas áreas e por conseguinte torna a energia elétrica um bem comum, com um preço padrão em uma maior região [2].

A implementação, cada vez maior, de fontes primárias de geração distribuída contribui para um consumo mais sustentável e vantajoso para o consumidor, porém, essa crescente acaba por trazer instabilidade da rede, dado que o operador de sistema não é capaz de administrar, ou prever, o que acontece em todas essas pequenas produções. Com isso, e entendendo que, de maneira geral o uso de fontes distribuídas é benéfico têm-se, progressivamente, estudado formas de transacionar eletricidade vinda de pequenas fontes produtoras [3].

Dessa forma, o presente trabalho estuda e implementa, em simulação, um mercado local, que de forma sucinta é um modelo de comércio onde consumidores individuais e consumidores produtores interagem a fim de transacionar energia elétrica em uma determinada área. O surgimento dos mercados locais de energia visa tornar o sistema energético mais sustentável, fiável e acessível para todos. O gerenciamento de rede possui uma abordagem com maior envolvimento dos operadores de rede locais e a participação ativa dos usuários finais [4].

A negociação de energia é um processo complexo que, até hoje, não poderia ser realizada pelos usuários finais. Todavia, com o desenvolvimento tecnológico e surgimento ferramentas inovadoras, como medidores inteligentes, ocorre o surgimento de estruturas de mercado de eletricidade centradas no utilizador final. Essas novas estruturas de mercado, que neste trabalho são chamadas de mercados locais, permitem que os usuários finais pequenos produtores de eletricidade, por fontes renováveis de geração distribuída, vendam eletricidade de forma autônoma nos modelos de mercado local.

Essa dissertação estuda, implementa e testa, por meio de simulações, modelos de negociação de energia em mercados locais, que, como dito anteriormente, são de extrema complexidade e inovação. Outra questão que ainda apresenta inúmeras limitações, no que se diz respeito a implementação e negociação, é a flexibilidade de carga, que de forma relevante, é explorada, aplicada e resulta em soluções satisfatórias ao decorrer desse trabalho.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Após o decorrer da liberalização dos mercados da energia nas últimas décadas, foram levantadas novas questões sobre o consumo e produção de energia elétrica. O mercado de

energia é dividido principalmente no mercado grossista e no retalhista. Enquanto o mercado grossista está concentrado em grandes quantidades de energia, entre grandes geradores e grandes consumidores finais, o mercado de retalho é direcionado a consumidores menores que operam no nível de distribuição. Atualmente, no mercado de retalho, o consumidor tem a liberdade de escolher seu próprio fornecedor, tornando o mercado mais competitivo [5].

Em mercados de eletricidade competitivos, os riscos podem ser de várias naturezas, como preços de mercado, demanda, mudança e gestão da tecnologia, crédito, etc. Isso ocorre devido a todos os participantes do mercado são inerentes ao mesmo. O mercado competitivo é baseado em desequilíbrios, gerenciamento de congestionamentos, serviços de sistema, agendamento e despacho [6].

É latente o objetivo mundial de reduzir as emissões de CO₂, o que, por sua vez, reduzirá as dependências dos combustíveis fósseis. Essa crescente preocupação ambiental conduz à uma redução do consumo de energia poluente e ao aumento do uso de fontes renováveis para suprir as demandas. Além disso, a eletricidade produzida a partir de fontes primárias está se tornando, cada vez mais, economicamente viável. Parte significativa dessa geração é obtida através de fontes intermitentes, como o sol e o vento, alterando a dinâmica do sistema [7].

Devido ao aumento da penetração de fontes de energia renováveis, da produção distribuída de eletricidade, e das mudanças para um sistema com medidores inteligentes e resposta da demanda, é necessária uma abordagem diferente para o consumo e a produção de eletricidade. Estes desenvolvimentos no setor elétrico desafiam a gestão centralizada tradicional [8].

Em algumas publicações, como [9], menciona-se que para a inovação no setor de energia é necessário o desenvolvimento de modelos de negociação centrados no consumidor e definir, precisamente, programas de gerenciamento do lado da demanda.

Nos últimos tempos, na Europa, a implementação de cooperativas de energia têm sido impulsionadas pela incapacidade dos serviços públicos de entregarem o tipo e a qualidade de serviços que os usuários finais buscam [10]. Desta forma, os pequenos usuários finais

(consumidores, produtores e os que fazem as duas coisas) estão tomando partido e criando comunidades locais de energia.

Como se sabe, a maioria das instalações produtoras de energia por fontes renováveis é descentralizada e de pequena escala. Ao mesmo tempo, a microgeração domiciliar tem um grande potencial e representa o caminho certo para os consumidores obterem controle sobre suas necessidades de energia e participarem ativamente dos mercados de energia, reduzindo a fatura de energia.

É afirmado, em [11], que a realização do comércio local contribui significativamente para a autonomia das microrredes, reduzindo a demanda e a dependência da rede principal. Às vezes, o investimento de melhorias na rede pode ser evitado usando fontes locais de flexibilidade quando o sistema está solicitando uma redução ou aumento na carga, reduzindo assim o desgaste e aumentando a fiabilidade.

O terceiro pacote energético, da Comissão Europeia, prevê que 80% dos consumidores estejam equipados com medidores inteligentes até 2020, uma vez que o pré-requisito de que uma análise nacional de custo-benefício mostre resultados positivos. Os consumidores com medidores inteligentes terão informações mais detalhadas sobre consumo e produção. Para operadores do sistema, a utilização dos mesmos fornece todos os tipos de informações da qualidade de rede. Com os dados, provenientes dos medidores inteligentes, é possível criar incentivos para os consumidores ajustarem seu consumo de acordo com a flutuação de preços, ou seja, os serviços de resposta da demanda podem ser aplicados. Os medidores inteligentes são, portanto, um passo essencial para a operação dos mercados locais [12].

Na Europa, uma das consequências da redução aos gases de efeito estufa foi a grande penetração da geração distribuída, mencionada anteriormente. A maior parte desta produção distribuída é considerada variável, pois depende das condições meteorológicas, como energia eólica e fotovoltaica. Levando a outro fator crítico, que são os sistemas de armazenamento elétrico, que podem desempenhar um papel crucial na interação entre oferta e demanda de energia, especialmente em áreas onde a penetração de energias renováveis é alta. Como a maioria das energias renováveis está conectada às redes de baixa e média tensão, a possibilidade de armazenar energia em tempos de alta oferta e liberá-la

durante períodos de alta demanda pode ser fundamental na segurança e estabilidade das redes [13].

Com base nessas informações é evidente que os sistemas de energia elétrica estão em constante mudança, e que a tendência é o consumidor final simples virá a desempenhar um papel essencial neste novo redesenho dos mercados de eletricidade. Nesse contexto, o despacho em nível local se tornará cada vez mais usual e esse trabalho estuda de forma mais profunda a implementação de mercados locais integrados com flexibilidade.

1.2. OBJETIVOS

Considerando as informações expostas na seção anterior em relação às necessidades do sistema elétrico, mudanças no consumo, produção e comercialização de eletricidade, foram feitas pesquisas sobre conceitos relevantes, que devem se expandir e praticar nos próximos anos. Diante disso, foi escolhido, por ser promissor e necessário, o aprofundamento em mercados locais de energia e flexibilidade de carga, visto que há muito a ser explorado e estudado nesse âmbito, como, por exemplo, formas de comercialização de energia em mercados locais integrados com flexibilidade. Para obter resultados concretos, além da investigação realizada, é fundamental a utilização de alguma ferramenta de simulação e nota-se, através de pesquisas, que simuladores que fazem o uso de sistemas multi-agente têm sido muito citados por sua eficiência e confiabilidade.

Com essas informações foram formados os principais objetivos desse trabalho, sendo:

- Revisão do estado da arte sobre mudanças no setor elétrico, modelos de mercado de energia elétrica, acoplamento de mercados, mercados locais e flexibilidade de carga;
- Análise de estruturas de mercados locais, considerando:
 - Modelos integrados e não integrados de energia com flexibilidade de consumo;
 - Modelos alternativos de negociação a serem utilizados.
- Estudo sobre sistemas de simulação multi-agente;
- Simulação dos modelos de mercado local no simulador MASCEM, com o intuito de analisar como é a reação do sistema local e dos preços de mercado à diferentes cenários propostos. Contendo simulações:
 - Com e sem a participação de um fornecedor externo ao mercado;
 - Com a flexibilidade de carga como único recurso do leilão, variando a demanda;

- Com leilão integrado da flexibilidade de carga com a energia elétrica;
- Com curvas de ofertas, por parte do consumidor, no mercado integrado de flexibilidade e energia.

- Análise, comparações e conclusões dos resultados obtidos.

1.3. PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

O presente trabalho apresenta uma pesquisa relevante na área de mercados de energia elétrica, a revisão do estado da arte contém informações sobre a mudança decorrente no sistema elétrico nas últimas décadas, como as novas entidades integrantes, as necessidades atuais, os modelos de negociação, a utilização acoplamento de mercados que possibilita a ampliação da área de transação de energia, mercados locais de energia elétrica e suas características e, também, a importância e utilidade da flexibilidade de carga.

Através dessa dissertação é possível a compreensão da necessidade de ferramentas de simulação no sistema elétrico, para que, cada vez mais, o consumo, produção e comercialização de energia elétrica ocorra de maneira eficiente e fiável. São expostas ferramentas de simulação que fazem o uso da tecnologia multi-agente e, juntamente, as vantagens de se trabalhar com esses sistemas.

Fazendo uso dos conceitos, informações e, principalmente, necessidades apresentadas nos primeiros capítulos foram realizadas simulações no âmbito de mercados locais de energia e flexibilidade de carga. Possibilitando a obtenção de maneiras e soluções para transação de energia nessa área, principalmente na questão de viabilizar a integração da flexibilidade da demanda no mercado com a energia de maneira eficiente e vantajosa.

O trabalho desenvolvido no âmbito desta dissertação abrange os objetivos e resultados de dois projetos do centro de pesquisa GECAD. Os projetos considerados são:

- *CONTEST - Innovative CONsumer aggregation to improve demand response and Tariff design for Energy and Services Transactions* (ANI - P2020 Ref. SAICT-POL/23575/2016);

- *DOMINOES - Smart Distribution Grid: a Market Driven Approach for the Next Generation of Advanced Operation Models and Services* (H2020 grant agreement no. 771066).

Referente aos avanços científicos alcançados pelo trabalho desenvolvido, foi submetido um resumo estendido ao *Power Systems Computation Conference (PSCC 2020)*:

- Nathalia Boeno, Tiago Pinto, Everthon Sica, “*Multiagent simulation of demand flexibility integration in local energy markets.*”

Além disso, estão sendo produzidos dois artigos, um para revista, onde é destacado o modelo de negociação com curvas de oferta da presente dissertação; e outro, para conferência, com foco no modelo de leilão integrado de energia e flexibilidade.

1.4. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

A presente dissertação é dividida em 5 capítulos. O primeiro introduz as informações expostas ao longo do trabalho e apresenta os objetivos do mesmo, bem como as principais contribuições.

O segundo capítulo explora os conceitos de mercados de energia elétrica, comparando o cenário passado e tendências futuras, através de concepções de acoplamento de mercados, mercados locais e mecanismos de negociação de eletricidade.

O terceiro capítulo aborda sistemas de simulação em mercados de energia, elucidando a necessidade dos mesmos e enfatizando a tecnologia multi-agente, suas vantagens e principais simuladores desse sistema, incluindo o simulador MASCEM que é descrito, nesse capítulo, em uma distinta e detalhada subseção, uma vez que, é o simulador empregado nessa dissertação.

O quarto capítulo demonstra como foi o desenvolvimento das simulações dos quatro casos de estudo realizados em mercados local. Incluindo os dados do mercado local utilizado e com que base foram criados, as informações de mercado aplicadas, os modelos de mercado e negociação utilizados e os resultados obtidos para cada caso.

O quinto, e último, capítulo apresenta as conclusões, contribuições, limitações e recomendações para trabalhos futuros.

2. MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

A indústria da energia elétrica europeia, até à última década do século XX, era constituída por empresas que formavam uma estrutura integrada vertical e estavam envolvidas na produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Apesar de várias companhias operarem no mesmo país, haviam áreas de concessão atribuídas, o mercado funcionava de forma monopolizada, sem concorrências. Desse modo, os consumidores não podiam escolher livremente o prestador de serviços e pagavam por preços obtidos em procedimentos de regulação tarifária, na maioria das vezes, pouco claros aos clientes[14].

Após as duas crises do petróleo em 1973 e 1979, os governos tomaram consciência de que a energia era uma preocupação crucial e mudanças teriam que ser feitas em seus sistemas nacionais para reduzir a necessidade de petróleo importado. Com isso, iniciou-se uma cooperação mais estreita entre os países, para melhor coordenar suas políticas em relação à exploração de fontes de energia, e distribuição e consumo de energia, o que levou à criação de uma política energética europeia [15].

Com o passar do tempo e o aumento do consumo de energia elétrica, acentua-se a necessidade de redução do uso de combustíveis fósseis para produção de eletricidade e, concomitante, a necessidade de continuar garantindo a segurança na rede. Diante disto, entre outros motivos ocorreu a liberalização do mercado de energia europeu. Tal medida foi debatida durante alguns anos, porém começou seu desenvolvimento nos anos 90, após a adoção do Tratado de Maastricht [16].

Foram adotadas várias iniciativas que levaram à reestruturação do setor de energia. A descentralização e desagregação da produção, transporte, distribuição e comercialização foram os principais resultados da liberalização do setor, permitindo assim a entrada de novas empresas, e promovendo uma maior concorrência entre elas. A criação de mercados de eletricidade permitiu que cidadãos e empresas se beneficiassem da liberalização do setor, no sentido de que melhores preços e serviços fossem alcançados [17].

Por um lado, a Figura 1 demonstra como era o sistema elétrico de energia e, comparado com o estado atual, haviam poucos participantes, conseqüentemente, uma baixa complexidade e, por se tratar de uma cadeia composta por geração, transmissão, distribuição e consumidores, os requisitos de comunicação eram simples [18].

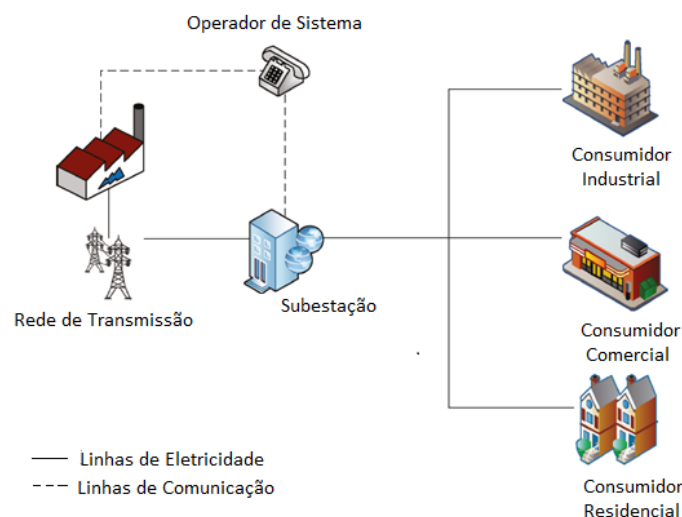


Figura 1 - O Sistema Elétrico Anteriormente (Adaptado de [18])

Por outro lado, a Figura 2 demonstra a evolução do sistema elétrico apresentado na Figura 1. O novo modelo é composto por inúmeros participantes, com diferentes características e funções, que o torna mais complexo. Por se tratar de uma cadeia não linear, é requerido um

alto nível de coordenação e controle em todos os pontos do sistema, para tanto, a comunicação bidirecional, de toda a rede deve ser avançada e confiável [18].

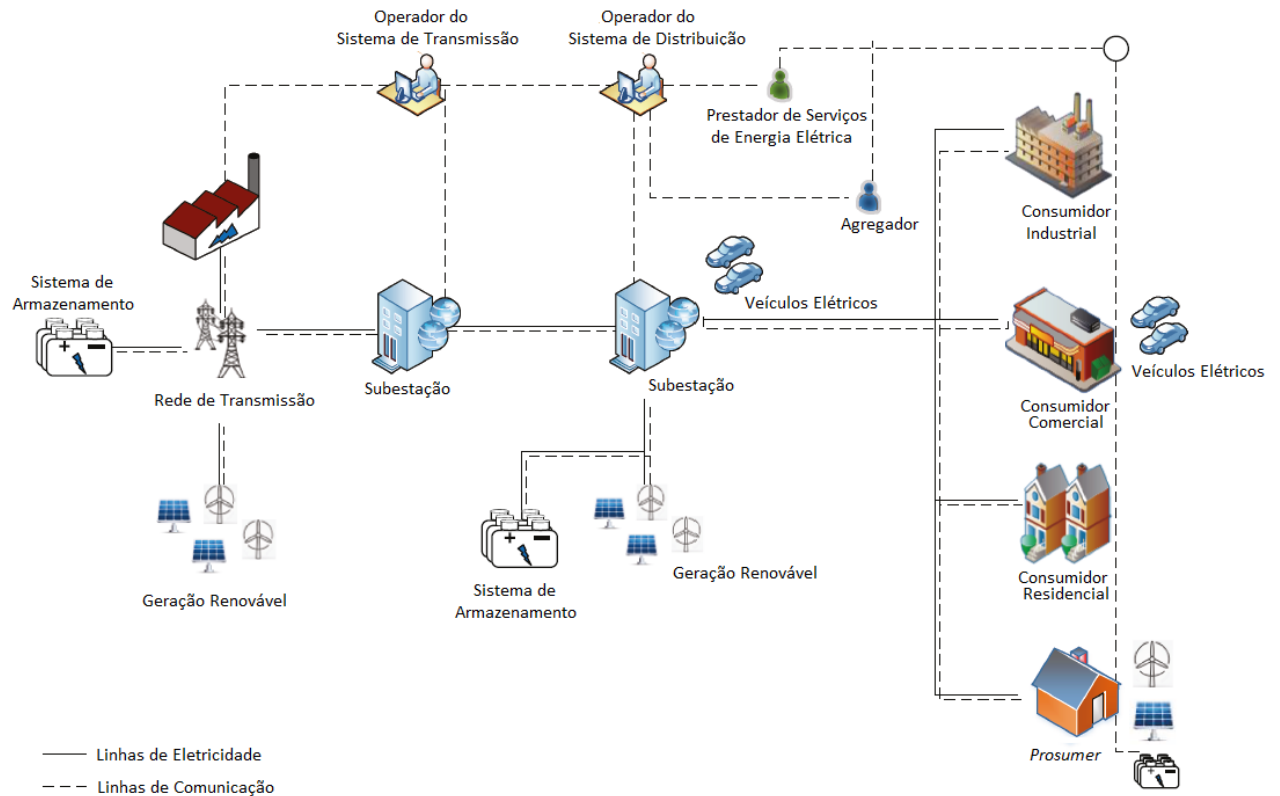


Figura 2 - Sistema Elétrico Atual e Futuro (Adaptado de [18])

É possível observar, na Figura 2, o surgimento de novas entidades no sistema, como o agregador (ver seção 2.3.2), que pode ser utilizado de diversas formas, uma dessas é agrupar números de pequenos geradores para gerar economias de escala que possibilitem o acesso ao mercado; a inserção de sistemas de armazenamento que permitem uma segurança ao sistema em momentos de escassez ou excesso de geração; o operador do sistema que foi dividido entre transmissão e distribuição para melhor administração e controle; o prestador de serviços que auxilia nas melhorias e manutenção do sistema; e o *prosumer*, que nada mais é, que um consumidor produtor de eletricidade. Todos esses novos participantes surgem com o intuito a necessidade de garantir maior fiabilidade e eficiência na rede, devido ao aumento constante de fontes de geração renováveis, indicados também na Figura 2.

A seguir serão apresentados os modelos atuais de mercado de energia elétrica, decorrentes das transformações sofridas no setor.

2.1. MODELOS DE MERCADO DE ELETRICIDADE

No momento de reestruturação do setor elétrico, o formato *Pool* se tornou a forma de relacionamento entre as empresas de geração e os consumidores. Dessa forma o mercado gerencia a geração e a demanda de energia elétrica em curto prazo, onde são feitas ofertas de compra e venda em intervalos de, normalmente, 1 hora ou 30 minutos. Tal conceito de mercado é conhecido como Mercado Diário ou Mercado *Spot*, uma vez que a negociação ocorre no dia anterior a implementação da mesma [19].

As ramificações do mercado *Pool* são explanadas nas seções seguintes.

2.1.1. POOL SIMÉTRICO

No *pool* simétrico, os produtores transmitem suas ofertas de geração ao operador do mercado, especificando a disponibilidade de produção para cada intervalo de tempo do dia seguinte e informações sobre o nó de injeção e o preço mínimo a receber. Os consumidores e retalhistas, por sua vez, comunicam ordens de demanda ao operador do mercado, especificando a potência desejada para cada intervalo de tempo, o nó de absorção e o preço máximo que estão dispostos a pagar por cada um desses intervalos [20].

Após a apresentação das ofertas, elas são organizadas pelo operador do mercado, que posteriormente cria curvas agregadas de demanda e oferta para cada intervalo de tempo, realizando um despacho puramente econômico baseado em preços. As ordens de demanda são organizadas de maneira descendente do preço, enquanto as ordens de geração são organizadas de forma ascendente do preço. A interseção entre as duas curvas resulta no Preço de Mercado e a respectiva eletricidade que será transacionada, correspondente à quantidade de energia negociada [20]. Na Figura 3, há um exemplo da interseção das curvas organizadas de demanda e oferta.

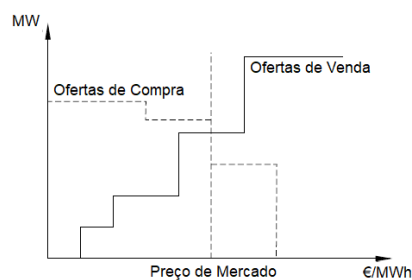


Figura 3 - *Pool* Simétrico (Adaptado de [21])

Se o despacho for tecnicamente viável, o gerador e as unidades de carga cujas ordens foram aceitas receberão e pagarão, respectivamente, a eletricidade pelo preço de mercado [7].

2.1.2. POOL ASSIMÉTRICO

Outra possibilidade de organização do mercado corresponde ao modelo assimétrico, em que as únicas ordens apresentadas ao operador de mercado são as ordens de fornecimento, sendo a demanda usualmente modelada por previsões de carga. Supõe-se que a demanda é completamente inelástica e os consumidores estão dispostos a pagar qualquer preço para suprir toda a demanda. Nestas condições, os preços finais são fortemente influenciados pelo nível de demanda e pelos preços que os geradores estão produzindo [20]. A Figura 4 mostra um modelo para um pool assimétrico.

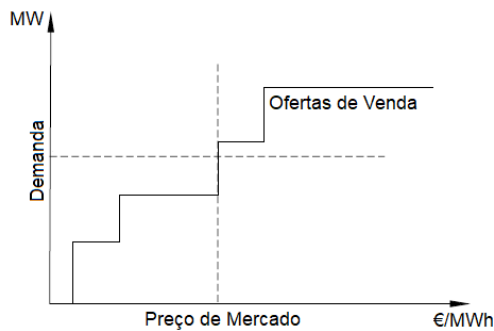


Figura 4 - Pool Assimétrico (Adaptado de [21])

2.1.3. CONTRATOS BILATERAIS

O mercado de contratos bilaterais é um mercado centralizado, no qual a eletricidade é negociada com base em energia de entrega física envolvendo uma empresa de geração e um retalhista ou grande consumidor.

Os agentes de mercado são identificados e permitem a livre comercialização de energia entre produtores e consumidores para diversos horizontes de tempo, desde que essas transações sejam tecnicamente viáveis. Esses contratos possuem durações, mínimas e máximas, pré-estabelecidas pelo operador de mercado e permitem que produtores, distribuidores, consumidores e comerciantes negociem todas as condições de fornecimento, como duração, quantidade, preço e até mesmo qualidade. Embora haja a

vantagem de garantir a previsibilidade dos preços, uma vez que é definida no contrato, eles também acabam promovendo um despacho não otimizado [7].

2.1.4. SERVIÇOS DE SISTEMA

Os serviços de sistema, também chamados de *Ancillary Services*, são necessários para uma utilização segura e fiável dos sistemas elétricos de energia. São separados em algumas vertentes como, por exemplo: Reserva (incluindo controle de frequência), Controle de Tensão e *Black Start*¹. Estes serviços podem ser obrigatórios, fornecidos através de contratos bilaterais ou negociados em mercado. Para além disso, os serviços podem ou não ser remunerados [22].

2.1.5. MODELO MISTO

Os modelos mistos resultam da combinação do modelo centralizado de *Pool* com os contratos bilaterais. A validação de todos os contratos e despachos do *Pool* é realizada pelo operador do sistema, que posteriormente adquire e contrata os serviços de sistema necessários. Nas situações em que há congestionamento, o operador do sistema retorna a informação uma vez recebida das entidades e ativa ajustes, aumentando ou diminuindo a potência, o que pode até mesmo recorrer o *Market Splitting*²[7].

2.1.6. MERCADO INTRADIÁRIO

O mercado intradiário funciona para ajustar a energia negociada no mercado diário. Sua finalidade é atender as ofertas e a demanda de energia que possam surgir, nas horas seguintes ao mercado do dia seguinte [8]. Permite a gestão de congestionamentos que podem ocorrer após o mercado diário, garantindo o equilíbrio entre a produção e a demanda de energia e também permitindo que os agentes de mercado ajustem suas

¹ Capacidade de arrancar automaticamente para uma reposição gradual em casos de *blackout* total ou parcial.

² Ocorre quando há congestionamento nas interconexões da rede, devido a grande fluxo de eletricidade em determinada área. Para isso, um preço do sistema é calculado e, se não houver capacidade de transmissão suficiente entre as zonas, a área é dividida em várias zonas, cada uma com um preço próprio[100].

posições de compra ou venda, conforme definido no mercado do dia seguinte. Estes mercados são realizados em vários períodos diários predefinidos [20].

2.2. ACOPLAMENTO DE MERCADOS

O acoplamento de mercado existe para integrar diferentes mercados de energia em um, o que significa que as transações de energia não estão mais restritas ao escopo territorial local, ou seja, essas transações podem envolver compradores e vendedores de diferentes áreas [23].

Esse movimento surgiu devido o incentivo ao crescimento de utilização de fontes de energia renovável (produções instáveis), frequentemente gerada em excesso em algumas áreas e períodos, e através do acoplamento de mercado pode ser utilizada por outras zonas de consumo com um déficit de suprimento, maximizando o uso de fontes primárias e reduzindo o uso de combustíveis fósseis. Além do mais, essa integração evita monopólios em certas áreas e, por conseguinte, torna a energia elétrica um bem comum, com um preço padrão em uma maior região.

O objetivo eminente de um *Power Exchange*³ (PX) é garantir um mecanismo transparente e confiável de formação de preços no mercado de energia, combinando oferta e demanda a um preço justo e assegurando que as transações, contratos e negociações ocorram de maneira segura e apropriada.

A principal vantagem desta abordagem é a melhoria da liquidez e transparência do mercado, bem como a existência de preços de eletricidade menos voláteis em toda a Europa. Os participantes do mercado devem submeter os pedidos, em seus respectivos PXs, que serão combinados com outros pedidos competitivos em qualquer área envolvida, tendo em mente que as restrições de rede devem ser respeitadas [23].

³ Nomenclatura utilizada para os mercados de energia elétrica acoplados.

Na subseção a seguir será apresentado o projeto de unificação de mercado de eletricidade europeu.

2.2.1. PROJETO PCR

O *Price Coupling of Regions* (PCR) é um projeto resultante da sinergia de oito PXs europeias que possuíam o propósito de desenvolver uma solução de acoplamento de preços únicos para calcular os preços da eletricidade para o dia seguinte em toda a Europa, respeitando a capacidade dos elementos de rede relevantes no dia-a-dia.

Tendo em vista a quantidade de PXs participantes no projeto e, conseqüentemente, de países englobados, o projeto abrange grande parte da Europa. Uma das principais características do projeto PCR é o desenvolvimento de um algoritmo, chamado *Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm* (EUPHEMIA) [23], que é utilizado para calcular o fechamento de mercado.

2.2.2. EUPHEMIA

EUPHEMIA é o algoritmo desenvolvido para resolver o problema resultante do acoplamento dos mercados diário na região da PCR. Foi concebido para ser usado por todos os PXs envolvidos, a fim de entregar um mercado acoplado de preço confiável e de forma eficiente, para isso, calcula a atribuição de energia e os preços da eletricidade em toda a Europa, aumentando a transparência do cálculo de preços e fluxos [23].

Inicialmente, todos os participantes do mercado enviam seus pedidos para seu respectivo PX, que são coletados e fornecidos à EUPHEMIA como dados *input*. Posteriormente, e levando em consideração todas as restrições relacionadas a essas ordens e à rede, o algoritmo gera como *output* os preços horários de mercado para o dia seguinte, a quantidade de energia a ser transacionada e a posição da rede para cada área da oferta [23].

O algoritmo leva em conta as interligações existentes nos mercados e todos os tipos de ofertas presentes nos mesmos, minimizando, além de congestionamento nas redes, *Market Splitting*.

A implementação de um mercado europeu unificado, promove uma menor restrição nas transações de energia, uma vez que passam a não ser limitadas a territórios. O EUPHEMIA contribui para preços de energia elétrica mais homogêneos entre os países, promovendo maior transparência no processo.

2.2.3. MERCADOS REGIONAIS EUROPEUS

Alguns dos mercados regionais envolvidos nos projetos de acoplamento de mercados, citados anteriormente, são: *Hellenic Energy Exchange S.A. (HEEx)*, *Romanian Power Market Operator (OPCOM)*, *Czech electricity and gas market operator (OTE)* e *Towarowa Gielda Energii S.A. (TGE)*. Os PXs restantes serão especificados descritos nas subseções a seguintes.

2.2.3.1. EPEX SPOT

EPEX SPOT (*European Power Exchange*) corresponde ao PX envolvendo Alemanha, França, Reino Unido, Holanda, Bélgica, Áustria, Suíça e Luxemburgo, conforme ilustrado na Figura 5. Este PX administra o mercado diário, o mercado intradiário, contratos bilaterais e serviços auxiliares para todos os países mencionados anteriormente, que juntos correspondem a 50% do consumo de eletricidade europeu [24].



Figura 5 - Países EPEX SPOT [25]

2.2.3.2. GME

Gestore Mercati Energetici (GME) é o PX que opera mercados de energia de negociação na Itália, compreendendo o mercado diário, o mercado intradiário, contratos bilaterais e

serviços auxiliares. A rede italiana é particionada em zonas e, como ilustrado na Figura 6, há seis áreas diferentes. A GME usa esse modo de divisão com o intuito de testar e remover congestionamentos criados pelo mercado ou por contratos bilaterais [26].



Figura 6 - Zonas GME [27]

2.2.3.3. Nord pool

O *Nord Pool* opera o mercado diário e intradiário da Noruega, Dinamarca, Suécia, Finlândia, Estônia, Letônia, Lituânia, Alemanha e Reino Unido. Dentro deste PX os mercados são divididos em áreas determinadas pelo operador de sistema de transmissão (TSO)⁴, conforme a Figura 7, e essas separações ajudam a indicar as restrições no sistema de transmissão e asseguram o preço apropriado para cada região [28].

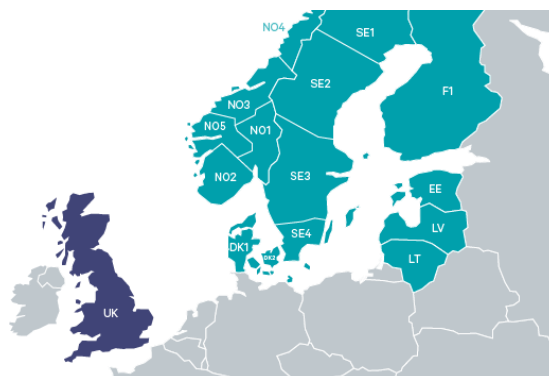


Figura 7 - Áreas Nord Pool [28]

⁴ *Transmission System Operator*

2.2.3.4. MIBEL

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) opera mercados de energia em Portugal e na Espanha. O MIBEL permite a qualquer consumidor da área ibérica adquirir energia em regime de livre concorrência a qualquer produtor que opere em Portugal e Espanha.

Os principais objetivos do mercado ibérico estão relacionados com a promoção do desenvolvimento do mercado em ambos os países, operando sob princípios de transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização [29].

Os dois países estabeleceram procedimentos, regras e condições econômicas e técnicas para o funcionamento dessa cooperação e, para isso, definiu-se a criação de um Operador do Mercado Ibérico responsável pela gestão dos mercados organizados. Deste modo, foi estipulada a responsabilidade do operador de cada país: a administração dos mercados diário e intradiário é realizada pelo OMIE (Operador do Mercado Ibérico da Energia – polo espanhol) e dos mercados a prazo pelo OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia – polo português) [29].

Como dito anteriormente, o OMIE gere os mercados ibéricos de eletricidade diário e intradiário, onde as transações de compra e venda são realizadas devido à participação de agentes de mercado nas sessões que combinam as áreas espanhola e portuguesa do MIBEL. Apesar desse contributo, o funcionamento do sistema de potência de Portugal e da Espanha é de responsabilidade própria, ou seja, cada operador atua em sua rede de transmissão.

No mercado diário, as transações de energia são feitas para serem entregues no dia seguinte à negociação. No mercado intradiário, há seis sessões em que as partes interessadas podem reenviar os pedidos de oferta e demanda nas sessões de contratação realizadas até 4 horas antes do tempo de entrega [30].

2.3. MERCADOS LOCAIS DE ENERGIA ELÉTRICA

Os mercados locais de energia elétrica funcionam de forma a reestruturar o sistema, onde consumidores produtores e individuais compartilham do gerenciamento de uma rede local,

transacionando eletricidade em uma dada vizinhança. Tal iniciativa vem com o intuito de instaurar um sistema de consumo e produção de energia elétrica mais fiável, acessível e sustentável para todos [31].

Esse mercado emprega e combina tecnologias, de *smart grids*⁵,(ver seção 2.3.1), com a intenção de coordenar as transações entre operadores de sistema, geração distribuída, *prosumers* e consumidores conectados na rede de distribuição. Dependendo do quão completo for um sistema local pode-se incluir recursos de mercado como flexibilidade na demanda, armazenamento e fontes renováveis de geração distribuída [32].

O interesse crescente por comunidades energéticas locais é uma consequência da atual tendência de “descarbonização” do sistema elétrico europeu que está ocorrendo através da propagação de fontes de energia renovável. Até 2050, espera-se que no sistema elétrico europeu haja milhões de *prosumers*, veículos elétricos e sistema de armazenamento com capacidade de fornecer energia e flexibilidade [33].

Com o forte incentivo ao uso de fontes renováveis nos últimos anos, devido a políticas ambientais, ocorreu um crescimento acelerado na instalação de geração distribuída. A utilização de ferramentas provindas dos conceitos de mercados locais, pode auxiliar na resolução questões referentes a implementação de fontes de geração distribuída. Afirma-se, em [34], a importância do uso de sistemas de armazenamento, com o intuito de lidar com a intermitência proveniente de fontes renováveis. As perdas na rede também seriam reduzidas, uma vez que, a instalação das unidades de geração distribuída é, estrategicamente, próxima das cargas.

A geração distribuída discute-se também no caso de autoprodutores renováveis individuais, com sistemas solares e turbinas eólicas, que são muito pequenos para competir efetivamente no mercado com geradores de energia tradicionais e possuem suprimento

⁵ Uma rede de eletricidade inteligente que integra, de forma econômica, os usuários conectados a ela. Possui o intuito de garantir um sistema elétrico com baixas perdas, sustentável, seguro e eficiente [37].

imprevisível, dependendo de condições climáticas incertas. Por isso, para os *prosumers*, a participação e fortalecimento de mercados locais é de extrema vantagem.

Em mercados locais as transações acontecem não apenas relacionadas à energia, geralmente são combinadas com outros serviços e produtos ajustados pela comunidade e seus membros. O que se pode incluir: flexibilidade, suporte para agregação, medidores de eficiência energética, armazenamento, financiamento, auxílio de eficiência de geração, serviços de instalação e programas de manutenção. Nada obstante, não há restrições nos serviços apresentados, cada mercado local pode ter funcionalidades específicas e designadas para sua comunidade e participantes. Essa customização é decidida através dos próprios usuários [10].

De acordo com [35], o foco principal das estruturas de microrredes (unidades de geração e/ou armazenamento de energia elétrica conectadas à rede distribuição de energia) são os mercados locais de energia. Além disso, o conceito *peer-to-peer*⁶ (P2P), começa a ser usado em ambientes de microrredes, o que implicará na criação de novos modelos de negócio a serem aplicados nos mercados locais. Através desses inovadores conceitos, aproxima-se a possibilidade de grande parte dos consumidores participem ativamente do sistema, ao disponibilizarem sua energia produzida para venda, tornando-se *prosumers* [36].

A seguir são apresentados conceitos relevantes para implementação e estudos em mercados locais de energia, nomeadamente o conceito de *Smart Grid*, de agregador e de flexibilidade de carga.

2.3.1. SMART GRIDS

De acordo com a Comissão Europeia, [37], *Smart Grid* é definida como “uma rede de eletricidade que pode integrar de forma econômica o comportamento e as ações de todos os usuários conectados a ela - geradores, consumidores e aqueles que fazem as duas coisas - a

⁶ Em mercados de eletricidade, apresenta um cenário em que todos os pontos do sistema de energia distribuída têm igual responsabilidade e desempenham um papel ativo na produção e consumo de eletricidade [10].

fim de garantir um sistema de energia economicamente eficiente e sustentável, com baixas perdas e altos níveis de qualidade e segurança.”

Esse conceito é uma tendência promissora e visto como o futuro da rede elétrica. Tendo em vista, principalmente, que poderá trazer solução para algumas questões energéticas relevantes como sustentabilidade, integração consistente de fontes de energia renováveis e maior eficiência.

As tecnologias presentes no uso de *smart grids* proporcionam maior controle e transparência nas redes de distribuição, através de recursos que permitem o compartilhamento de informações imediato. Através do desenvolvimento dessas estruturas, ocorre o crescimento de oportunidades para que mercados locais se estabeleçam, trazendo benefícios para seus usuários e, conseqüentemente, para todo o sistema elétrico.

2.3.2. AGREGADOR

Por se tratar de um conceito que possui funções e atividades diversas, as definições de agregadores não são padronizadas, depende-se muito da regulação que os define. Entretanto, de acordo com [38], "um agregador é um participante do mercado que atua como um intermediário entre mercados e consumidores para facilitar a participação individual do consumidor em resposta a demanda e maximizar o potencial de flexibilidade local, reunindo, ou agregando, uma massa crítica, e heterogênea, de flexibilidade de oferta e demanda por parte dos consumidores. As responsabilidades de um agregador incluem obtenção, contratação e ajuste de consumidores, negociação em mercados, gerenciamento e cumprimento de requisitos de balanceamento, se necessário. "

Na definição apresentada descreve-se que o agregador atua como um intermediário entre o mercado e os consumidores. No entanto existem também agregadores de produção, denominados recorrentemente como usina virtual (VPP)⁷; e mesmo agregadores que agregam tanto consumidores como produtores, como outros recursos energéticos [39].

⁷ *Virtual Power Plants.*

Os agregadores geralmente podem ser categorizados nas três categorias principais de acordo com o serviço que praticam [38]:

- Agregador de produção: agrupar números de pequenos geradores para gerar economias de escala no acesso aos mercados, por exemplo, VPP.
- Agregador de Demanda: intermediação entre pequenos consumidores e outros participantes (por exemplo, retalhistas ou empresas de distribuição) no sistema, alguns desses consumidores podem ter capacidade de armazenamento e/ou produção.
- Agregador Comercial: responsável pelo equilíbrio entre o fornecedor e comprador da eletricidade gerada localmente, ou seja, agrega, além da demanda, a produção, realizando o balanço entre ambas.

O agregador em um mercado local visa a tomada de decisão e a supervisão do mesmo, atuando em benefício da comunidade de energia local como um grupo e não como cada participante individualmente. Outra atribuição relevante que pode ser desempenhada em mercados locais é o de agregar pequenos *prosumers* para que esses possam participar do mercado de energia, já que, atualmente, é necessário satisfazer uma quantidade mínima de ofertas; e, também, ao considerar que a flexibilidade de carga obtida localmente é em pequenas quantidades, é necessário o uso da agregação, para que o volume adicionado passe a ser suficiente e faça diferença no sistema.

2.3.3. FLEXIBILIDADE

De acordo com [40], a flexibilidade é definida do seguinte modo: “A nível individual, a flexibilidade é a modificação dos padrões de injeção e/ou consumo de geração em reação a um sinal externo (preço ou ativação) com o intuito de fornecer um serviço dentro do sistema de energia. Os parâmetros usados para caracterizar a flexibilidade incluem: a quantidade de modulação de potência, a duração, a taxa de mudança, o tempo de resposta, a localização etc. [...] A flexibilidade pode ser fornecida tanto pela oferta quanto pela demanda em grande escala, por exemplo, por usinas de ciclo combinado, consumidores industriais e comerciais, agregação de carga doméstica menor, geração distribuída e armazenamento de energia.”

É fundamental para a operação da rede elétrica que o balanço entre a oferta e a demanda seja garantido em todos os momentos, dada a condição básica de que o consumo de eletricidade seja instantâneo e não possa ser armazenado eficientemente, sem elevadas perdas, nos dias de hoje. Normalmente, a flexibilidade é usada para ajustar os perfis de demanda com os picos de geração renovável ou para aliviar a capacidade nas redes de distribuição.

2.3.3.1. FLEXIBILIDADE DE CARGA

A flexibilidade de carga refere-se à flexibilidade obtida no lado da demanda. Assim, esse mecanismo é considerado uma adaptação do consumo, podendo aumentar ou diminuir a carga, em determinado momento e estar dependente das condições da rede. Considerando que a flexibilidade de carga é obtida localmente e em pequenas quantidades, é necessário usar a agregação por intermédio dos agregadores, desse modo, o volume adicionado pode ser suficiente para fazer a diferença no sistema [41].

Em [42] definem-se cinco participantes envolvidos na negociação de flexibilidade: operador do sistema de distribuição (DSO)⁸, a parte responsável pelo balanço energético (BRP)⁹, TSO, *prosumers* e os agregadores. O DSO e o TSO interessam-se em adquirir flexibilidade para gerenciar o congestionamento da rede e reduzir os custos de investimento na rede. A BRP pode usar a flexibilidade com um meio de controlar suas transações, reduzir as penalidades de desvio e operar os custos. Os *prosumers* podem usar mecanismos de flexibilidade para otimizar economicamente eletricidade. Os participantes que podem ativar a flexibilidade são divididos em três grupos: participantes de mercado (incluindo clientes), TSOs e DSOs. Quando a flexibilidade é ativada por um, os outros serão afetados [43].

Segundo [10] a flexibilidade pode ter dois tipos de arranjos, relacionados a criação de mercados locais, internos e externos. Os arranjos são considerados internos quando a

⁸ *Distribution System Operator.*

⁹ *Balance Responsible Party.*

flexibilidade é obtida e estabelecida entre os participantes do mercado local. Os acordos externos referem-se a ofertas ou contratos de licitação para mercados atacadistas de eletricidade, quando os participantes podem lucrar com eles. Nesse caso, existe um agregador para possibilitar a participação do mercado atacadista, devido aos pequenos valores dos participantes.

Como, na maioria dos países, a maior parte eletricidade é produzida por grandes turbinas a vapor baseadas em combustíveis fósseis ou energia nuclear, o desafio têm sido equilibrar a oferta e a demanda, devido da entrada de fontes renováveis menos previsíveis.

Na Figura 8 é apresentada uma comparação entre o fluxo de flexibilidade em dois momentos diferentes. O "Antes" que representará o passado quando os sistemas elétricos tiveram um modelo de produção centralizado, fácil de controlar, e "no futuro", como o nome indica será o futuro dos sistemas elétricos onde todos os recursos são descentralizados.

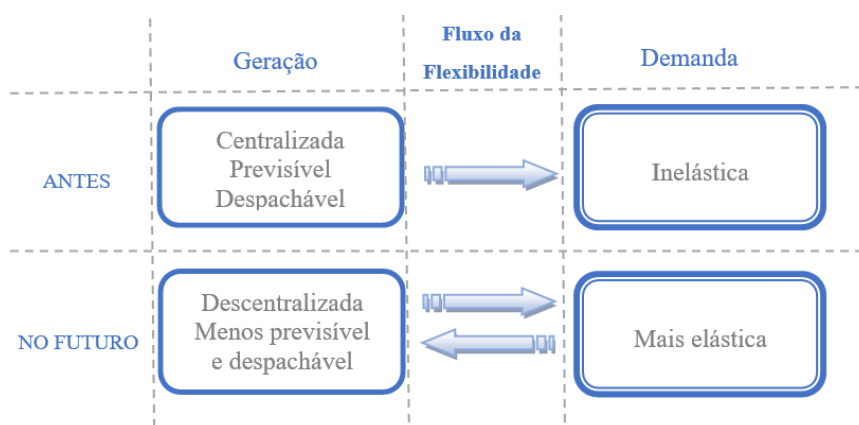


Figura 8 - Comparação de Geração, demanda e flexibilidade (Adaptado de [43])

No caso de "No Futuro", o fluxo de flexibilidade tem dois sentidos, o que indica que tanto a geração quanto a demanda podem oferecer flexibilidade ao sistema, dificultando o gerenciamento do sistema, embora se torne mais vantajoso. A demanda é considerada mais elástica porque o próprio usuário tem controle nela, podendo aumentar, ou diminuir, o consumo para atender às solicitações do sistema.

2.3.3.2. RESPOSTA DA DEMANDA

O aparecimento em massa do conceito de resposta da demanda (DR)¹⁰, pode ser encorajado pelo surgimento dos mercados locais, ambos diretamente relacionados aos usuários finais do sistema de energia elétrica. Atualmente, os serviços de DR são disponibilizados para o usuário por meio de um provedor de serviços (agregador). O agregador e o mercado local de energia possuem a mesma essência de aplicação em comunidades com distâncias espaciais relativamente pequenas. Desse modo, um mercado local pode se tornar o provedor de serviços de programas de DR [6]. Outra vantagem é que quando a aplicação de DR é em uma ou em um conjunto de comunidades, ela permite que o administrador da rede ganhe flexibilidade onde, esta, está operando.

Em [44] define-se resposta da demanda como “um mecanismo para mudar os padrões normais de consumo dos consumidores finais. Essas mudanças podem ocorrer em resposta a mudanças no preço da eletricidade ao longo do tempo ou a incentivos, pagamentos destinados a encorajar a redução do uso de eletricidade em épocas de altos preços no mercado grossista ou quando a confiabilidade do sistema é comprometida.”

O uso de DR melhora a confiabilidade do sistema e, a longo prazo, pode reduzir a demanda de pico, o que, por sua vez, pode reduzir os investimentos no reforço da rede pelo DSO, custos esses, normalmente, pagos pelos consumidores finais [45]. Com o intuito de atender as necessidades dos sistemas elétricos de energia, os programas de DR fazem uso de vários tipos de recursos: geração distribuída, capacidade de carga útil, armazenamento e outros recursos que podem contribuir para modificar a energia fornecida pela rede principal.

Os programas de DR geralmente usam mecanismos para incentivar os consumidores a reduzir seu consumo em horários de pico, mas também podem promover o contrário. Assim, quando há períodos com alta produção e baixa demanda, os programas de DR podem incentivar os consumidores a consumir. Todas essas possibilidades e aspectos

¹⁰ *Demand Response.*

podem acabar por influenciar no conforto do usuário, por isso, o utilizador pode limitar o tempo que ele pretende usar o serviço de DR [46].

Em mercados locais, a flexibilidade é usada para ajustar os perfis de demanda com os picos, ou escassez, de geração renovável, além de servir como uma alternativa ao reforço da rede quando é mais lucrativa do que o reforço tradicional da rede. Ademais, a flexibilidade da demanda em um mercado local, pode permitir a independência do mesmo a fontes externas a ele, por meio de um sistema planejado e capaz, onde o mercado seja suprido somente com a geração produzida localmente, fazendo o uso eficiente da flexibilidade [47].

2.3.4. ESTRUTURAS DE MERCADOS LOCAIS

As informações e pesquisas sobre mercados locais crescem a cada dia, e com base nos conceitos apresentados anteriormente, serão apresentadas, a seguir, formas de controlar e negociar em um mercado local. Além disso, as existentes plataformas com estruturas locais que permitem de forma prática e real o estudo e implementação dos mesmos.

2.3.4.1. MECANISMOS DE CONTROLE E NEGOCIAÇÃO

De acordo com as especificações do atual sistema de eletricidade, o primeiro passo para um projeto eficaz de mercado local de eletricidade é a definição de atributos de mercado. Os atributos devem estar diretamente relacionados às características dos participantes do mercado. O grau de concorrência, o horizonte de negociação e os intervalos de despacho devem ser levados em conta no projeto [48].

O fluxo bidirecional de energia e informações faz a conexão entre os usuários finais e a rede local (por exemplo, agregador). O acesso à informação, em tempo real, permite que o agregador atue entre os clientes e a concessionária [6]. Os *prosumers*, pertencentes à comunidade, constituem a principal contribuição para a customização do próprio mercado [10].

Após a definição dos participantes, o próximo passo é definir as regras de mercado, [49] descreve as regras de mercado como as restrições de oferta, o horizonte de negociação, os intervalos de negociação e as informações incluídas na licitação em relação à quantidade e

preço da eletricidade. O problema de otimização de mercado, restrições e algoritmo de precificação fazem parte da aceitação e determinação de preço [48]. O projeto de um mercado local dependerá das condições existentes na rede, do arranjo de cargas e da geração e da consideração de desenvolvimentos futuros [32].

Geralmente, mercados locais de energia são divididos em duas grandes categorias. Essas duas categorias, normalmente, classificam o tipo de negociação e/ou controle e podem ser centralizadas e descentralizadas [50].

- **Centralizado:** Quando um cenário de negociação de energia é configurado para ter apenas um usuário, ou controlador central, que pode ditar suas decisões para um grupo de usuários, ele será considerado uma estrutura centralizada de negociação e controle. O despacho funciona de forma onde o operador do mercado determina o despacho ótimo, recebendo informações completas sobre os custos marginais e a demanda das unidades distribuídas.

- **Descentralizado:** Define-se quando vários usuários interagem e tentam otimizar seus próprios recursos e não consideram os demais usuários e condições da rede. Assume nomes diferentes, e estruturas diferentes, sendo o mais proeminente o P2P. Para o despacho, o operador de mercado recebe um fornecimento simples de apenas alguns valores e quantidades de preços de unidades distribuídas [51].

Para a concessão de mercado local em abordagem centralizada é recomendado o uso do formato dos leilões. Os leilões exigem que as ordens de compra e venda sejam submetidas a uma ordem de bloqueio. Estas ordens são então combinadas de forma contínua ou em momentos de fechamento de mercado distintos. O uso do mecanismo de leilões no nível local tem sido usado para determinar o preço das transações locais de eletricidade [52].

O uso do agregador no mercado local visa a tomada de decisão e a supervisão que pode ser realizada de forma centralizada. Dessa forma, o agregador tem uma visão completa e completa do *status* do mercado local e pode tomar decisões para o benefício da comunidade de energia local como um grupo e não como cada participante individualmente.

Quando os mercados locais de energia são usados para flexibilidade, pode haver desvantagens em algumas situações específicas. No caso de *prosumers* com flexibilidade térmica controlada pelo agregador, isso pode trazer uma perda de conforto e resultar em um declínio na aceitação da parte do usuário final. Desta forma, maiores recompensas devem ser pagas ao *prosumer* [53].

A principal vantagem do uso de abordagens P2P (descentralizadas) é a isenção de uma entidade central, tendo em vista que agentes possuem interesses próprios e isso pode reduzir a eficácia do mercado [53].

De acordo com [54], apesar de não ser conceituado como um mercado, abordagens de resposta à demanda são consideradas abordagens centralizadas, onde o agregador (operador de DR) serve como intermediário entre geração e demanda, gerenciando a demanda para alcançar um padrão de consumo de energia necessário.

As usinas virtuais (VPPs), assim como os mercados locais, também podem ser classificados como arquiteturas descentralizadas e centralizadas. Os VPPs tipicamente são comercializados como o mercado de energia e até mesmo com outras fontes de energia distribuída. Na definição das duas categorias, o mercado local de energia é semelhante aos VPPs, pois na arquitetura centralizada existe um controlador central que tomará decisões que ditam as ações que seus participantes terão que executar. Por outro lado, a arquitetura descentralizada permite que os agregados atuem independente e autonomamente em sua tomada de decisão [55].

2.3.4.1. IMPLEMENTAÇÕES E SISTEMAS

Uma das partes fundamentais para tornar possível a implementação dos mercados locais é a capacidade do mesmo de realizar transações locais de maneira transparente e confiável. Para tanto, simulações e ensaios sobre o comércio local de energia têm sido realizados nos últimos anos. A seguir são descritas algumas plataformas abertas e estruturas usadas, atualmente, para o desenvolvimento de mercados locais.

Piclo é uma plataforma *on-line* desenvolvida no Reino Unido em 2015 [56]. Pode ser usada para comércio local de energia, *P2P*, entre *prosumers*. As funcionalidades básicas

fornece a visualização e análise de dados aos clientes que realizam a negociação. Um algoritmo correspondente é usado para garantir um equilíbrio entre geração e consumo localmente, para tanto, são utilizadas tecnologias de medição avançadas, permitindo as informações de balanço local em períodos de cada meia hora.

Vandebrom [57], desenvolvida na Holanda, é outra plataforma *on-line* para o comércio de energia local, onde os consumidores podem comprar eletricidade diretamente de produtores independentes (por exemplo, agricultores que possuem turbinas eólicas ou painéis fotovoltaicos). A plataforma, portanto, assume o papel de um fornecedor de energia com a particularidade de fornecer incentivos para os consumidores e geradores negociarem energia. *Prosumers* que injetam a energia excedente na plataforma *Vandebrom* podem utilizar a mesma para comprar energia a um preço menor em relação a outros fornecedores.

A *sonnenCommunity* é afiliada da *sonnenBatterie* (uma fabricante de baterias de armazenamento Alemã) que compartilha a energia autoproduzida com outros membros da comunidade [58]. A ideia por trás da *sonnenCommunity* é usar um leilão virtual de energia com baterias, onde a geração de energia fotovoltaica pode ser armazenada e compartilhada entre os membros, aproveitando as diferenças de geração renovável de diversos locais. A ideia é semelhante à *Piclo* e *Vandebrom*, entretanto, com ênfase especial em tecnologias de armazenamento. Uma abordagem centralizada é usada para monitorar e controlar a capacidade de geração e armazenamento dos membros, garantindo o equilíbrio entre oferta e demanda. Este programa está disponível na Alemanha, Áustria, Suíça e Itália, e os benefícios para os membros incluem dez anos de garantia em *sonnenBatteries*, energia com preços atrativos, atualizações de *software* para todas as funções existentes, atualizações de previsão de tempo e otimização de uso de energia. Manutenção e monitoramento remotos, bem como controle de uso inteligente, também são fornecidos.

O *Universal Smart Energy Framework* (USEF), desenvolvido pela Fundação USEF, tem como objetivo fornecer um *standard* comum no qual produtos e serviços de energia inteligentes podem ser criados [7]. Particularmente, a USEF tem como objetivo desinibir o valor da flexibilidade, definindo as estruturas de mercado, regras e ferramentas necessárias para tornar possível a negociação de flexibilidade como uma mercadoria. Nessa estrutura agregador é posicionado num papel central do mercado de flexibilidade e têm como meta

acumular a flexibilidade obtida de programas de DR em diferentes níveis da demanda de energia (isto é, industrial, comercial e residencial) e oferecer essa flexibilidade como um produto confiável para consumidores com diferentes papéis no sistema. Além disso, o USEF se encaixa nos modelos atuais do mercado de energia e pode ser usado para ampliar os processos existentes e propor novos modelos de negócios. As informações referentes a essa estrutura podem ser acessadas por qualquer pessoa através da documentação fornecida pela Fundação USEF, simbolizando uma etapa inicial sólida para pesquisadores e empresas interessados na implementação do mercado local e no uso da flexibilidade como um ativo.

As iniciativas apresentadas podem servir como base para a implementação de modelos de negócios em mercados locais com o uso da flexibilidade. Essas ferramentas são apenas o início de um novo modelo de compra, venda e consumo de eletricidade.

2.4. CONCLUSÕES

Com base na análise da literatura, é evidente que os sistemas de energia elétrica estão em constante mudança, e que, por sua vez, necessita de renovações no modo de operação dos mercados de eletricidade.

O consumidor final simples virá a desempenhar um papel essencial neste novo redesenho dos mercados de eletricidade. Por muitos autores os mercados locais são ditos como “os novos mercados” de eletricidade. Esse impulso de mercados locais é consequência da grande penetração da geração distribuída, que é decorrente da redução imposta aos gases de efeito estufa. A maior parte desta distribuição distribuída é considerada variável, e sua geração depende das condições meteorológicas, como energia eólica e fotovoltaica. Embora as previsões de variáveis como demanda ou carga estejam melhorando consideravelmente, as *smart grids* criam oportunidades para reações de curto prazo por meio de informações em tempo real sobre a oferta, a demanda e a operação da rede. Assim, a estabilidade da rede e a segurança do suprimento são aumentados, enquanto interrupções no fornecimento com implicações macroeconômicas podem ser evitadas.

O funcionamento do sistema com recursos energéticos renováveis torna-se mais propício a desvios, devido à imprevisibilidade dos recursos. Assim, cresce a implementação de alternativas como o acoplamento de mercados, que permite o remanejamento da produção.

Além disso, cada vez mais, têm se reforçado a importância e a necessidade do uso da flexibilidade. Seu uso pode ser vantajoso economicamente ao consumidor, que a disponibiliza, e ao sistema que se torna mais seguro ao poder fazer ajustes na carga, auxiliando também no gerenciamento das restrições das redes de transmissão e distribuição, se planejada e aplicada em consideração as necessidades de rede em horários e locais específicos da rede.

Em resumo, as informações apresentadas ao longo desse capítulo têm crescido e tomado relevância de forma exponencial, assuntos relevantes que são tendência quando se trata de atuais e eficazes maneiras de consumir, gerar e comercializar energia elétrica.

3. SIMULAÇÃO EM SISTEMAS MULTI-AGENTE

Fontes renováveis de energia, como a eólica e a solar, variáveis e de natureza intermitente, representam novos desafios para o setor de energia e também para os mercados de eletricidade. Muitas abordagens diferentes de mercado foram experimentadas em todo o mundo e todas foram sujeitas a várias revisões. O foco principal está na adaptação dos mercados de eletricidade para fornecer os resultados pretendidos de eficiência econômica e confiabilidade sob a crescente, e necessária, participação de fontes de energia renováveis [59].

Essa adaptação de mercado vem ocorrendo a nível mundial e os principais líderes da União Europeia (UE) têm priorizado uma reforma na produção, consumo e transação de energia elétrica, além disso, ocorre uma procura de soluções que possibilitem a formação de um mercado energético unificado europeu [18].

Para todas essas renovações há uma série de iniciativas e pesquisas em realização como o, anteriormente citado, projeto PCR. A seguir serão comentadas algumas das ferramentas em execução que visam facilitar o desenvolvimento de um novo modelo de mercado.

Uma das restrições existentes, para o funcionamento de um mercado completamente unificado, se encontra nas redes de transmissão [60]. O projeto *e-Highway2050* visa a criação e aplicação de uma metodologia que garanta o desenvolvimento a longo prazo da rede de transmissão da UE, assegurando a integração do mercado Pan-Europeu com transações de energia fiáveis, partindo de fontes renováveis [61].

A plataforma *CASSANDRA* (plataforma multivariada para avaliar o impacto de decisões estratégicas em sistemas de energia elétrica) visa possibilitar aos usuários testes e avaliações de cenários e como, os mesmos, afetam a operação dos sistemas elétricos de potência. Tal ferramenta atende desde pequenos até grandes consumidores [62].

O projeto *E-Price* (controle dos sistemas elétricos de potência baseado em preços) pretende facilitar o desenvolvimento de uma rede confiável e eficiente nessa crescente de fontes renováveis menos previsíveis. Para isso, retrata a questão dos erros na previsão de produção e demanda, tão qual seus impactos nos serviços de sistema e na capacidade de reserva.

Conforme apresentado em [18], essas iniciativas e algumas outras buscam soluções direcionadas a operação e regulação do mercado o que é de suma importância, porém são escassos os projetos que consideram o apoio a decisão dos participantes de mercado e o impacto da interação desses com as outras entidades. Tal apoio a decisão é fundamental, uma vez que, com a constante mudança nos mercados de eletricidade o processo de tomada de decisão, para todos os participantes, é complexo. Os operadores e os reguladores precisam prever a evolução do mercado e experimentar e testar novas regras e mecanismos de mercado. Os agentes do mercado precisam entender como e quando participar de cada mercado.

Devido à necessidade crescente da participação dos agentes de mercados na tomada de decisão, vários simuladores do mercado de eletricidade foram desenvolvidos. Alguns deles serão detalhados na próxima seção.

3.1. SISTEMAS MULTI-AGENTE

A tecnologia multi-agente está sendo usada cada vez mais para representar, modelar e simular ambientes complexos e dinâmicos [63]. Cada agente pode representar uma

entidade física ou virtual agindo de acordo com sua percepção do ambiente, perfil de comportamento e objetivos. A autonomia, a percepção das ações dos outros participantes e o uso de algoritmos de inteligência artificial são as características mais importantes de cada agente. Essas características tornam as plataformas de simulação multi-agente muito mais complexas do que as ferramentas de simulação padrão.

A possibilidade de representar entidades diferentes com agentes de *software* independentes, possuindo seus próprios comportamentos e objetivos particulares; e a oportunidade de ampliar facilmente os modelos representados, são algumas das principais razões pelas quais a tecnologia multi-agente é amplamente escolhida como a melhor opção para o desenvolvimento de ferramentas complexas de simulação para ambientes em constante evolução, como os mercados de eletricidade [64].

Sistemas multi-agentes (MAS)¹¹ são sistemas computacionais compostos de agentes autônomos que interagem para resolver problemas além das capacidades individuais de cada agente [65]. São considerados sistemas dinâmicos, uma vez que o ambiente pode mudar com a interação de um agente. Ao comparar com sistemas de um único agente, os MAS apresentam maior confiabilidade e robustez, devido a capacidade de modulação, adaptação, simultaneidade, paralelismo e dinamismo [66]. O objetivo é dividir problemas complexos em subtarefas mais simples e distribuí-los entre entidades individuais, permitindo repartir a inteligência dos sistemas em vários componentes, em vez de se concentrar em um único ponto [67].

As principais vantagens do uso de métodos multi-agentes em sistemas de energia, discutidas em [68], estão principalmente relacionadas com a acomodação em larga escala de fontes de energia renováveis. Enfatiza-se o uso de uma estrutura distribuída, devido à constituição das fontes de energia renováveis e a necessidade de decisões e informações locais. A flexibilidade é outro ativo essencial, uma vez que o MAS pode facilmente acomodar novos agentes e excluir agentes sem comprometer o sistema simulado. Isto está intimamente relacionado com a resiliência do sistema, uma vez que uma abordagem

¹¹ *Multi-Agent Systems.*

distribuída geralmente tem uma melhor resposta às mudanças e falhas na rede, ajudando assim a melhorar a sua estabilidade e eficiência [69].

São utilizados três tipos de abordagens principais para simulação de *smart grids* e microrredes empregando MAS; em [70] são identificados como, centralizado, distribuído e hierárquico.

- Centralizado: refere-se à união de agentes homogêneos que são gerenciados por agentes centralizados de controle e gerenciamento. Em [71], esses dois tipos de agentes são denominados reativos e cognitivos, respectivamente. Os agentes reativos respondem apenas a solicitações referentes a suas ações padrão e os agentes cognitivos incorporam recursos avançados de gerenciamento e/ou controle.

- Distribuído: cada agente possui o conhecimento sobre sua parcela do sistema e interage para coordenar e gerenciar as operações de maneira distribuída, bem como para cooperar e compartilhar serviços que sejam relevantes para cada agente [18].

- Hierárquico: nesse modelo considera-se a autoridade de alguns agentes sobre outros. Essa abordagem requer que haja uma classificação para cada agente individual de acordo com suas características, o que facilita a definição dos papéis dos agentes e também melhora a escalabilidade e a robustez do controle em tempo real [72]. Os modelos de simulação baseados em abordagem hierárquica variam entre autores, um deles, apresentado em [73], possui dois níveis e possui o intuito de permitir o controle de microrredes. O nível superior possui o controlador central, que coordena e gerencia as informações da rede. A camada inferior inclui controladores de microgeração e controladores de carga, que executam seu controle e gerenciamento localmente.

A reestruturação do sistema transformou os mercados de eletricidade em uma área atraente para desenvolvedores de ferramentas de *software*, onde técnicas de simulação e inteligência artificial tornam-se essenciais nesse contexto [64].

Simuladores realistas do mercado de eletricidade, capazes de fornecer cenários baseados em dados reais, são um enorme ativo para o estudo dos mercados de eletricidade. Operadores de mercado e reguladores são capazes de experimentar e testar novas regras e mecanismos de mercado, que não poderiam ser testados diretamente na realidade devido

ao impacto que tais experimentos poderiam ter para a população global e obter informações valiosas sobre as consequências de tais mudanças, no que afeta o próprio mercado e também de que maneira ele influencia os seus participantes [64].

A utilização de simuladores baseados em agentes múltiplos é particularmente adequada para analisar sistemas dinâmicos e adaptáveis com interações complexas entre seus constituintes. Nesse âmbito, há alguns que se destacam no mercado, cada um com sua particularidade, e serão retratados na seção a seguir.

3.1.1. SIMULADORES MULTI-AGENTE

O SEPIA (*Simulator for Electric Power Industry Agents*) é baseado em uma arquitetura *Plug and Play*, ou seja, de fácil utilização, oferecendo a possibilidade de utilizar diversas unidades de processamento para realizar simulações, distribuindo simulações através de diversas máquinas dentro de uma rede. As interações e comportamentos de todos os participantes de uma simulação podem ser acompanhados e estudados no SEPIA [74].

O EMCAS (*Electricity Market Complex Adaptive System*) faz uso de uma abordagem baseada em agentes com estratégias adaptativas e focadas em aprendizagem. Isso faz com que o EMCAS permita a realização de simulações para horizontes de tempo que atingem várias décadas e utilize características específicas de mercados reestruturados [75].

O SREMS (*Short-Medium run Electricity Market Simulator*) é especialmente dedicado ao mercado italiano da eletricidade. O SREMS utiliza um algoritmo de análise de cenários baseado em teoria dos jogos, com o objetivo de calcular as melhores ofertas por hora de negociação dos jogadores [76].

O AMES (*Agent-based Modelling of Electricity Systems*) baseia-se modelos de mercados da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), dos Estados Unidos da América. As decisões das ofertas dos geradores no mercado de eletricidade são sustentadas por algoritmos de aprendizagem com reforço estocástico [77].

O GAPEX (*Genoa Artificial Power Exchange*) é capaz de reproduzir os procedimentos de compensação de mercado dos mais importantes PXs europeus. Essa estrutura baseada em agentes é altamente direcionada ao estudo das transações entre as entidades negociadoras do mercado de eletricidade [78].

O simulador MASCEM (*Multi-Agent System for Competitive Electricity Markets*) também, utiliza MAS e possui grande relevância nesse contexto [79]. O MASCEM é também uma excelente opção para o âmbito de mercados locais de energia. Por esta razão, e por ter sido desenvolvido pelo grupo de investigação GECAD/ISEP, o que permite um mais fácil acesso e suporte à sua utilização, este é o simulador escolhido para a execução dos estudos no âmbito do presente trabalho. O sistema de simulação MASCEM, é, portanto, alvo de uma descrição mais detalhada na próxima seção.

3.2. MASCEM

O sistema multi-agente para mercados de energia competitivos, MASCEM, é um simulador de mercado de eletricidade, desenvolvido pelo GECAD (unidade de investigação instalada no Instituto Superior de Engenharia do Politécnico do Porto). Sua finalidade é facilitar o estudo dos mercados de eletricidade reestruturados e complexos. Os agentes apresentados no MASCEM representam vários participantes do mercado elétrico, tais como: compradores, vendedores (geradores), VPP (agregadores), o operador de mercado e o operador do sistema. O usuário define o tipo de mercado a ser simulado, o número de agentes e estratégias para cada tipo de agente, com recursos próprios de apoio à decisão, garantindo-lhes vantagem competitiva no mercado [80].

O MASCEM foi desenvolvido como um simulador baseado em múltiplos agentes, portanto, os participantes do mercado são entidades complexas e independentes com objetivos, propósitos e comportamentos distintos, tomando suas próprias decisões pela interação entre si.

A introdução do MASCEM à comunidade científica deu-se em 2003 [21] e, desde que o MASCEM foi inicialmente apresentado, muitas mudanças ocorreram no âmbito dos mercados de eletricidade. O aumento da competitividade trazido pelo processo de reestruturação, juntamente com a crescente necessidade de acomodar a geração distribuída em larga escala a partir de fontes renováveis, os projetos para a unificação dos mercados regionais, a necessidade de uma participação mais ativa do lado do consumidor e a introdução de novos conceitos, como *smart grids* e VPP, trazem uma necessidade exponencial de recursos de simulação e apoio à decisão que não podem ser facilmente atendidos com modelos e arquiteturas desatualizados.

Por essa razão, uma reestruturação completa do sistema ocorreu nos últimos anos, como apresentado em [64], incluindo a definição do modelo multi-agente. A reconstrução do MASCEM trouxe o uso de ontologias que facilitam a comunicação dos participantes, fornecendo os meios para uma cooperação mais acessível com os agentes externos que complementam as capacidades de simulação do MASCEM. Exemplos importantes são o AiD-EM (*Adaptive Decision Support for Electricity Markets Negotiations*) [81], que fornece capacidades de apoio à decisão para os participantes de negociação no mercado, e incorpora outros sistemas de apoio à decisão específicos, como por exemplo o ALBidS (*Adaptive Learning strategic Bidding System*) [82]; e MASGrIP (*Multi-Agent Smart Grid Platform*) [83], uma plataforma multi-agente que suporta a simulação de microrredes e *smart grids*.

Essa colaboração entre os diferentes MAS fornece meios para alcançar estudos de simulação mais complexos e avançados, conforme a Figura 9, onde o ambiente de simulação central fornecido pelo MASCEM pode ser estendido pela integração de simuladores multi-agentes complementares, como o MASGrIP.

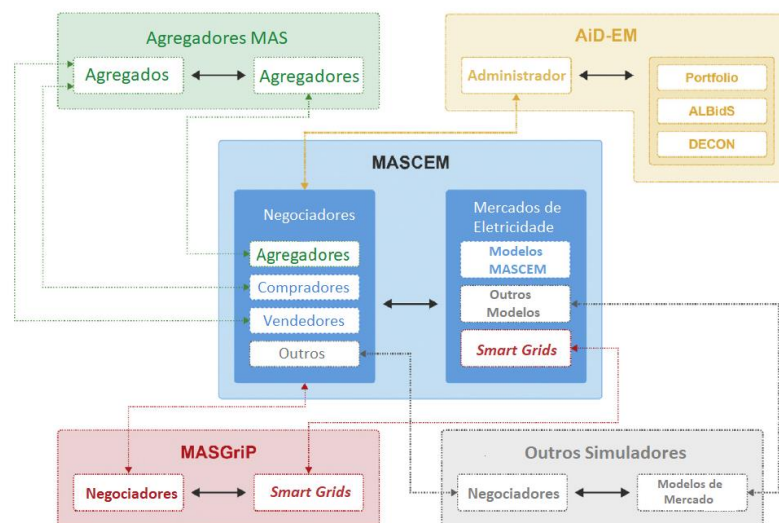


Figura 9 – Colaboração entre Sistemas Multi-Agente (Adaptado de [84])

Um dos resultados mais importantes obtidos na reestruturação do MASCEM é o cumprimento dos padrões do FIPA (*Foundation for Intelligent Physical Agents*) [85], que se dedica a desenvolver e promover especificações abertas que suportam a interoperabilidade entre agentes e aplicações baseadas em agente, para tanto, o FIPA

propõe a Linguagem de Comunicação do Agente (ACL)¹² como um padrão para comunicações entre agentes.

Ao lidar com os padrões do FIPA, ocorreu a implementação da coletividade de agentes do MASCEM no JADE (*Java Agent DEvelopment Framework*) [86], uma estrutura de desenvolvimento que simplifica a implementação de MAS e suporta as principais especificações do FIPA. Desta forma, o MASCEM é capaz de interagir com outros MAS usando uma linguagem padrão.

A separação das diferentes comunidades de agentes e o desenvolvimento do MASGrIP, potencializaram uma enorme redução e simplificação do modelo multi-agente do MASCEM. Com isso, permite-se a aplicação do MASCEM no mercado atacadista de agregadores que representam *smart grids* e também em transações entre participantes de menor escala, como *prosumers* [64].

A atual versão do MASCEM inclui apenas cinco tipos diferentes de agentes, além dos fornecidos pelo JADE, para controlar as interfaces do usuário e para gerenciar as comunicações, bem como os facilitadores da versão anterior. Os cinco tipos de agentes são:

- Agente Principal: permite a interação do usuário com o sistema. É responsável por iniciar as entidades de mercado a partir do arquivo de entrada ou interface do usuário; converte os dados de entrada para enviá-los aos respectivos participantes e operadores; distribui os vários agentes pelas máquinas disponíveis para a simulação, considerando as características e as necessidades de processamento dos agentes; e desativa adequadamente os agentes quando o usuário decide encerrar o aplicativo;
- Agente MIB¹³: responsável por ler a base de informações de gerenciamento de cada máquina, criar um relatório e enviá-lo ao Agente Principal para que ele possa decidir quais agentes serão movidos para cada qual.

¹² *Agent Communication Language*.

- **Operador de Mercado:** regula as negociações do *Pool* validando e analisando as ofertas dos participantes, dependendo do tipo de negociação, e determina o preço de mercado, as ofertas aceitas e recusadas, e o despacho econômico que será enviado ao operador do sistema;
- **Operador do sistema (ISO)**¹⁴ : examina a viabilidade técnica do ponto de vista do sistema de energia e resolve os problemas de congestionamento que possam surgir. É responsável pela segurança do sistema e por garantir que todas as condições sejam atendidas no sistema;
- Os agentes compradores, vendedores ou agregadores, são todos do mesmo grupo: agente de mercado. Podendo também representar produtores de eletricidade ou outras entidades capazes de vender energia no mercado, ou mesmo agregações de várias entidades. São apenas tipos de agentes de mercado, conforme a Figura 10.

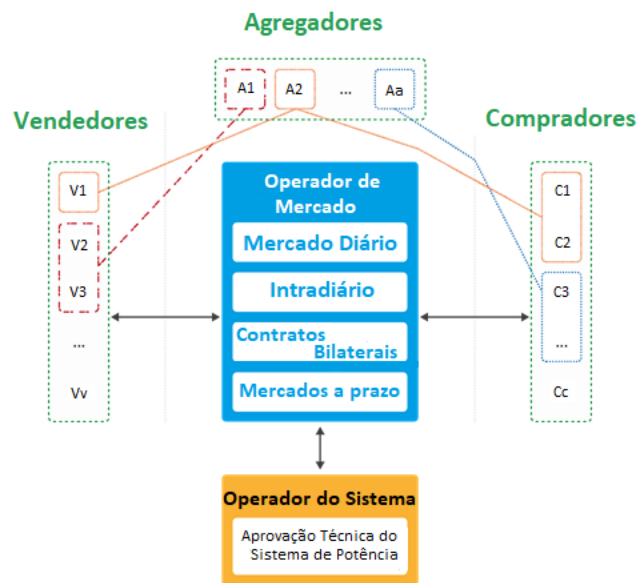


Figura 10 – Modelo Multi-agente MASCEM (Adaptado de [84])

¹³ *Management Information Base.*

¹⁴ *Independent System Operator.*

Em relação aos modelos de mercado, o MASCEM permite a simulação de vários tipos de mercado: *Pool* diário (assimétrico ou simétrico, com ou sem condições complexas), contratos bilaterais, mercado intradiário, mercados a prazo e serviços de sistema. Simulações híbridas também são permitidas selecionando uma combinação dos modelos de mercado mencionados.

Na próxima seção é apresentado o sistema AiD-EM, que possibilita aos agentes do MASCEM o uso de apoio à decisão estratégico para as suas negociações em mercado [81].

3.2.1. APOIO À DECISÃO

Com a crescente criação de simuladores e métodos que permitem o estudo de variados mecanismos de mercado, têm se tornado necessária a discussão e criação de ferramentas de apoio a decisão. Isso motivou o desenvolvimento do AiD-EM, que possui objetivo de fornecer soluções para os participantes do mercado de eletricidade alcançarem os melhores resultados possíveis de cada contexto de mercado [81].

O AiD-EM é um sistema aprimorado de suporte à decisão baseado em agentes múltiplos desenvolvido no JADE. O AiD-EM inclui uma metodologia de Otimização de Portfólio, que decide em quais oportunidades de mercado os participantes do mercado devem negociar em cada momento. O processo real de negociação em cada mercado é apoiado por sistemas específicos de apoio à decisão, direcionados a diferentes tipos de negociação.

A participação em mercados baseados em leilões é apoiada pelo ALBidS [82], que inclui um grande número de estratégias distintas de participação no mercado e aprende quais devem ser usadas em cada contexto para fornecer a melhor resposta esperada.

As negociações por meio de contratos bilaterais são atendidas pelo sistema DECON (*Decision Support for Energy Contracts Negotiation*), que inclui metodologias para analisar os perfis de negociação dos concorrentes, possibilitando a adaptação das estratégias de negociação adotadas.

Todas as metodologias são suportadas por uma metodologia de análise de contexto, que permite analisar e identificar diferentes contextos de negociação, permitindo assim uma adaptação contextual dos diversos processos de aprendizagem.

O sistema AiD-EM inclui o agente gerenciador AiD-EM, conforme ilustrado na Figura 11, que atua como a entidade central do sistema, fornecendo a conexão com o simulador de mercado de eletricidade MASCEM. O gerenciador AiD-EM executa uma Otimização de Portfólio, que define a quantidade de energia que o participante deve comprar ou vender em cada oportunidade de mercado disponível a cada vez e de acordo com cada contexto. O agente AiD-EM também otimiza o desempenho do sistema, executando o mecanismo de gerenciamento de equilíbrio eficiência e eficácia (2E)¹⁵, que define a quantidade de tempo que cada um dos sistemas de suporte à decisão podem ser utilizados em sua execução, dependendo da finalidade de cada simulação e das necessidades do usuário em relação ao equilíbrio esperado entre a qualidade dos resultados alcançados e o tempo de execução da simulação [81].

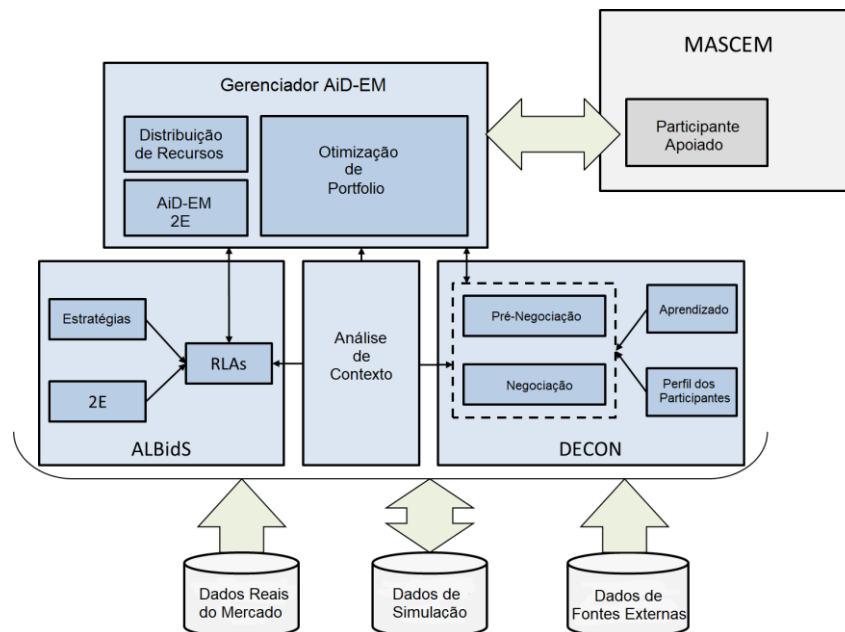


Figura 11 - Modelo AiD-EM (Adaptado de [81])

As abordagens utilizadas para o apoio à decisão vão desde a teoria dos jogos, até a combinação de diferentes algoritmos usando o conceito de *metalearning*, entre muitos outros. A abordagem escolhida como ação real dos participantes é selecionada pelo uso de

¹⁵ *Efficiency/Effectiveness.*

algoritmos de aprendizagem por reforço (RLA)¹⁶, que para cada situação diferente, circunstâncias de simulação e contexto, decidem qual ação proposta é a que tem maior possibilidade de alcançar o maior sucesso [81].

O uso do mecanismo de análise de contextos considera vários fatores relevantes que influenciam o ambiente de negociação, permitindo assim que as estratégias de participação de mercado sejam adaptadas e usadas de acordo com cada contexto de negociação diferente.

3.3. SIMULAÇÃO EM MERCADOS LOCAIS

Como a maioria das simulações em mercados locais são realizadas através de adaptações em ferramentas já existentes de mercados de energia elétrica no geral, ainda não é comum simuladores específicos para mercados locais. Serão apresentadas nessa seção algumas simulações realizadas, seus modelos e ferramentas empregadas.

Em [87] é apresentado que para criação de modelos nos mercados de energia locais existem três categorias de modelagem: teoria dos jogos, baseada em agentes e casos de estudo. A primeira, utiliza a teoria dos jogos para modelar, analisar e avaliar o comportamento dos mercados locais de acordo com fatores internos e externos ao mesmo, procurando, principalmente, encontrar o equilíbrio de mercado. O modelo baseado em agentes constrói um modelo baseado no comportamento de agentes únicos e agregados, para isso, é produzida uma simulação, que analisa o comportamento dos agentes e do mercado. A terceira abordagem, casos de estudo, não é estritamente uma modelagem, mas uma implementação de mercados de locais, onde o mercado não é apenas simulado, mas sim implementado sob condições realistas.

Em [87] é realizada uma simulação baseada em agentes de DR em mercados locais, composta por 100 residências, incluindo unidades de geração combinada e fotovoltaica.

¹⁶ *Reinforcement Learning Algorithms.*

Após a definição dos cenários, metodologias e estratégias do mercado local foi utilizado o *software* de simulação *AnyLogic* para obter os resultados de mercado.

Um modelo de leilão em mercados locais é testado em [88], para tanto, são montados os cenários, com 24 licitantes e as estratégias de negociação. O programa de simulação, também baseado em agentes, foi implementado no *Matlab* usando suas ferramentas de otimização para obtenção dos resultados.

Em [54] é realizada uma modelagem baseada em agentes de uma *smartgrid*, onde os clientes ativos são agentes autônomos, com perfis de carga específicos e capacidades de geração/armazenamento. Após a definição dos parâmetros, os cenários foram aplicados na plataforma de modelagem e simulação baseada em agentes *Repast Symphony* [89] para simulação e resultados.

É proposto um mecanismo de mercado local em [90], para isso é feita a análise do fluxo de potência utilizando *Distribution Network Simulation Platform* (DisNetSimPl) e dados de consumo obtidos através do *Multi-agent Simulator of Human Behavior* (SMACH).

Uma plataforma de negociação de energia P2P chamada *Elecbay* foi projetada em [91] e o comércio de energia foi simulado usando a teoria dos jogos. A simulação da licitação através da *Elecbay* pode ser usado para: demonstrar como os consumidores de energia e os *prosumers* dentro de uma microrrede realizam a negociação de energia P2P entre si; obter novos perfis de carga de consumidores e *prosumers* para quantificar como seu consumo de energia é afetado pelo comércio de energia P2P; e permitir a análise e o controle de microrredes conectadas à rede de distribuição sob o comércio de energia P2P.

O *Landau Microgrid Project* (LAMP) é um projeto de pesquisa no âmbito de mercados locais do *Karlsruhe Institute of Technology* (KIT) na Alemanha e promoveu a primeira implementação de um mercado de energia local no país. Em [92], com o intuito de demonstrar o projeto, é simulado o mercado LAMP, fazendo uso da tecnologia multi-agente são avaliados os preços de mercado e níveis de geração e consumo. Os principais objetivos do projeto são: projetar e implementar protótipos de mercados locais de energia, seguindo a regulamentação alemã; analisar o comportamento do mercado e dos agentes, bem como, a aceitação e participação de clientes de energia residencial para participar de

um mercado local; avaliar a autonomia alcançada, comparar os preços de eletricidade local simulados e reais com as tarifas existentes.

Em [93] um MAS é utilizado para simulação da operação em tempo real de uma microrrede. Após a formulação do problema e montagem dos cenários foi utilizado o *Real Time Digital Power System Simulator* (RTDS), que assim como o MASCEM, foi implementado no JADE, utilizando os padrões FIPA [94].

É apresentada em [95] uma estrutura otimizada para gerenciamento de energia para em uma rede cooperativa de microrredes heterogêneas, onde ocorre transação de energia entre as microrredes conectadas entre si, com o intuito de atender as variações de produção e demanda de energia. Para isso é feito uso do método de simulação de Monte Carlo gerando 2000 cenários com igual probabilidade para representar as incertezas da velocidade do vento, da irradiância solar e da carga total do sistema. O *software General Algebraic Modeling System/Scenario Reduction* (GAMS/SCENRED) é usado para reduzir o número de cenários e resolver o problema de otimização.

Um sistema de gerenciamento de energia baseado em agentes é proposto em [96], com o intuito de facilitar o comércio de energia entre microrredes com resposta à demanda e armazenamento distribuído. O *Demand Response and Distributed Storage* (DRaDS) foi desenvolvido usando o JADE, e seu gerenciamento de energia baseado em MAS é eficaz na redução do pico e no custo benefício do sistema para clientes.

3.4. CONCLUSÕES

O uso de simulações para testar e ensaiar mecanismos e estratégias de transação de energia têm sido cada vez mais necessário. Com a reestruturação do mercado e o uso crescente de fontes de geração renovável, a mudança dos padrões é estimulada e para ser feita de forma segura e eficiente, testes são imprescindíveis.

Como foi demonstrado no capítulo 2, com as mudanças decorrentes do sistema da eletricidade, o número de entidades participantes do mesmo vem aumentando consideravelmente. Por isso, a tecnologia multi-agente, apresentada no capítulo 3, está sendo usada cada vez mais para simulações em mercados de energia elétrica.

Visto que o sistema está sofrendo alterações constantes, nas simulações é necessária a possibilidade de representar entidades diferentes com agentes, possuindo seus próprios comportamentos e objetivos particulares; e a oportunidade de ampliar facilmente os modelos representados, são algumas das principais razões pelas quais a tecnologia multi-agente é amplamente escolhida como a melhor opção para o desenvolvimento de ferramentas complexas de simulação, como foi apresentado na seção 3.3., onde a maioria das simulações realizadas em mercados locais é feita com o uso de MAS.

Um MAS pode facilmente acomodar novos agentes e excluir agentes sem comprometer o sistema simulado, ou seja, é um sistema resiliente que através de suas respostas ajuda a melhorar a estabilidade e eficiência do sistema. Com isso, é possível a acomodação em larga escala de fontes de energia renováveis, fazendo o uso de uma estrutura distribuída e da flexibilidade.

O MASCEM é um simulador multi-agente otimizado, que é capaz de interagir e cooperar com outros MAS através do uso de conceitos que gerenciam as comunicações dos agentes. Além disso, permite a simulação de vários tipos de mercado, dentre todos os outros recursos que o simulador fornece, que possibilitam meios para alcançar estudos de simulação mais complexos e avançados.

4. CASOS DE ESTUDO

Com o intuito de aprofundar os estudos em mercados locais integrados com flexibilidade de carga, foram efetuadas simulações nesse âmbito. Para tanto, foi utilizado o simulador MASCEM, com dados de um mercado local virtual, criado pelo GECAD, baseado na cidade de Vila Real, localizada em Portugal [97].

A seguir serão detalhadas as especificações do mercado local utilizado e, nas seções subsequentes, os casos de estudos.

4.1. MERCADO LOCAL DE VILA REAL 2050

Atualmente mercados locais não são praticados em Portugal, e não é esperado que seja realidade nos próximos anos, para tanto, foi estudada a viabilidade e o impacto desses mercados num cenário futuro e utilizados os dados de projeção para 2050, onde será maior a penetração de energia renovável, o uso de veículos elétricos e armazenamento de carga.

Essa rede possui 233 barramentos, conforme a Figura 12, e foi desenvolvida com base nas metas de evolução do sistema, pela Comissão Europeia, para o ano de 2050, tal como descrito em [98].

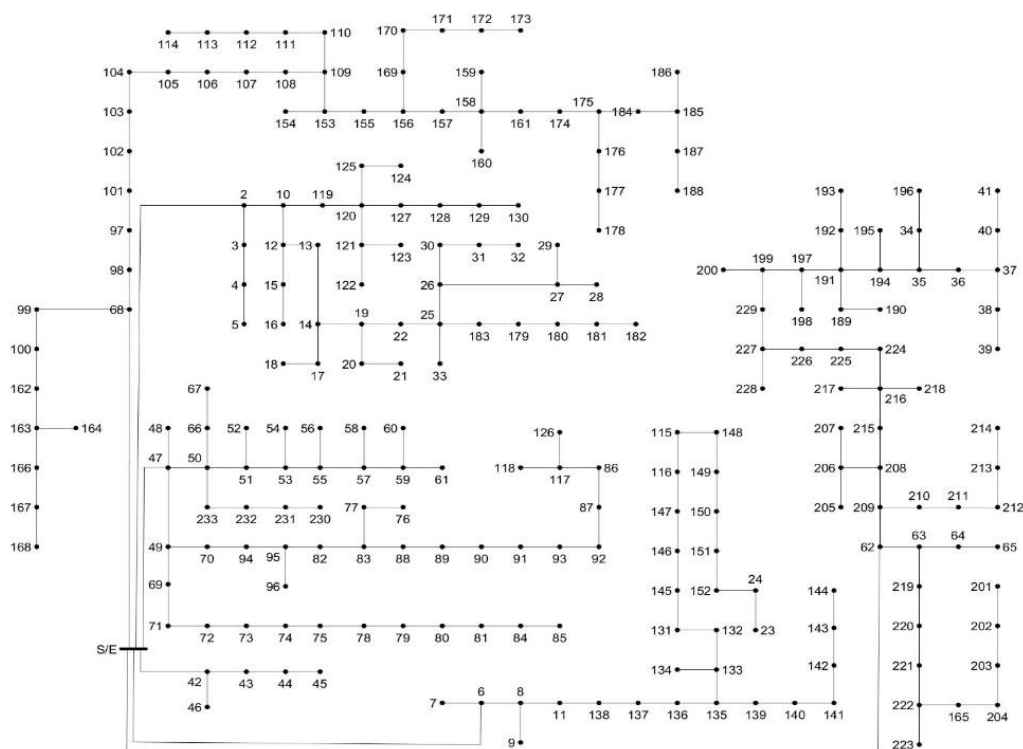


Figura 12 - Rede de Vila Real, utilizada para simular o Mercado Local [97]

A Tabela 1 demonstra as previsões para o caso de Vila Real, segundo a projeção Comissão Europeia para Portugal [98].

Tabela 1 - Projeções de Consumo e Produção Vila Real

	2020	2030	2050
TOTAL DE POTÊNCIA ATIVA INSTALADA (MW)	19,01	22,962	29,365
CONSUMO TOTAL DE PICO (MW)	13,70	15,40	17,77
AUMENTO DO CONSUMO	4,10%	11,86%	29,00%
PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO RENOVÁVEL	48,50%	72,34%	76,78%

A Tabela 2 mostra, segundo a Comissão Europeia [98], o que se espera no aumento da utilização de geração distribuída de fontes renováveis.

Tabela 2 - Projeção da Penetração de Geração Distribuída

	2020	2030	2050
EÓLICA	44%	44%	23%
HIDROELÉTRICA	36%	25%	39%
FOTOVOLTAICA	17%	29%	34%
BIOMASSA	3%	2%	3%

Com base nessas informações sobre o futuro do sistema elétrico em Portugal, foi efetuada a construção do mercado local de Vila Real, a Tabela 3 mostra a potência instalada pelos fornecedores e quantidade de unidades geradoras de cada fonte primária.

Tabela 3 - Potência Instalada de Geração de Fontes Primárias

	POTÊNCIA INSTALADA TOTAL (MW)	QUANTIDADE
FORNECEDOR EXTERNO	9,5	1
FOTOVOLTAICA	4,815	82
EÓLICA	5,05	48
BIOMASSA	0,5	1
PCH¹⁷	5,5	1
COGERAÇÃO	4	3
TOTAL	29,365	136

O fornecedor externo de 9,5 MW é utilizado quando as fontes de geração primárias locais não são suficientes para garantir toda a demanda local.

A Tabela 4 mostra informações referentes aos consumidores do mercado local, consumidores esses que, em alguns dos casos de estudo, comercializam flexibilidade, ou seja, reduzem o próprio consumo para disponibilizar e vender essa carga no mercado local.

Tabela 4 - Características dos Consumidores do Mercado Local de Vila Real

CONSUMIDORES	POTÊNCIA ATIVA TOTAL (MW)	QUANTIDADE
PEQUENO COMÉRCIO	4,021	51
MÉDIO COMÉRCIO	3,168	26
RESIDENCIAL	1,586	47
GRANDE COMÉRCIO	4,986	19
GRANDE INDÚSTRIA	4,583	19
TOTAL	18,344	162

Os dados utilizados para simulação, tanto das unidades geradoras quanto dos consumidores, são fornecidos para cada hora de um dia, com as potências especificadas para todos os respectivos 136 produtores e 162 consumidores.

¹⁷ Pequena Central Hidroelétrica.

Os preços da oferta e demanda foram trabalhados como base nos valores do mercado diário de Portugal e Espanha (MIBEL), fornecidos pelo OMIE [99], referentes ao dia 28 de fevereiro de 2019.

Os preços base dos geradores foram determinados da seguinte forma: o fornecedor externo apresenta um preço aproximado ao preço de mercado, as fontes renováveis preço 0,00€, a cogeração metade do preço de mercado do MIBEL. Há também um fornecedor auxiliar com preço de 180,00€, para garantir a convergência das curvas de oferta e demanda.

Os preços dos consumidores foram retirados do preço de mercado do MIBEL e aplicados a uma função aleatória com acréscimos de 5% a 25% do preço, de forma a assegurar que os consumidores apresentem propostas com preços máximos de compra superiores ao preço de mercado. Além disso, um consumidor auxiliar com preço 0,00€, para garantir a convergência das curvas de oferta e demanda.

Para a cassação das ofertas entre os fornecedores e consumidores, foram utilizados os modelos *Pool* Simétrico e Assimétrico, ambos especificados anteriormente na seção 2.1.

Para os casos de estudo com a utilização do modelo simétrico os produtores transmitem suas ofertas para cada período do dia seguinte, indicado a quantidade a ser vendida e o seu preço mínimo de venda. Os consumidores, por sua vez, comunicam ordens de demanda, especificando a potência desejada para cada intervalo de tempo e o preço máximo que estão dispostos a pagar. Em casos integrados com flexibilidade, o consumidor, além de informar sua demanda, também informa a quantidade de flexibilidade (redução de consumo) que está disposto a disponibilizar e o preço mínimo a ser pago por ela. Após a apresentação das ofertas, elas são organizadas pelo operador de mercado, que cria um despacho, puramente econômico, baseado em preços.

O modelo assimétrico funciona apenas com propostas de venda, conforme descrito na seção 2.1.2. Nas simulações efetuadas no Caso de Estudo 2 esta venda corresponde à flexibilidade dos consumidores. É considerada uma flexibilidade de 30% (ou seja, é assumido que o consumo pode ser reduzido até um máximo de 30%, e essa quantidade é colocada no *Pool* Assimétrico para venda. Adicionalmente, e uma vez que a demanda no modelo assimétrico é dita completamente inelástica, é considerada uma elasticidade proporcional entre preço e quantidade, o que significa que para uma redução de consumo

de 30%, o preço é igualmente incrementado em 30%. Os dados a serem aplicados referentes a de quantidade de flexibilidade a ser disponibilizada e elasticidade foram obtidos em [72].

Nas seções seguintes são explicados os quatro casos de estudo deste trabalho, incluindo as suas respectivas especificidades e resultados.

4.2. CASO DE ESTUDO 1 – *POOL* SIMÉTRICO

Para o primeiro caso foi aplicado apenas um modelo *Pool* Simétrico, compra e venda simples, sem flexibilidade, de forma a obter uma base de funcionamento do mercado local sem a participação ativa dos consumidores.

Foram efetuadas duas simulações, uma com e outra sem o fornecedor externo de 9,5MW, com o objetivo de analisar as diferenças nos resultados de mercado quando existe a possibilidade de comprar energia além do produzido localmente, e quando apenas é possível a transação de energia local, sendo, posteriormente, o balanço entre geração e consumo garantido por qualquer outro mecanismo de mercado não local (e.g. mercado grossista diário ou intradiário, contratos bilaterais).

4.2.1. COM FORNECEDOR EXTERNO

Na Figura 13 é apresentada a comparação entre a demanda que foi solicitada pelos consumidores e a satisfeita, para cada período do dia (24 horas). A Figura 14 demonstra a geração ofertada e a transacionada de fato.

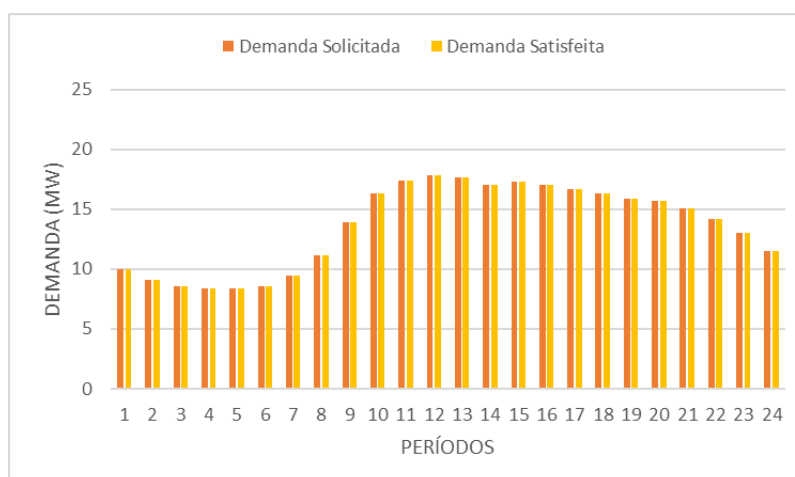


Figura 13 - Demanda - *Pool* Simétrico com Fornecedor Externo

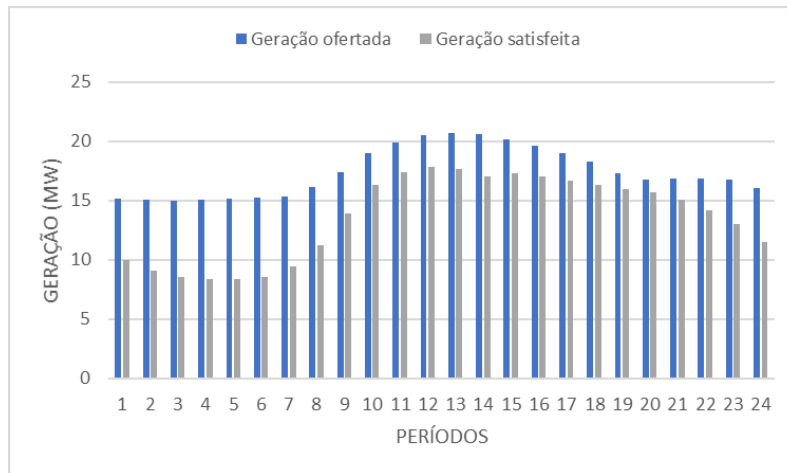


Figura 14 - Geração - *Pool* Simétrico com Fornecedor Externo

Pela análise da Figura 13 e Figura 14 é visível que, devido à participação do fornecedor externo no mercado local, toda a demanda foi suprida. Todavia, não foi necessária a utilização de toda a geração ofertada, ou seja, não foi utilizada toda a produção do fornecedor externo. No entanto, toda a geração local foi vendida.

4.2.2. SEM FORNECEDOR EXTERNO

A Figura 15 e a Figura 16 demonstram a mesma informação que o caso anterior, nomeadamente o consumo total e satisfeito; e a geração total ofertada e despachada, respetivamente. No entanto, nesta simulação o fornecedor externo não é incluído na simulação, sendo o mercado executado apenas com a participação dos *players* locais.

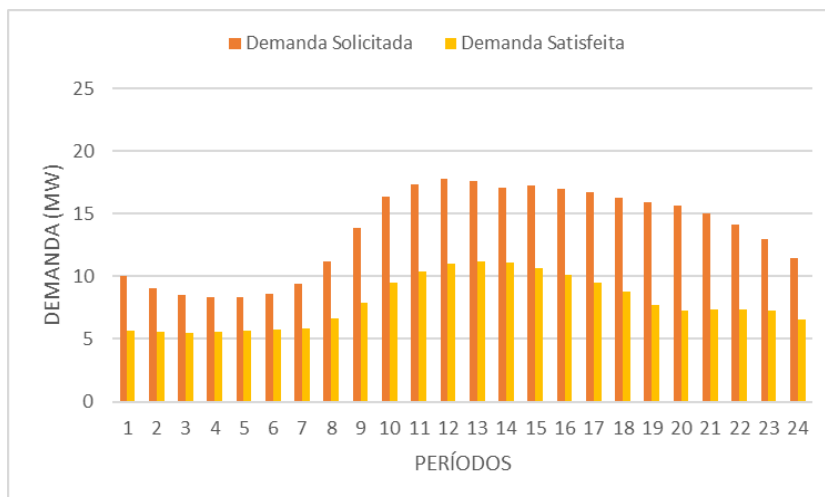


Figura 15 - Demanda - *Pool* Simétrico sem Fornecedor Externo

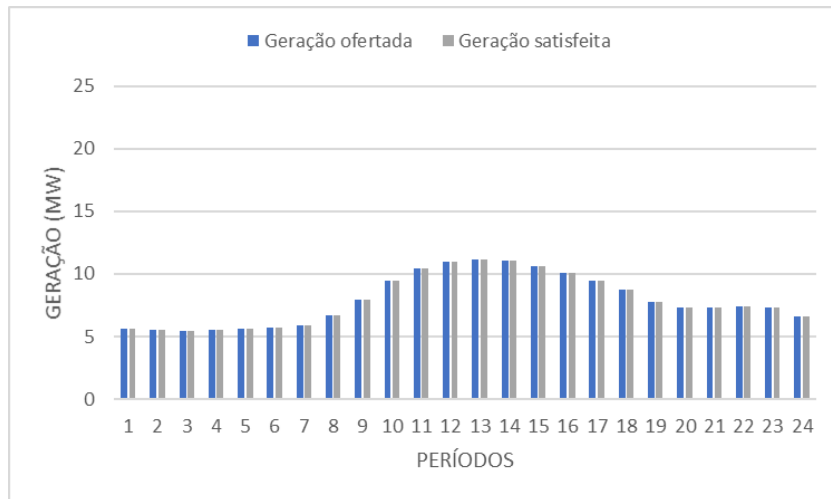


Figura 16 - Geração - *Pool* Simétrico sem Fornecedor Externo

Os resultados apresentados pela Figura 15 e Figura 16 mostram que, ao contrário do caso anterior, nesta simulação toda a geração ofertada é transacionada, correspondendo a produção local da rede considerada. No entanto, a demanda não é totalmente satisfeita, confirmando a necessidade da compra de energia exterior a este mercado.

4.2.3. CONCLUSÕES CASO DE ESTUDO 1

A Figura 17 compara o preço de mercado para as duas simulações do primeiro caso de estudo.

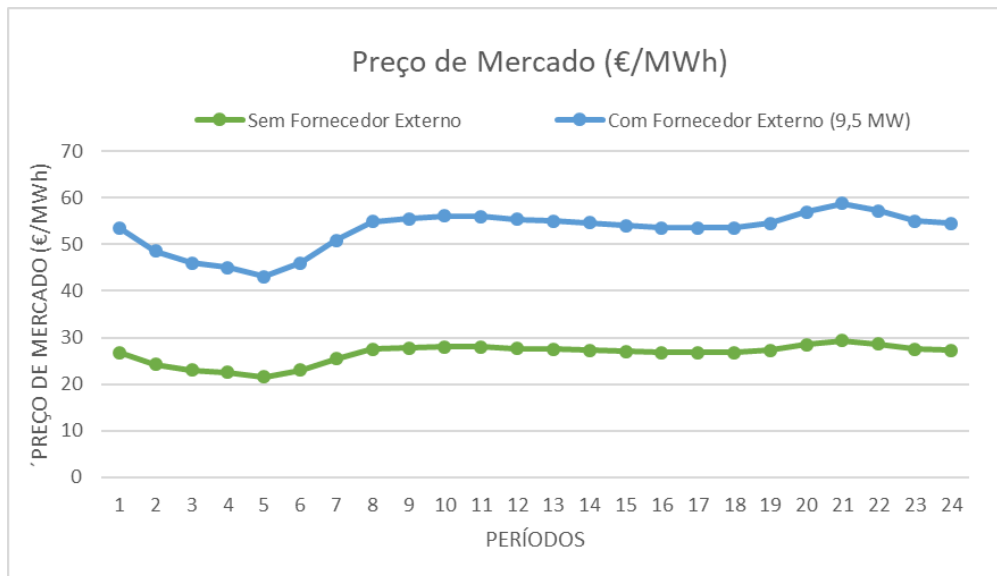


Figura 17 - Comparação entre os preços de mercado com e sem o fornecedor externo

Pelos resultados da Figura 17 pode-se concluir que, apesar de não ter sido utilizada toda a geração ofertada na primeira simulação, o custo da energia é praticamente o dobro, isso

ocorre devido ao fornecedor externo cobrar um preço mais alto pela sua energia, do que é cobrado localmente, pelas fontes primárias. Mesmo utilizando 100% da potência ofertada pelos vendedores da segunda simulação o preço é baixo, devido a quantidade de fontes renováveis com menor custo de transação.

É importante ressaltar que o preço que os consumidores estavam dispostos a pagar pela energia, em ambos os casos, era o mesmo.

Em resumo, a participação de um fornecedor externo garante a satisfação de toda a demanda local, mas a um custo superior do preço de transação obtido quando considerando transações puramente locais. Deste modo, é importante a reflexão acerca das possibilidades de negociação de energia com o exterior da rede local, de modo a garantir a aquisição da energia necessária a um preço tão baixo quanto possível.

Outra alternativa, de forma a suprir as necessidades locais sem necessidade de compra de energia ao exterior, é o uso da flexibilidade dos consumidores, e a sua integração em ambiente de mercado local, como estudado nos casos de estudo seguintes.

4.3. CASO DE ESTUDO 2 – *POOL* ASSIMÉTRICO COM FLEXIBILIDADE

No segundo caso é proposta a utilização de um *Pool* Assimétrico para a transação da flexibilidade dos consumidores. Como descrito anteriormente, na seção 4.1, a flexibilidade dos consumidores é considerada como sendo 30% do consumo total. O preço utilizado foi o randomizado de mercado com o acréscimo de 30% do valor, de acordo com a elasticidade considerada, além disso é preferível que o preço da flexibilidade seja maior que o preço de mercado para que seja lucrativo para o consumidor que a disponibiliza, pois de outra forma não haveria vantagem econômica ao mesmo ao reduzir sua carga. Foram simulados 4 casos, correspondendo a uma necessidade por parte do sistema de 100%, 50%, 25% e 10% da flexibilidade total disponibilizada.

4.3.1. 100% DA FLEXIBILIDADE

Na primeira simulação, do segundo caso de estudo, a demanda do sistema foi de 100% da disponibilidade. A Figura 18 mostra a potência fornecida (flexibilidade) e a transacionada ao longo do dia.

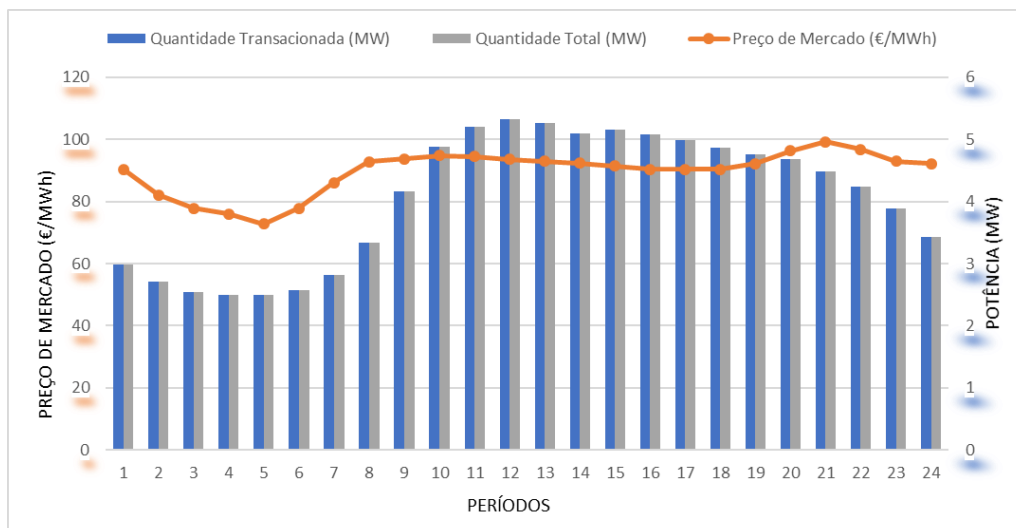


Figura 18 - Preço de Mercado e Potência Transacionada para 100% da flexibilidade

A Figura 18 demonstra a quantidade da flexibilidade que foi ofertada e vendida, e ambas são iguais. 100% da flexibilidade foi transacionada. Pode-se também verificar que o preço de mercado para a compra de flexibilidade é bastante superior ao preço de mercado obtido no caso de estudo 1, mesmo no caso que considera a participação do fornecedor externo no mercado local; ou seja, a energia proveniente da flexibilidade dos consumidores é mais cara do que a adquirida através de geração externa à rede local.

Para todos os casos, as simulações foram realizadas para todos os períodos do dia. Contudo, para analisar as informações das transações de flexibilidade foram selecionados 2 períodos, 15h e 21h, um diurno e outro noturno. Comparando os dados, a Tabela 5 mostra os preços de mercado e a demanda entre os dois períodos e a média diária.

Tabela 5 - Comparação de Preço e Demanda entre os horários - 100% da flexibilidade

	PREÇO DE MERCADO (€/MWh)	DEMANDA SOLICITADA (MW)
15h	91,36	5,16
21h	99,28	4,48
Média diária	89,58	4,06

Observa-se que o preço de mercado no período da noite é maior que durante a tarde, isso pode ser devido a redução da produção de fontes renováveis, que possuem um custo menor, tendo em vista que a tarde a demanda solicitada é maior e o preço menor.

Os gráficos de ofertas do mercado *Pool* assimétrico são mostrados pela Figura 19 e Figura 20 correspondente, respectivamente, às 15h e às 21h.

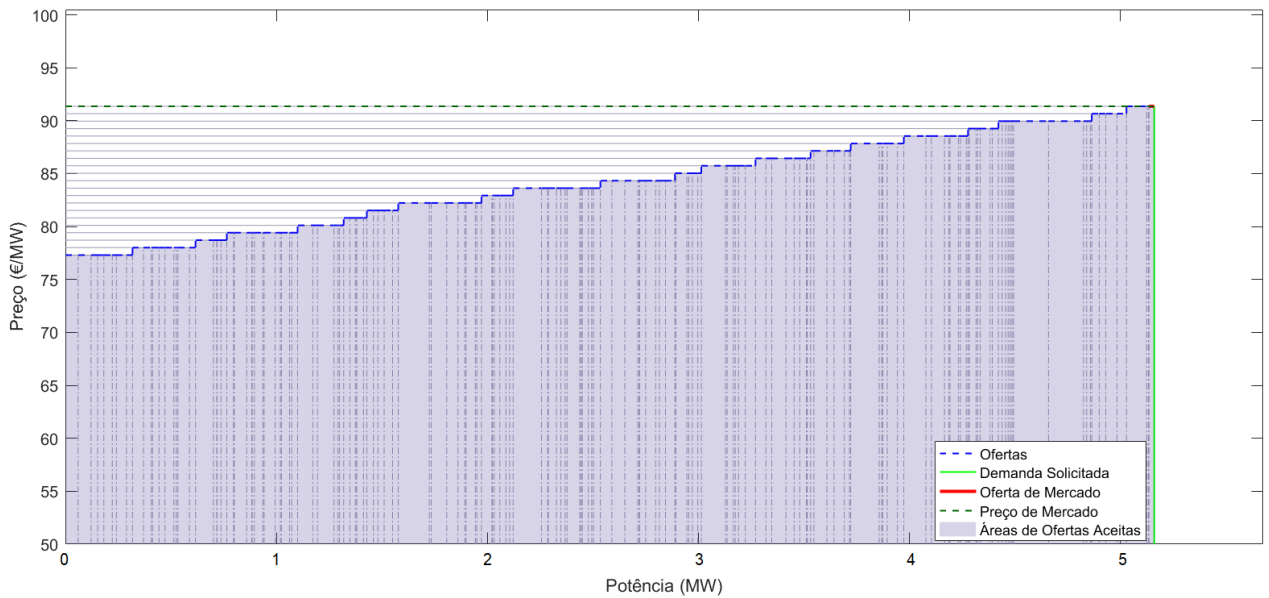


Figura 19 - Gráfico de Ofertas para 100% da Flexibilidade às 15h

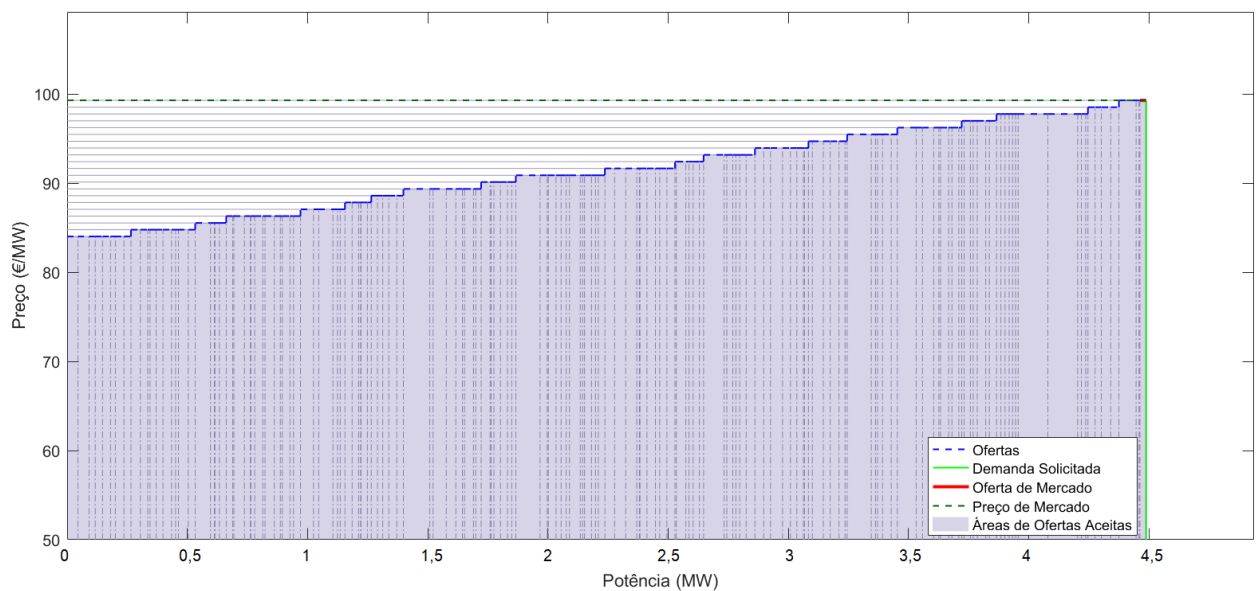


Figura 20 - Gráfico de Ofertas para 100% da Flexibilidade às 21h

Nos gráficos de ofertas, Figura 19 e Figura 20, é possível observar como é relacionado preço de mercado com a demanda solicitada que, nessa simulação, foi de 100%. Por ter sido transacionada em sua totalidade, todas as ofertas de flexibilidade foram aceitas.

4.3.2. 50% DA FLEXIBILIDADE

Na segunda simulação do caso de estudo assimétrico, foi disponibilizada 100% de flexibilidade, porém a demanda foi apenas de 50% do montante. A Figura 21 apresenta a potência fornecida (flexibilidade) e a transacionada ao longo do dia.

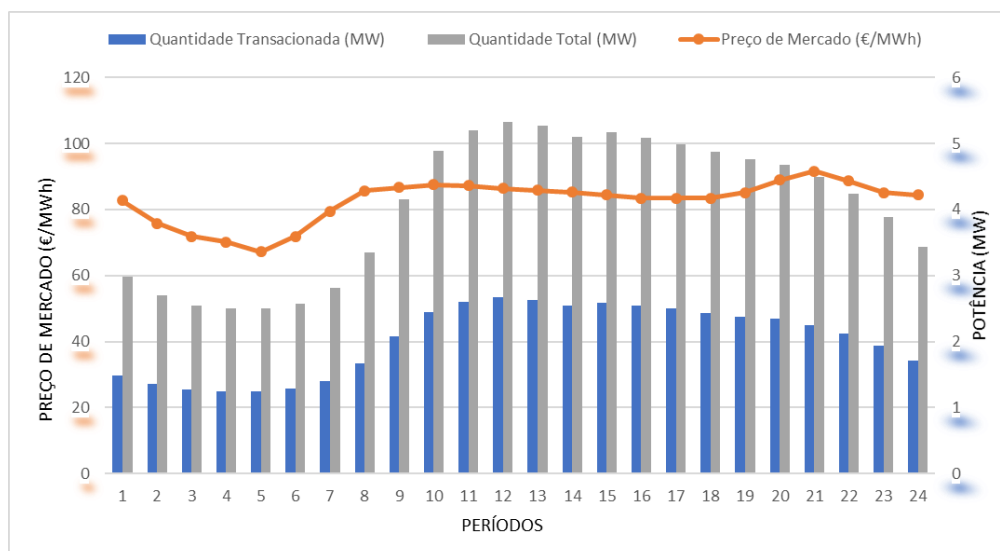


Figura 21 - Preço de Mercado e Potência Transacionada para 50% da flexibilidade

A Figura 21 mostra que apenas 50% da flexibilidade disponibilizada foi comprada, devido a menor demanda. Pode-se também verificar que o preço de mercado ficou menor, comparado com a primeira simulação, isso ocorre pois apenas as ofertas de flexibilidade com preço mais baixo são escalonadas para venda.

Para analisar as informações das transações de flexibilidade foram selecionados 2 períodos do dia, 15h e 21h, um diurno e outro noturno. Comparando os dados, a Tabela 6 mostra os preços de mercado e a demanda entre os dois períodos e a média diária.

Tabela 6 - Comparação de Preço e Demanda entre os horários - 50% da flexibilidade

	PREÇO DE MERCADO (€/MWh)	DEMANDA SOLICITADA (MW)
15h	84,33	2,58
21h	91,65	2,24
Média diária	82,57	2,03

Com os dados apresentados na Tabela 6 nota-se que além de, novamente, o preço ser menor durante o dia, o preço de mercado é menor que o obtido na simulação anterior, 4.3.1, devido a redução da demanda.

Os gráficos de ofertas do mercado *Pool* assimétrico são mostrados pelas Figura 22 e Figura 23 correspondente, respectivamente, às 15h e às 21h.

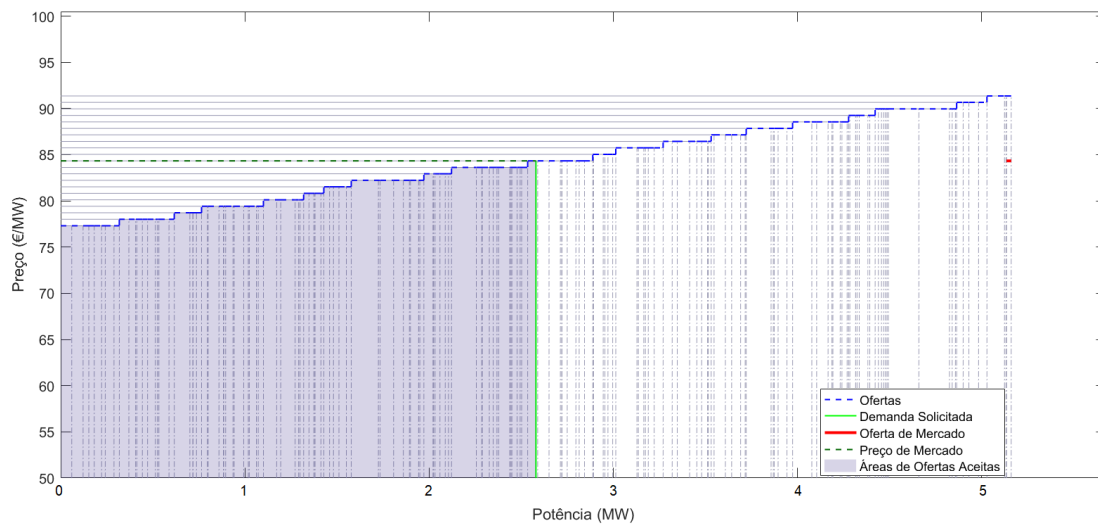


Figura 22 - Gráfico de Ofertas para 50% da Flexibilidade às 15h

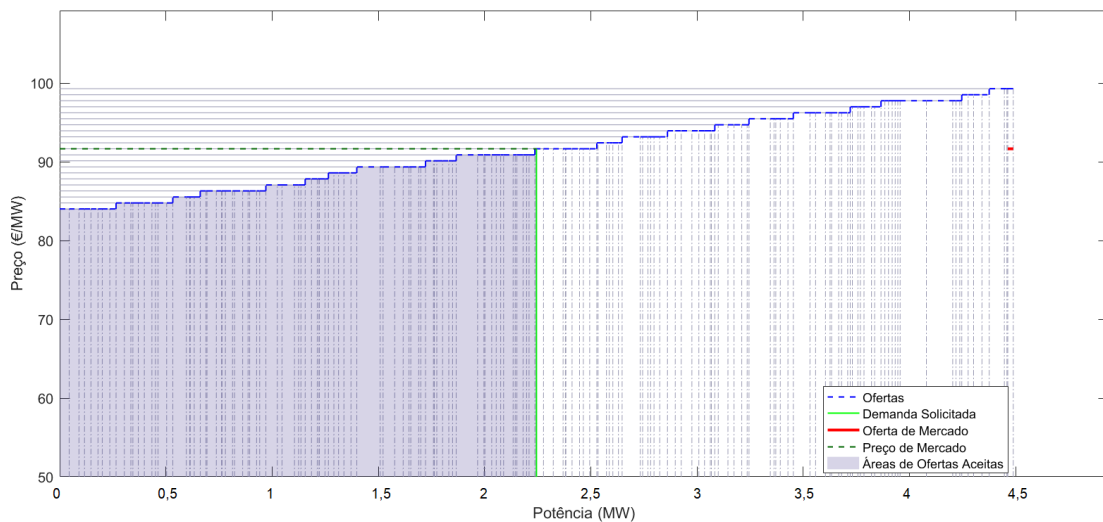


Figura 23 - Gráfico de Ofertas para 50% da Flexibilidade às 21h

Nessa simulação, onde apenas metade da demanda é solicitada, é possível observar nos gráficos apresentados, como a demanda influencia diretamente no preço. Nota-se, na Figura 22 e Figura 23, que foram aceitas apenas 50% das ofertas, ordenadamente, as com menores custos, reduzindo assim o preço de mercado para todos os períodos.

4.3.3. 25 % DA FLEXIBILIDADE

A terceira simulação do caso de estudo assimétrico, foi disponibilizada 100% de flexibilidade, porém a demanda foi apenas de 25% do montante. A Figura 24 apresenta a potência fornecida (flexibilidade) e a transacionada ao longo do dia.

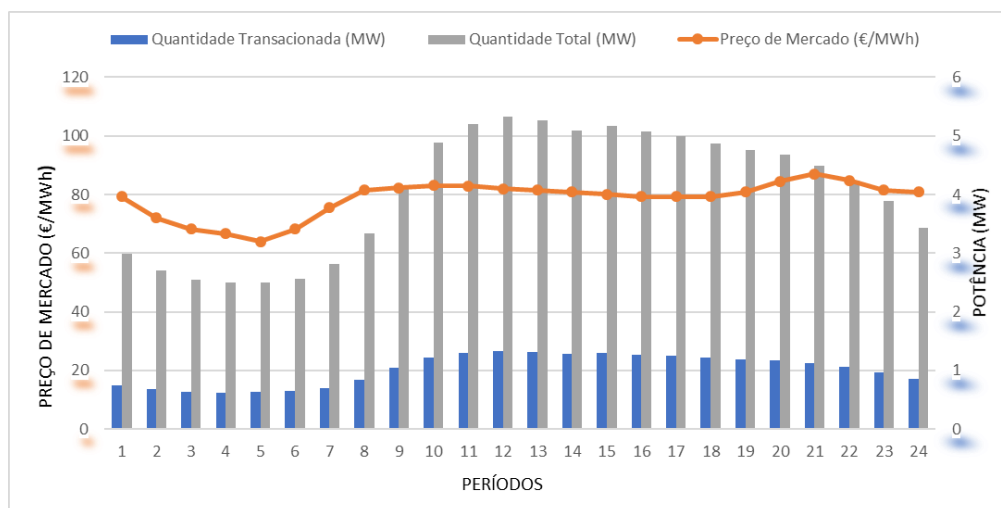


Figura 24 - Preço de Mercado e Potência Transacionada para 25% da flexibilidade

A Figura 24 demonstra que apenas 25% da flexibilidade disponibilizada foi comprada, correspondente a menor demanda. Pode-se também verificar que o preço de mercado ficou menor, comparado com as simulações anteriores, devido apenas as ofertas de flexibilidade com preço mais baixo serem escalonadas para venda.

Para analisar as informações das transações de flexibilidade foram selecionados 2 períodos do dia, 15h e 21h, um diurno e outro noturno. Comparando os dados, a Tabela 7 mostra os preços de mercado e a demanda entre os dois períodos e a média diária.

Tabela 7 - Comparação de Preço e Demanda entre os horários - 25% da flexibilidade

	PREÇO DE MERCADO (€/MWh)	DEMANDA SOLICITADA (MW)
15h	80,11	1,29
21h	87,06	1,12
Média diária	78,55	1,01

Com os dados apresentados na Tabela 7 afirma-se, outra vez, o menor preço durante o dia e a redução do preço de mercado, devido a diminuição da demanda.

Os gráficos de ofertas do mercado *Pool* assimétrico são mostrados pela Figura 25 e a Figura 26 correspondente às 15h e às 21h, respectivamente.

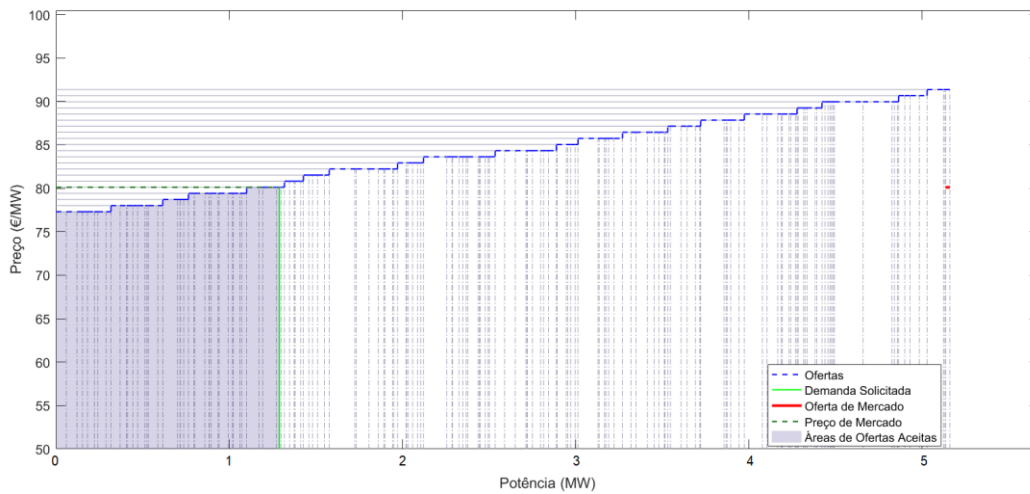


Figura 25 - Gráfico de Ofertas para 25% da Flexibilidade às 15h

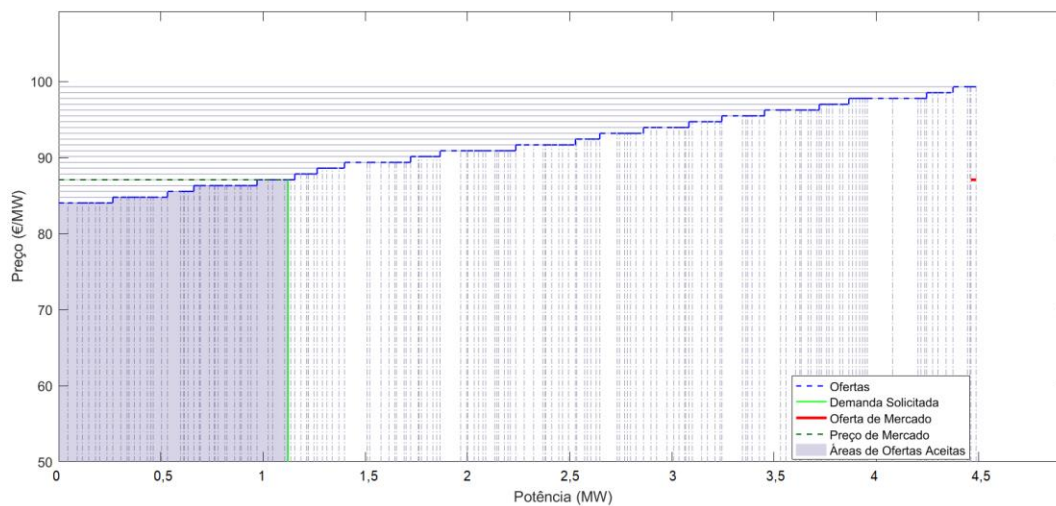


Figura 26 - Gráfico de Ofertas para 25% da Flexibilidade às 21h

Como esperado, com apenas 25% da potência sendo transacionada, reduziu-se ainda mais a área de ofertas aceitas, escalonadas da menor para maior, e, conseqüentemente, o preço de mercado, devido a redução da demanda solicitada.

4.3.4. 10% DE FLEXIBILIDADE

Na última simulação desse caso de estudo, foi disponibilizada 100% de flexibilidade, porém a demanda reduziu-se a 10% do montante. A Figura 27 relaciona o preço de mercado, ao longo do dia, com a potência transacionada e oferecida.

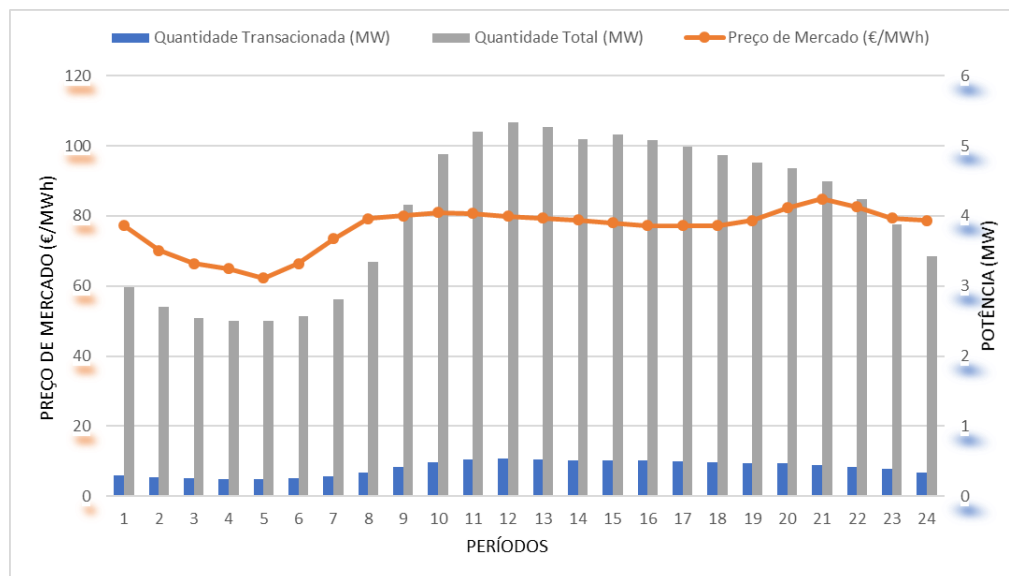


Figura 27 - Preço de Mercado e Potência Transacionada para 10% da flexibilidade

A Figura 27 mostra que apenas 10% da flexibilidade disponibilizada foi comprada, correspondente a menor demanda. Pode-se também verificar que o preço de mercado ficou menor, comparado com as simulações anteriores, devido apenas as ofertas de flexibilidade com preço mais baixo serem escalonadas para venda.

Apesar do preço de mercado decrescente nas simulações desse caso de estudo, os valores continuam muito maiores do que os obtidos no caso de estudo 1, incluindo quando é considerado o fornecedor externo, afirmando que a energia proveniente da flexibilidade dos consumidores é mais cara do que a adquirida através de geração externa à rede local.

Para analisar os dados das transações de flexibilidade foram selecionados 2 períodos do dia, 15h e 21h, um diurno e outro noturno. Comparando os resultados, a Tabela 8 mostra os preços de mercado e a demanda entre os dois períodos e a média diária.

Tabela 8 - Comparação de Preço e Demanda entre os horários - 10% da flexibilidade

	PREÇO DE MERCADO (€/MWh)	DEMANDA SOLICITADA (MW)
15h	78,00	0,516
21h	84,77	0,448
Média diária	76,49	0,406

Com os dados apresentados na Tabela 8 afirma-se, outra vez, o menor preço durante o dia e a redução do preço de mercado, devido a diminuição da demanda.

Os gráficos de ofertas do mercado *Pool* assimétrico são mostrados pela Figura 28 e Figura 29 correspondente às 15h e às 21h, respectivamente.

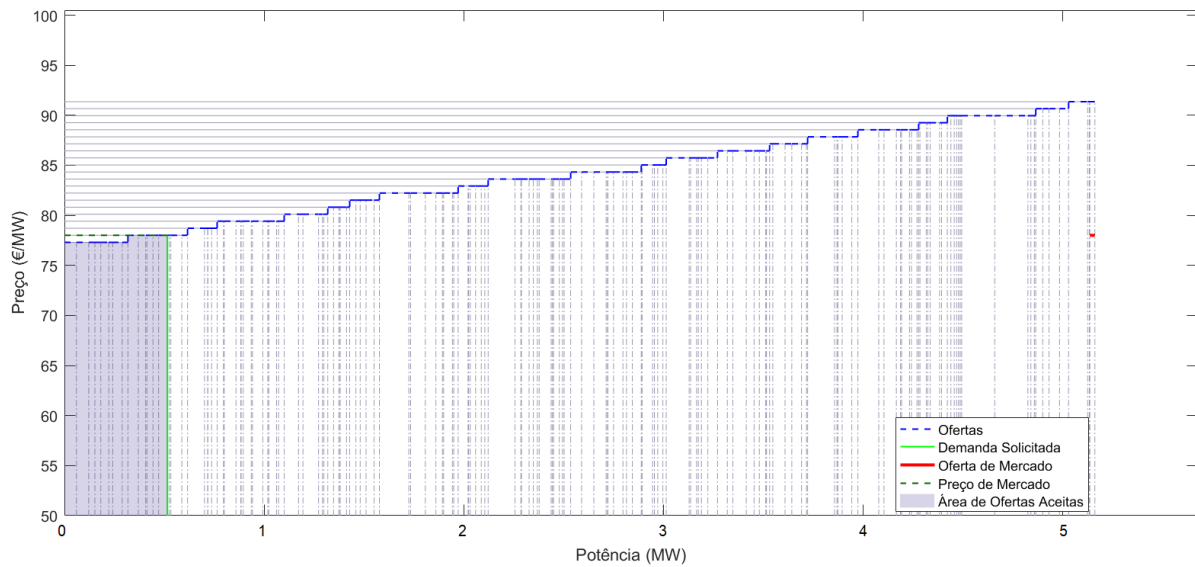


Figura 28 - Gráfico de Ofertas para 10% da Flexibilidade às 15h

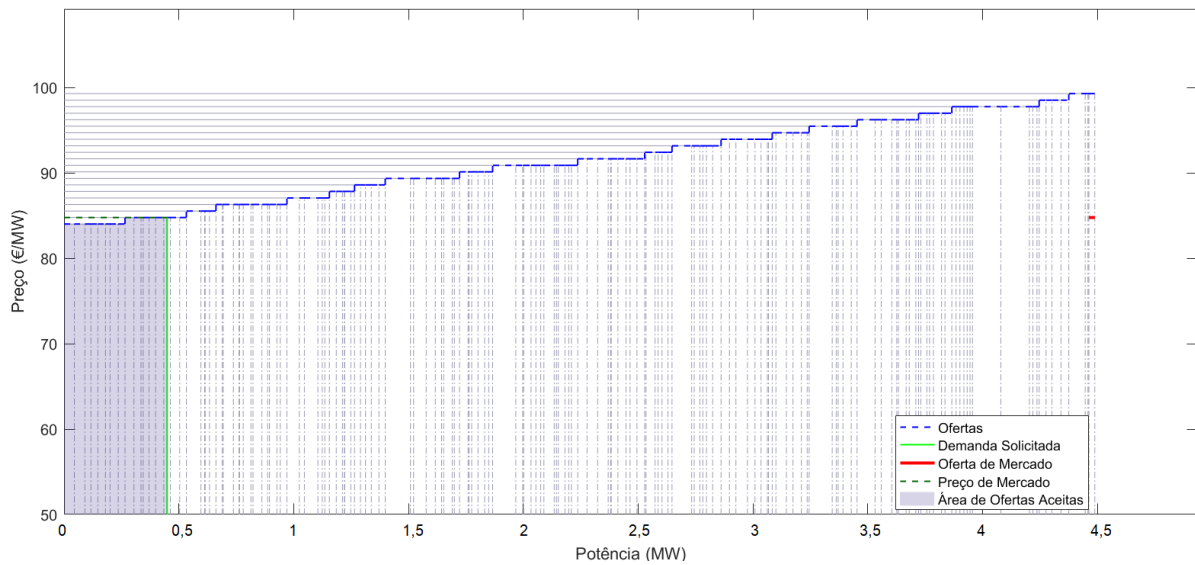


Figura 29 - Gráfico de Ofertas para 10% da Flexibilidade às 21h

Na última versão do caso de estudo 2 é demandada apenas 10% da flexibilidade, a área de ofertas aceitas na Figura 28 e Figura 29 é bem menor que nos casos anteriores e, conseqüentemente, o preço de mercado também, afinal, as ofertas com menor custo são escalonadas primeiro.

4.3.5. CONCLUSÕES CASO DE ESTUDO 2

Para comparar o preço de mercado, ao longo do dia, das 4 simulações é apresentada a Figura 30, onde é possível notar que com a diminuição da flexibilidade transacionada, o preço é reduzido. A Tabela 9 mostra que em todos os casos o valor total das ofertas é o mesmo; sendo a diferença na redução da demanda de flexibilidade, e conseqüentemente a redução de ofertas aceitas em cada simulação: quanto menos ofertas aceitas, menor o preço e menor a potência transacionada. A razão disso é a curva de oferta mostrada nos gráficos anteriores, para as 15h e 21h, onde as ofertas aceitas são as de menor valor e o preço aumenta conforme a potência demandada aumenta também.

Como pode-se notar o preço de venda de flexibilidade é muito maior que o preço de compra de energia no mercado simétrico, 4.2, ou seja, para o consumidor, em momentos onde é possível vender sua flexibilidade é de extrema vantagem pelo lucro obtido.

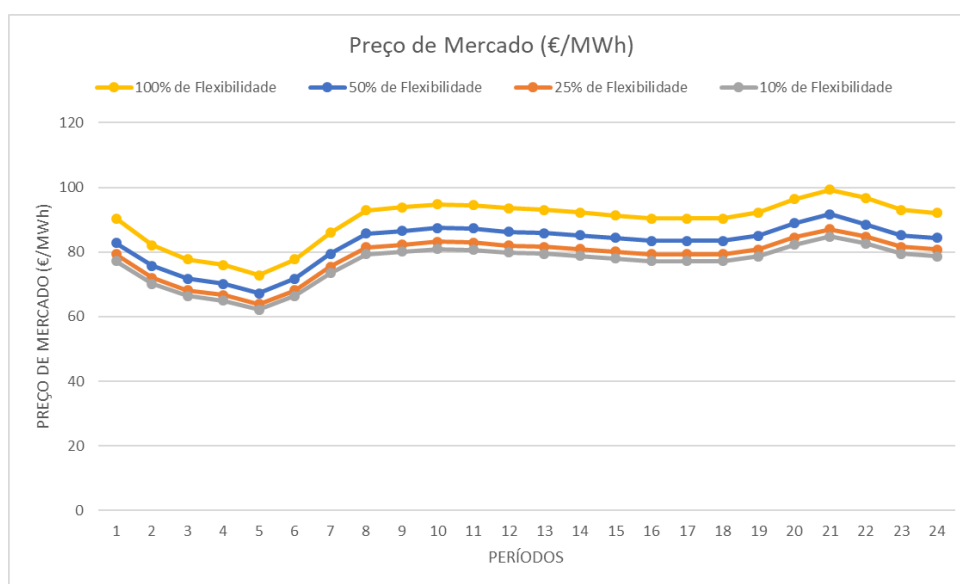


Figura 30 - Comparação entre os Preços de Mercado para cada caso de flexibilidade

Tabela 9 - Comparação entre as percentagens de flexibilidade

	Total de Ofertas	Total de Ofertas Aceitas	Preço Médio Diário de Mercado (€/MWh)	Quantidade Diária Transacionada (MW)
100%	3888	3888	89,585	97,447
50%	3888	2036	82,575	48,722
25%	3888	986	78,560	24,361
10%	3888	360	76,492	19,488

Com o intuito de comparar o custo total da energia de um mercado com um fornecedor externo, com um onde há uso da flexibilidade para suprir a demanda foi criado o gráfico da Figura 31. De um lado, foi utilizada a demanda suprida e preço do primeiro caso de estudo com o fornecedor externo para calcular o custo horário da energia; do outro lado foi feito o mesmo com o caso de estudo 1 sem o fornecedor externo, porém para que toda a demanda fosse satisfeita, o que não havia sido suprido em 4.2.2, foi multiplicado pelo preço da flexibilidade de 4.3.1.

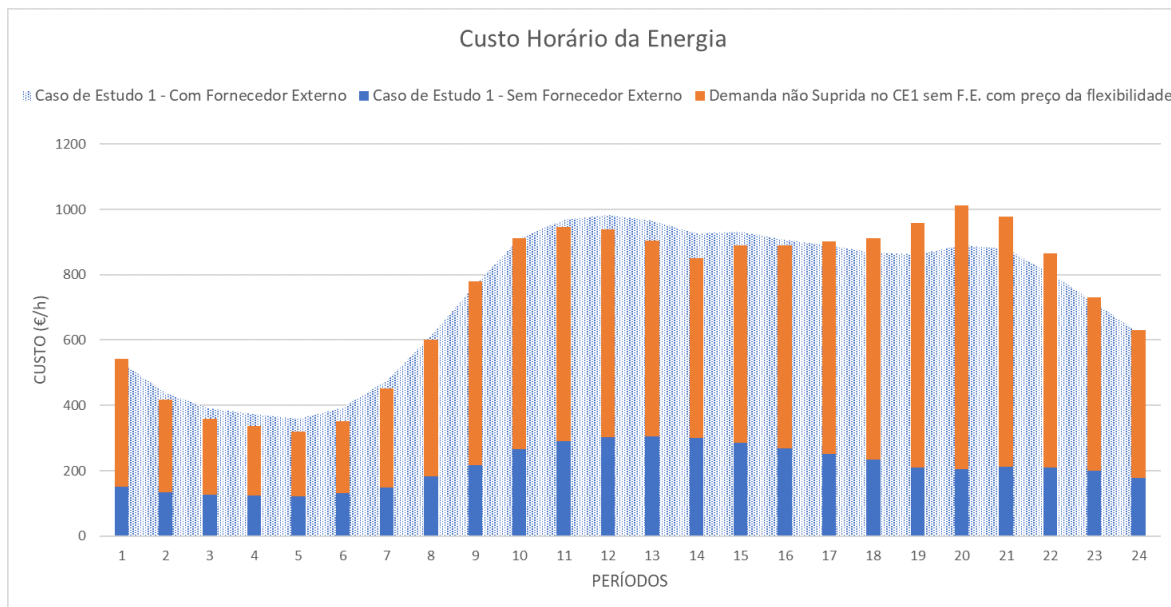


Figura 31 - Comparação do Custo total da Energia com fornecedor externo e flexibilidade

O que é possível concluir com a Figura 31 é que os resultados são praticamente os mesmos. O custo total diário com o uso da geração local completado com a flexibilidade é apenas 0,07% maior que a geração local com o fornecedor externo. Deste modo, em momentos que o fornecedor externo não esteja disponível, ou, por alguma razão, aumente seu preço, o consumidor pode fazer o uso da flexibilidade como alternativa de suprimento da demanda, e a recíproca também é válida.

4.4. CASO DE ESTUDO 3 – MERCADO INTEGRADO DE FLEXIBILIDADE E ENERGIA

No terceiro caso de estudo é considerada uma abordagem de mercado com negociação simultânea de energia e flexibilidade. São utilizados os dois casos anteriores para montar um cenário único, ou seja, além da oferta de energia através dos geradores e consumidores comuns (caso de estudo 1), é ofertada também a flexibilidade do lado da demanda (como

considerado no caso de estudo 2). Desta forma, os agentes compradores passam a ser duplicados e divididos em compradores (de energia) e vendedores (de flexibilidade). É considerado um mercado único, através de um leilão simétrico, tal como considerado no caso de estudo 1, com a diferença de incluir adicionalmente as ofertas de venda de flexibilidade.

Foram realizadas 4 simulações desse caso. As duas primeiras apenas juntando os casos 1 e 2, com e sem o fornecedor externo, de forma a comparar o impacto da possibilidade de compra de energia fora da rede. As duas últimas simulações são semelhantes às anteriores, porém com o preço da flexibilidade reduzido em 50%, pois como verificado no caso de estudo 2, devido à elasticidade dos consumidores, o preço de transação da flexibilidade é alto, o que traz à partida maiores dificuldades na efetiva transação da flexibilidade. Isto é, seria preferível para o sistema comprar energia dos geradores comuns, a um preço mais baixo; e até mesmo ao fornecedor externo; do que pagar um preço mais alto pela flexibilidade.

4.4.1. COM FORNECEDOR EXTERNO

A primeira simulação do caso de estudo de mercado integrado é composta com a participação do fornecedor externo e flexibilidade possui um preço calculado considerando o acréscimo de 30% de elasticidade. A Figura 32 e a Figura 33 mostram os resultados obtidos pelo lado da demanda e da geração com flexibilidade, respectivamente.

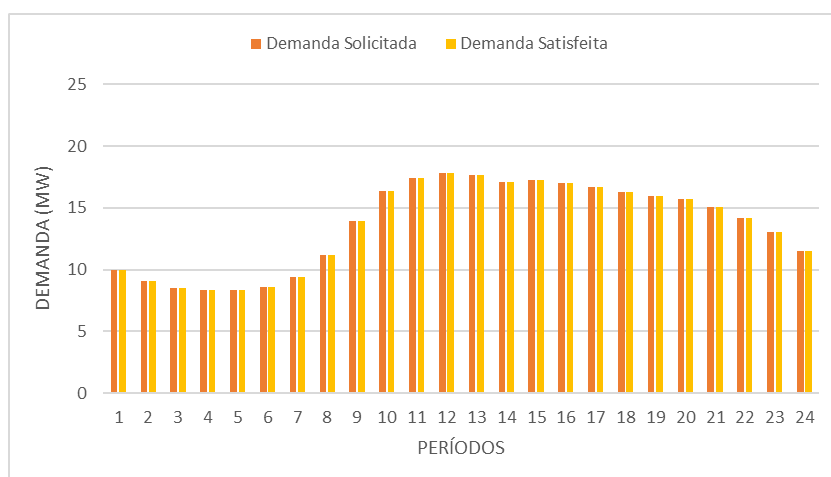


Figura 32 – Demanda – Mercado Integrado com Fornecedor Externo

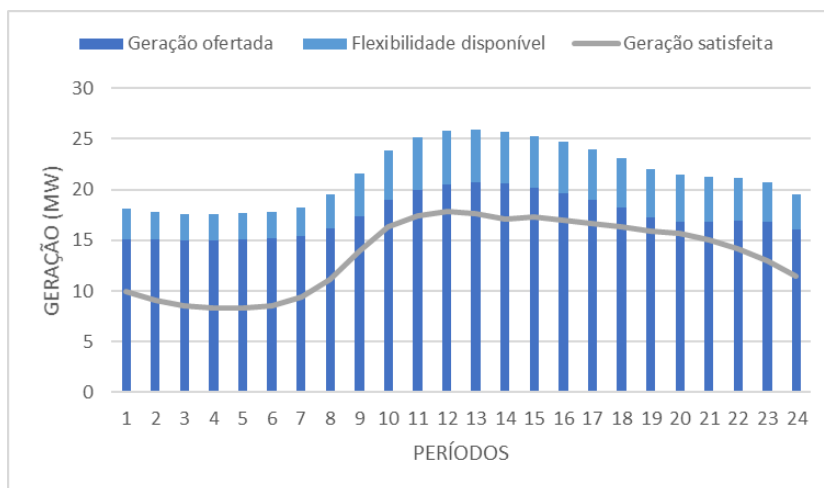


Figura 33 – Geração – Mercado Integrado com Fornecedor Externo

Como mostra a Figura 32 e a Figura 33, foram obtidos resultados iguais aos da primeira simulação do caso de estudo 1, pois como a flexibilidade ofertada foi mais cara que o preço do mercado não foi transacionada; é preferível para o consumidor comprar energia diretamente dos geradores e ao fornecedor externo. Vale notar que a demanda continuou a mesma que a utilizada no primeiro caso de estudo.

4.4.2. SEM FORNECEDOR EXTERNO

Na segunda simulação deste caso de estudo o cenário é idêntico ao anterior, porém sem considerar a participação de um fornecedor externo, ou seja, toda a demanda tem de ser satisfeita localmente. A Figura 34 apresenta os resultados da demanda e a Figura 35 de geração e flexibilidade.

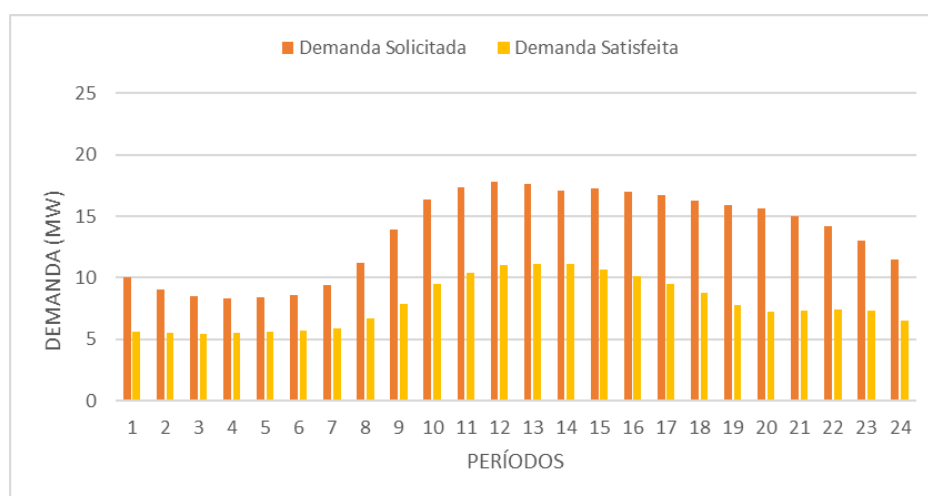


Figura 34 – Demanda – Mercado Integrado sem Fornecedor Externo

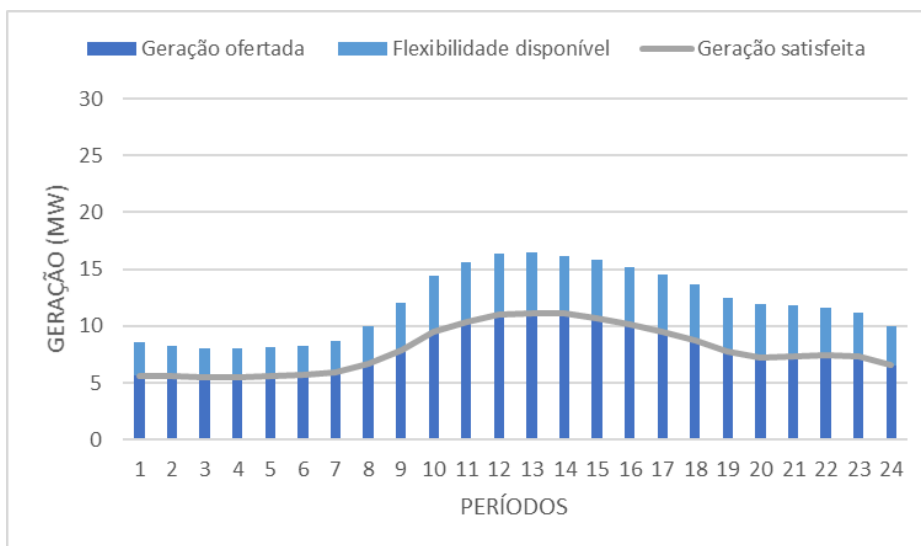


Figura 35 – Geração – Mercado Integrado sem Fornecedor Externo

Ao retirar a participação do fornecedor externo, mas considerando a participação no mesmo mercado a flexibilidade, nem toda a demanda foi satisfeita, conforme a Figura 34. Para transacionar a energia foi utilizado o modelo *Pool* simétrico, onde os fornecedores informam os preços mínimos a serem pagos pela quantidade ofertada e os consumidores o preço máximo que estão dispostos a pagar pela quantia demandada. Pode-se concluir que o preço da flexibilidade foi maior do que o consumidor estava disposto a pagar, por isso a flexibilidade, nesse caso, não foi transacionada, Figura 35. E assim como na simulação anterior, repetiram-se os resultados do primeiro caso de estudo.

Em resumo, mesmo não considerando fornecimento externo de energia, e deste modo “forçando” a transação de toda a energia localmente, a flexibilidade não é transacionada, devido ao seu elevado preço.

4.4.3. COM FORNECEDOR EXTERNO E MENOR PREÇO DA FLEXIBILIDADE

Como nas duas primeiras simulações do mercado integrado a flexibilidade não foi transacionada, foram experimentados cenários onde é reduzido o preço da flexibilidade em 50%, de forma a permitir analisar os resultados de mercado quando a flexibilidade apresenta preços mais baixos.

A Figura 36 e a Figura 37, mostram os resultados obtidos pelo lado da demanda e da geração com flexibilidade, respectivamente.

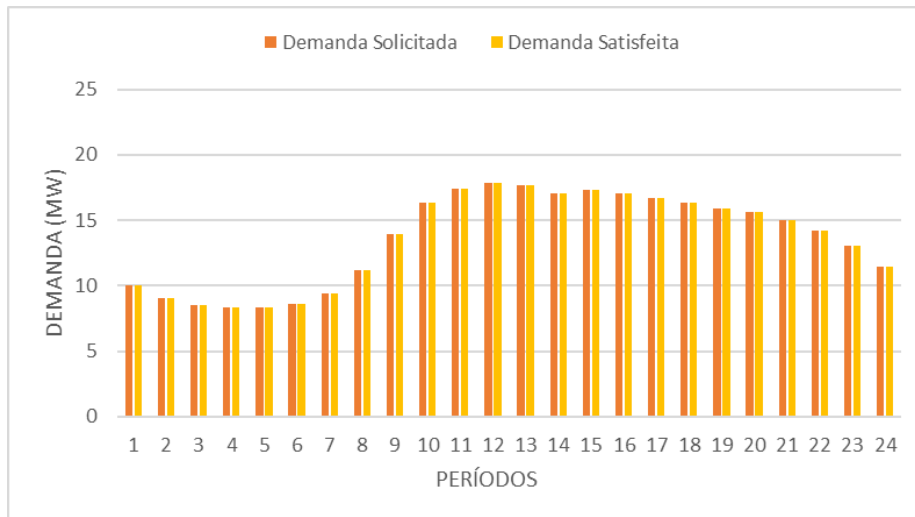


Figura 36 -Demanda– Mercado Integrado com Fornecedor Externo e menor preço de Flexibilidade

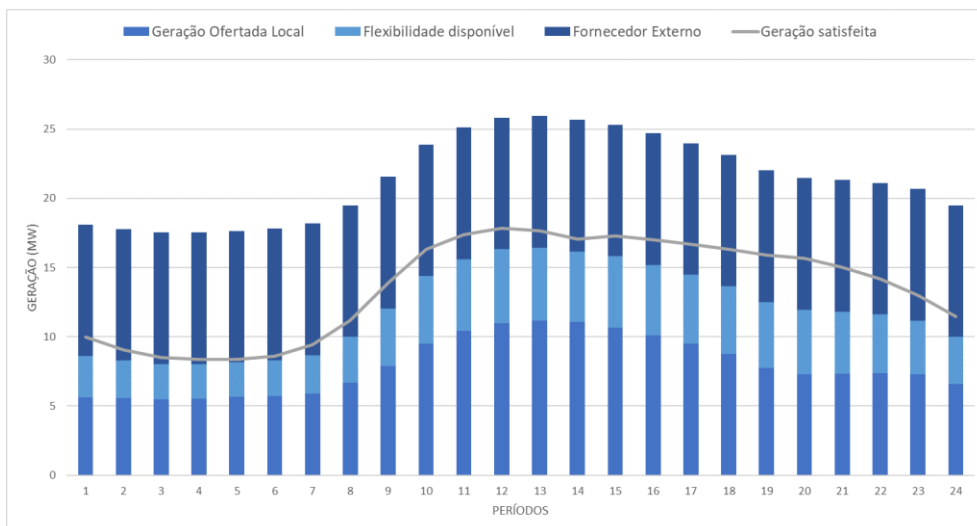


Figura 37 – Geração– Mercado Integrado com Fornecedor Externo e menor preço de Flexibilidade

A Figura 36 e a Figura 37 apresentam resultados distintos dos anteriores, pois com a redução em 50% do preço, a flexibilidade apresentou um preço mais competitivo que o do fornecedor externo, sendo assim foi vendida toda a geração local e flexibilidade e, por estar com o preço dentro do aceito pelos compradores, ainda foi transacionada uma parte do fornecimento externo para suprir completamente a demanda, mostrando que apenas com o uso de 30% da flexibilidade, juntamente com a geração local, não é possível atender toda a demanda.

4.4.4. SEM FORNECEDOR EXTERNO E MENOR PREÇO DA FLEXIBILIDADE

A última simulação do caso de estudo 3, considera a flexibilidade com 50% do preço sem a participação do fornecedor externo no mercado. A Figura 38 apresenta os resultados da demanda e a Figura 39 de geração e flexibilidade.

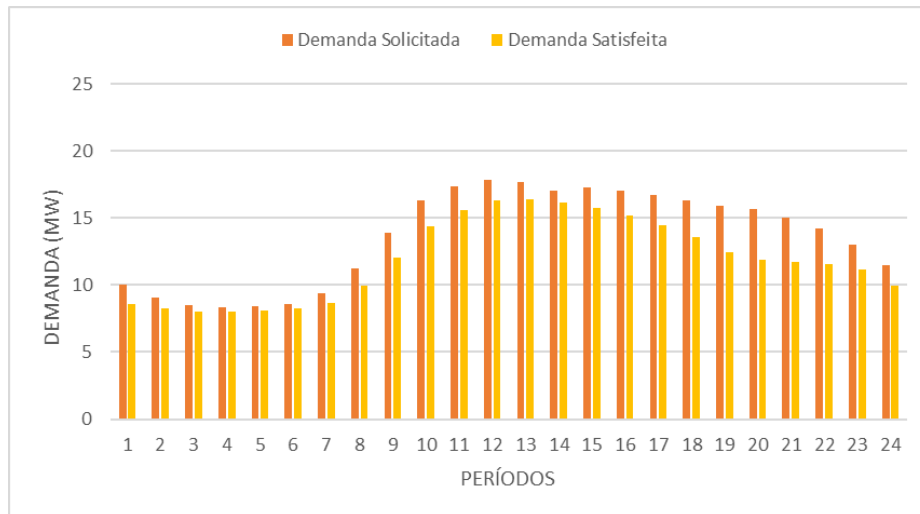


Figura 38 –Demanda– Mercado Integrado sem Fornecedor Externo e menor preço de Flexibilidade

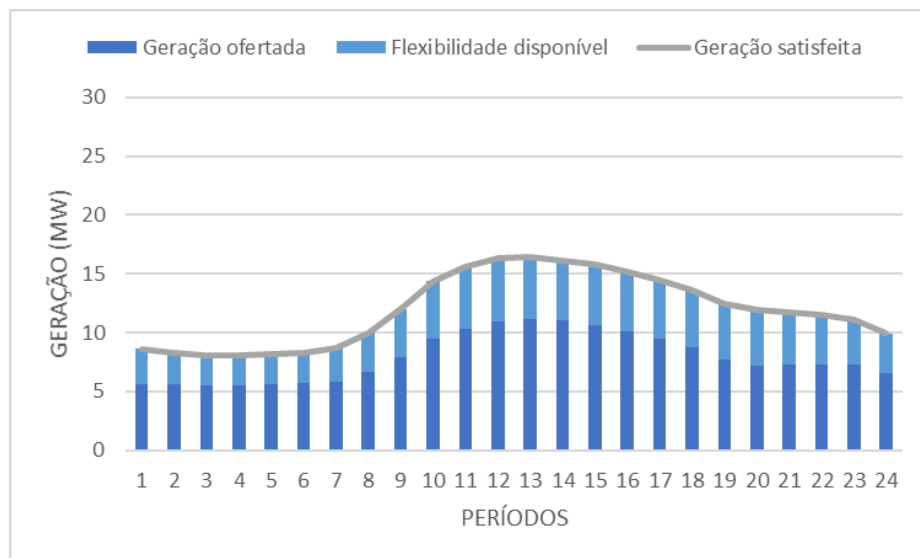


Figura 39 – Geração – Mercado Integrado sem Fornecedor Externo e menor preço de Flexibilidade

Como mostra a Figura 38, que se comparada com os resultados obtidos em 4.4.2, grande parte da demanda solicitada foi satisfeita, mais precisamente 87% da potência foi suprida ao longo do dia, enquanto na versão com flexibilidade mais cara, apenas 58% da demanda foi satisfeita. Ou seja, considerando um preço de venda mais atrativo por parte da flexibilidade, é possível aumentar os níveis de satisfação da demanda, apenas com energia local; evitando quase por inteiro a compra de energia ao exterior da rede. Além disso, é

confirmado que mesmo utilizando toda a flexibilidade disponível, integrada com a geração local, Figura 39, não é possível suprir o mercado local.

4.4.5. CONCLUSÕES CASO DE ESTUDO 3

A Figura 40 compara os preços de todas as simulações do caso de estudo 3.

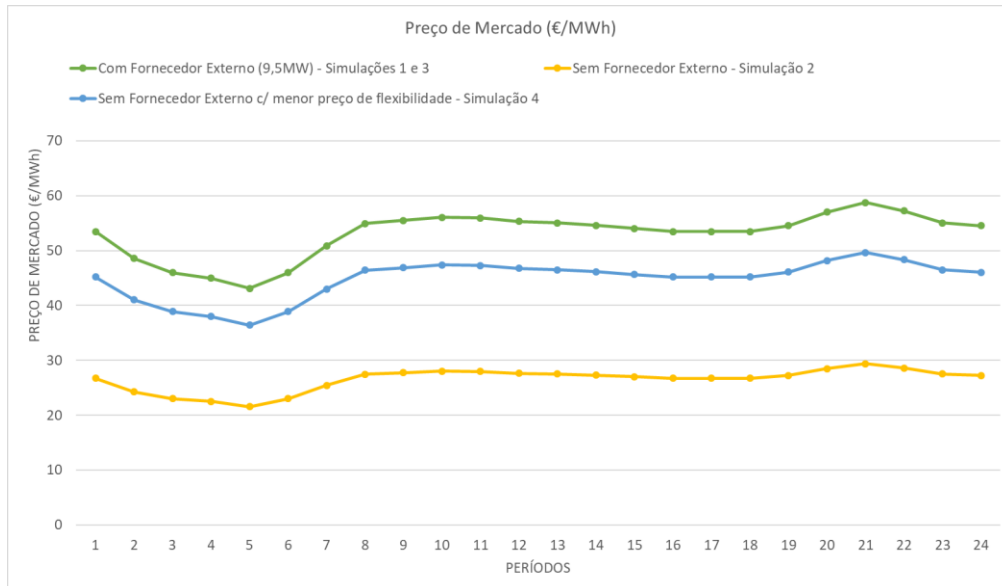


Figura 40 - Preços com e sem o fornecedor externo e ajuste no preço da flexibilidade

As duas simulações com fornecedor externo obtiveram o mesmo preço de mercado ao longo do dia, inclusive, equivalente preço de mercado da primeira versão do caso de estudo 1, devido ao alto preço da flexibilidade, e mesmo com a redução de 50%, o uso do fornecedor externo se fez necessário, mantendo assim o preço de mercado.

Como pôde ser visto, pela Figura 40, a simulação 2, sem o fornecedor externo e sem ajustar o preço da flexibilidade, teve apenas 58% da demanda transacionada e preços iguais a segunda versão do caso de estudo 1.

O resultado que se difere dos demais, foi qual a flexibilidade possuía 50% do preço original sem a participação do fornecedor externo. Neste caso foi suprida 87% da demanda ao longo do dia. Este resultado é interessante do ponto de vista do sistema, uma vez que permite a satisfação de uma parte muito significativa da demanda, apenas através de fontes locais de energia. No entanto, devido ao preço da flexibilidade (que apesar de mais baixo nesta simulação, continua a ser necessariamente mais alto que o preço da geração); o preço

de mercado sofre um aumento por comparação com o caso em que a flexibilidade não é transacionada, e não existe fornecedor externo.

4.5. CASO DE ESTUDO 4 - MERCADO INTEGRADO DE FLEXIBILIDADE COM CURVAS DE OFERTA

Uma vez que os casos de estudo anteriores permitiram concluir que a integração da flexibilidade de consumo no mercado de energia não é uma tarefa trivial, sobretudo devido ao preço alto inerente à flexibilidade, o Caso de Estudo 4 considera um modelo de mercado em que a flexibilidade é ofertada de forma integrada nas licitações de compra dos consumidores. De forma sucinta, contrariamente ao que foi experimentado nos casos de estudo anteriores, em que a energia e flexibilidade são licitados em mercado através de ofertas independentes, nas quais a flexibilidade apresenta um preço mais alto, o que dificulta a sua transação; no modelo experimentado neste caso de estudo, o consumidor participa do mercado através de curvas de oferta. Neste sentido, várias ofertas são colocadas por cada consumidor, de acordo com a sua elasticidade, colocando a preços mais altos a compra da energia que é considerada não-flexível para o consumidor, e complementando esta oferta com ofertas a preços mais baixos de quantidades adicionais de energia. Deste modo, a compra de energia será feita de acordo com os preços e geração existente no mercado em cada momento, ou seja, se existir energia a preços baixos, o consumidor irá aumentar o seu consumo, aproveitando a energia a preço mais baixo; enquanto por outro lado, se o preço de mercado for alto, o consumidor irá apenas comprar a quantidade estritamente necessária.

Para isso ser simulado foram usados os dados dos consumidores do primeiro caso de estudo e desconstruídas as ofertas, de forma a criar um conjunto de ofertas que refletem a sua flexibilidade, em vez de apenas uma oferta única. Partindo do valor original, como mostra a Tabela 10, primeiro reduziu-se o preço em 30% e com isso, aumenta-se a demanda em 30% e na segunda vertente, partindo do valor inicial, o preço aumenta 30% e a demanda reduz 30%, com esses valores é então criada a curva de oferta da demanda exemplificada para um dos compradores na Figura 41. Esta percentagem de variação foi definida de acordo com a elasticidade considerada em todos os casos de estudo, e com o intuito de facilitar a criação dos cenários de simulação e análise dos resultados.

Tabela 10 - Exemplo da Formação da Curva de Ofertas

Ofertas	Preço da Oferta (€/MWh)	Consumo (MW)	Curva de Oferta (MW)
1	59,92	0,13915	0,041745
2	41,94 (-30%)	0,18089 (+30%)	0,041745
3	77,89 (+30%)	0,09740 (-30%)	0,097407

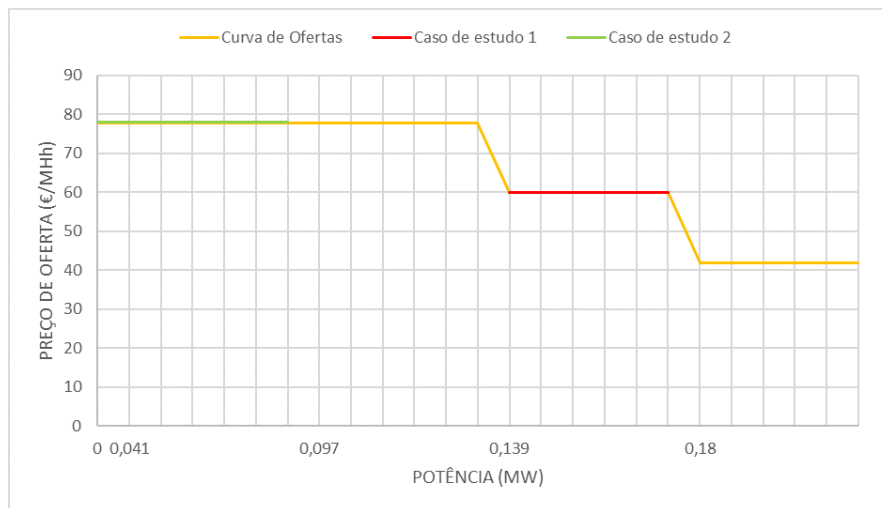


Figura 41 – Curva de Oferta de um comprador comparada com as ofertas únicas do mesmo

A Figura 41 mostra, para o mesmo comprador, como foram suas ofertas de compra no caso de estudo 1, de venda de flexibilidade no caso de estudo 2 e a curva de ofertas nesse caso. É notável a variação da demanda devido ao preço e também o alto custo da flexibilidade.

A Figura 42 mostra as curvas, de potência, de cada uma das ofertas dos compradores de forma decrescente e a Figura 43 faz o mesmo para os preços de cada uma das ofertas.

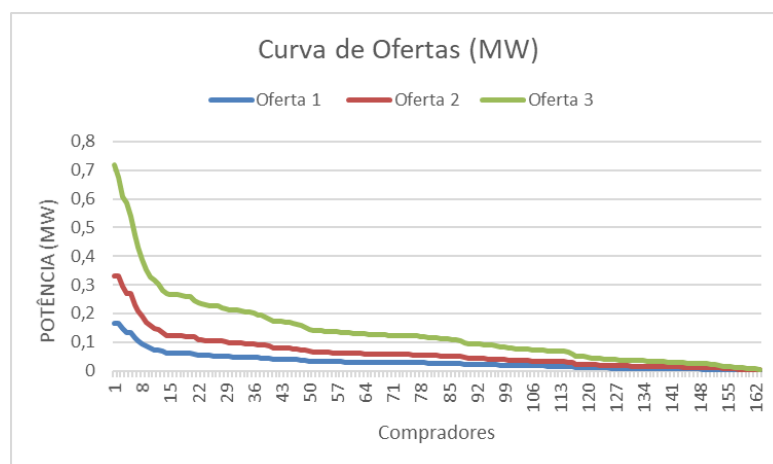


Figura 42 - Curvas de Oferta de Demanda

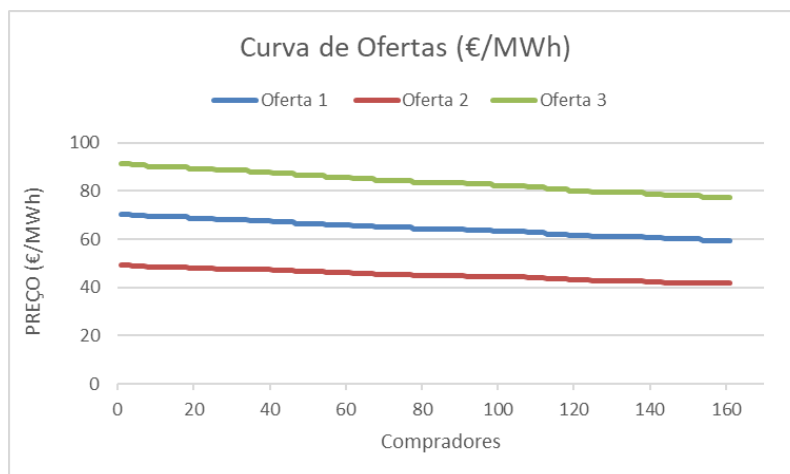


Figura 43 - Preços das Curvas de Oferta

Pela Figura 42 e Figura 43 é possível verificar que todos os consumidores apresentam 3 ofertas de compra, com preços e quantidades distintas, de acordo com a sua flexibilidade e necessidades de consumo.

4.5.1. COM FORNECEDOR EXTERNO

A primeira simulação do caso de estudo 4 é realizada com a participação do fornecedor externo e, apesar de ser executado considerando curvas de oferta, a principal alteração neste caso de estudo em relação aos anteriores, é a demanda. Desse modo, a demanda solicitada acaba por ser maior que nos demais casos de estudo pois inclui a demanda adicional que o consumidor requisita caso o preço seja baixo. No caso da geração, a quantidade disponível é a mesma que nos casos de estudo anteriores.

A Figura 44 apresenta os resultados pelo lado da demanda e a Figura 45 geração.

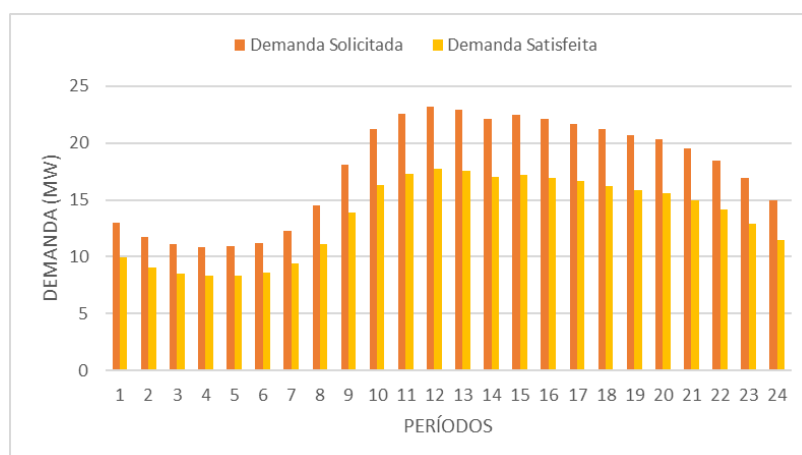


Figura 44 – Demanda – Mercado Integrado com Curvas de Oferta com Fornecedor Externo

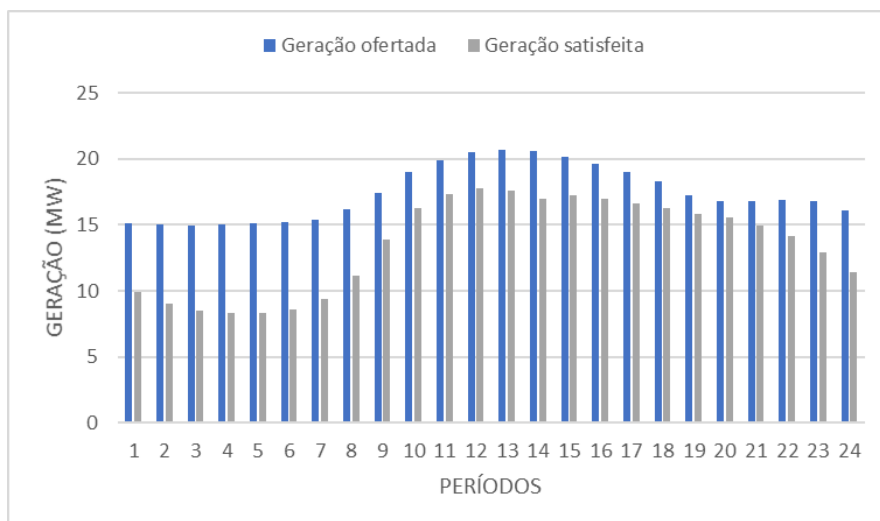


Figura 45 – Geração – Mercado Integrado com Curvas de Oferta com Fornecedor Externo

Pelo fato de o lado do consumidor oferecer 3 tipos solicitação de potência com preços diferentes, nem toda a demanda foi satisfeita, como mostra a Figura 44 e, nem toda a geração foi utilizada, Figura 45. Isto acontece devido ao preço de uma das ofertas dos consumidores ser menor que ao preço do fornecedor externo, ou seja, não foi aceite, e só seria aceite caso existisse mais geração local a preços baixos, ou o fornecedor externo apresentasse um preço mais baixo.

Ao comparar essa com a primeira simulação do caso de estudo 1, que possui fornecedor externo, em 4.2.1, foi solicitada uma demanda 30% maior devido a curva de ofertas no caso de estudo 4, porém apenas 76% desse valor foi suprido, ao contrário do caso de estudo 1, onde a potência solicitada foi menor, porém totalmente satisfeita. Apesar dessas diferenças entre as potências o preço de mercado de ambos os casos de estudo é o mesmo, pois o montante de demanda satisfeita foi a mesmo.

4.5.2. COM MENOR PREÇO NO FORNECEDOR EXTERNO

Com o intuito de analisar um cenário em que existe mais energia disponível a preços mais baixos, o preço do fornecedor externo foi reduzido na segunda simulação deste caso de estudo. Foi utilizado um preço 45% menor que o preço de mercado utilizado nos outros casos, e 5% maior que o preço de cogeração. A Figura 46 contém dados referentes à demanda solicitada e satisfeita e a Figura 47 a geração ofertada e satisfeita.

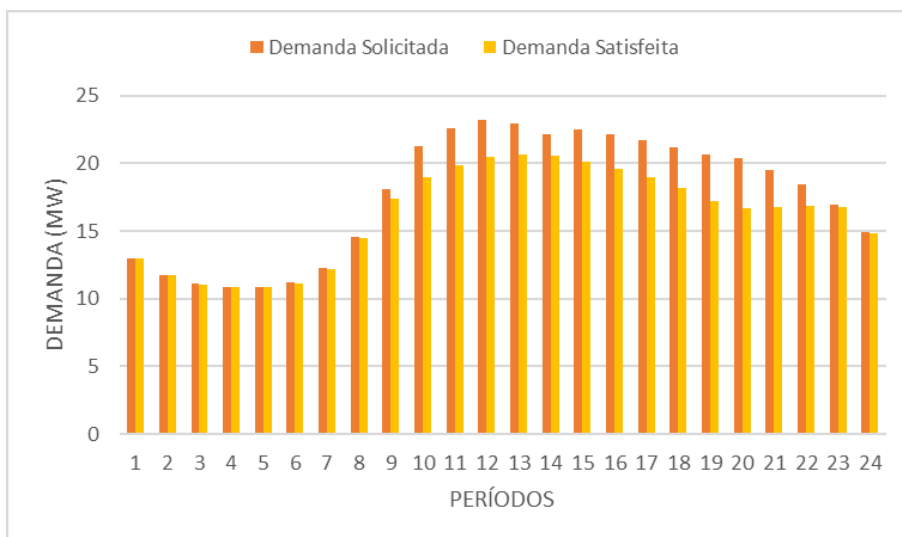


Figura 46 – Demanda – Mercado Integrado com Curvas de Oferta com Menor preço no Fornecedor

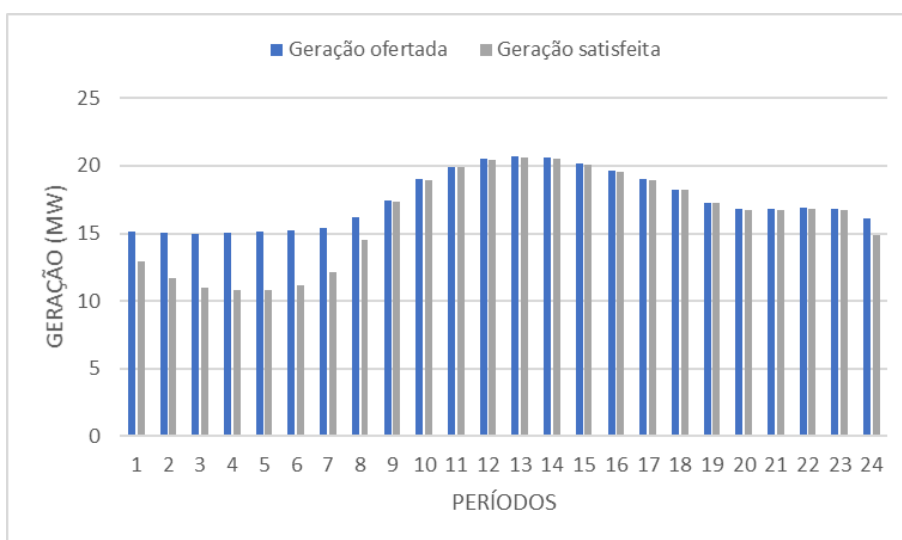


Figura 47 – Geração – Mercado Integrado com Curvas de Oferta com Menor preço no Fornecedor

A Figura 46 mostra que maior parte da demanda foi satisfeita, se comparada com a simulação anterior. Com o menor preço do fornecedor externo, aproximadamente, 91% da demanda solicitada foi suprida ao longo do dia, sendo que na versão anterior, 4.5.1, esse suprimento chegava apenas a 76%.

A Figura 47 apresenta a geração e, se vista juntamente com a demanda, pode-se perceber que em alguns períodos a geração foi totalmente vendida mas mesmo assim a demanda não foi totalmente suprida; o que se deve ao fato de existir mais demanda em mercado (demanda adicional dos consumidores para o caso de existir geração a preços muito baixos), e que não é suprida por não existir geração suficiente para toda essa quantidade. No entanto, em períodos que existe mais geração que o consumo total ofertado, toda a

demanda (incluindo a adicional) é aceita, aproveitando a existência de uma maior quantidade de energia a preços baixos.

4.5.3. SEM FORNECEDOR EXTERNO

Na terceira simulação deste caso de estudo, o fornecedor externo é excluído, e o mercado é executado apenas com a geração e consumo locais. A Figura 48 apresenta os resultados da demanda e a Figura 49 de geração.

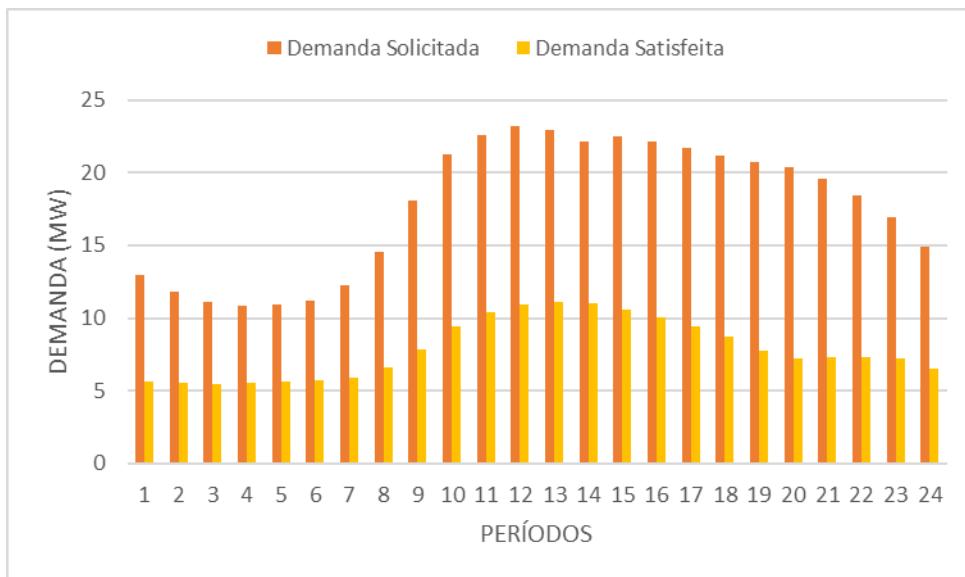


Figura 48 – Demanda – Mercado Integrado com Curvas de Oferta sem Fornecedor Externo



Figura 49 – Geração – Mercado Integrado com Curvas de Oferta sem Fornecedor Externo

Sem o fornecedor externo, conforme a Figura 48, cerca de 44% da demanda é suprida apenas. A geração, por sua vez, é transacionada em sua totalidade, como mostrado na Figura 49. Neste caso, apenas as ofertas de compra a preço mais alto são aceitas, o que representa a quantidade de consumo estritamente necessária aos consumidores. Uma vez que a energia disponível seja menor, os consumidores fazem uso da sua flexibilidade, representada implicitamente nas ofertas de compra, e adquirem apenas a quantidade base necessária de consumo.

Em comparação com os casos de estudo anteriores, em que as simulações foram executadas sem a participação de fornecedor externo, e que levaram ao não suprimento de toda a demanda, deixando uma parte significativa dos consumidores sem abastecimento do seu consumo; neste caso todos os consumidores tiveram parte da sua demanda satisfeita (a parte essencial); enquanto a parte não suprida do consumo se refere à flexibilidade disponibilizada por cada consumidor.

4.5.4. CONCLUSÕES CASO DE ESTUDO 4

A Figura 50 compara os preços das três versões desse caso de estudo, e é possível notar que apesar de menor parte da demanda ter sido suprida com o fornecedor externo mais caro, o preço de mercado continuou mais alto para essa versão.

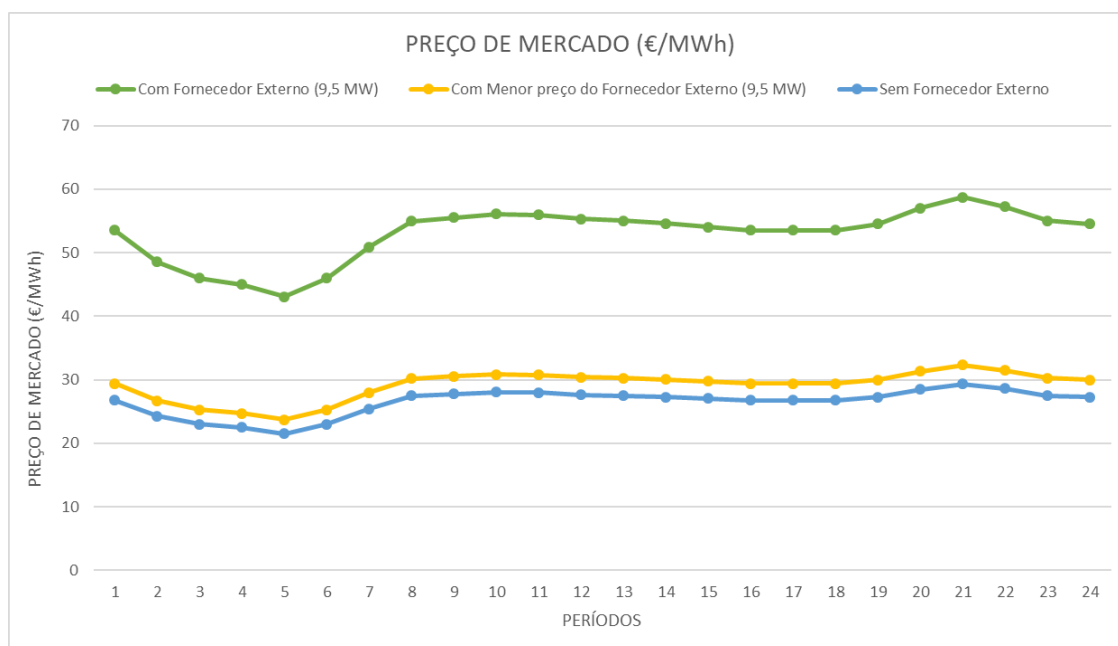


Figura 50 – Comparação do Preço de Mercado sem e com dois preços de fornecedor

Ao comparar as versões com fornecedor externo ao preço base, e os resultados do caso de estudo 1, foi solicitada uma demanda 30% maior devido à demanda adicional incluída na curva de ofertas, porém apenas 76% desse valor foi suprido, ao contrário do caso de estudo 1, onde a potência solicitada foi menor, porém totalmente fornecida. Apesar dessas diferenças entre as potências, o preço de mercado de ambos os casos de estudo é o mesmo, pois o montante de demanda satisfeita foi a mesmo.

Em contrapartida, para os consumidores a curva de ofertas é vantajosa, pois quando o preço externo do fornecedor externo é mais baixa (simulação 2 do caso de estudo), conseguem comprar automaticamente maiores quantidades a preços mais baixos, em 4.5.2, o consumidor compra cerca de 15% a mais de energia a um preço 45% menor do que no mercado sem curvas de oferta.

Por fim, quando considerando um cenário de mercado sem fornecedor externo, verifica-se um preço de mercado mais baixo, uma vez que a geração disponível em mercado apresenta preços mais baixos; e toda esta geração é utilizada para suprir as necessidades básicas de consumo dos consumidores presentes neste mercado. Ou seja, das 3 ofertas efetuadas, os consumidores têm apenas uma aceita – a que representa o consumo base e que é apresentada a um preço mais alto. Esta redução representa a flexibilidade do consumo, e permite ao mercado chegar a resultados satisfatórios mesmo sem a necessidade de utilização de geração exterior à rede local. No caso de aumentar a energia disponível, e dependendo do preço desta, os consumidores adquirem uma maior quantidade de energia.

4.6. CONCLUSÕES DOS CASOS DE ESTUDO

Partindo da afirmação de que o mercado local de Vila Real não consegue suprir sua demanda apenas com a geração produzida localmente, ou seja, sem aplicação de flexibilidade ou uso do fornecedor externo, é interessante analisar os resultados partindo desse pressuposto.

A primeira simulação do caso de estudo 1, 4.2.1, onde foi apenas transacionada a energia elétrica, sem flexibilidade ou qualquer alteração nos padrões do modelo simétrico, com o uso da potência fornecida por um fornecedor externo, obteve-se um preço médio diário de mercado de 53€, que é o mesmo obtido nas simulações 1 e 3 do caso de estudo 3, 4.4, e na versão 1 do caso 4, 4.5.1; o montante de demanda satisfeita em todos também é o mesmo,

com as observações de que no caso de estudo 3, simulação 3, é transacionado primeiramente a flexibilidade e apenas posteriormente é feito uso do fornecedor externo; e no caso 4 a demanda não é completamente satisfeita, devido a curva de oferta solicitar uma maior demanda ao sistema. Ao observar os gráficos de demanda das seções anteriores, nota-se que todas as simulações onde ocorre 100% da satisfação da mesma, são os citados anteriormente, que possuem o preço médio de 53€, adicionando o caso das curvas de ofertas que não possui 100% suprido no gráfico, porém sabe-se que a demanda base foi atendida.

Outras 3 simulações que possuem o mesmo preço médio diário, 26,5€, são as que não possuem a participação do fornecedor externo, ou seja, é apenas ofertada a geração local, são essas as simulações presentes em 4.2.2, 4.4.2, 4.5.3. Nas duas primeiras é suprida apenas 58% da demanda solicitada, ou seja, não são opções viáveis para esse o mercado local. No caso de estudo 3, simulação 2, é ofertada a flexibilidade, porém não foi aceita pelo consumidor devido ao preço elevado; Na simulação 3 do caso de estudo 4, onde a demanda é ainda maior, foi suprida apenas 44% da mesma, pois através da curva de ofertas a solicitação aumentou, porém a geração local continuou a mesma.

Há duas simulações nos casos de estudo 3 e 4 que possuem preços distintos dos demais. No caso de estudo 3, o qual não há fornecedor externo e o custo da flexibilidade foi reduzido em 50%, 4.4.4, apresenta um preço médio diário de 44,8€ e 87% da demanda atendida, o que é um resultado muito satisfatório pois, foi possível satisfazer grande parte da demanda apenas com energia local, evitando quase por inteiro a compra de energia ao exterior da rede. Toda via, esse caso também confirma que, mesmo utilizando 100% da flexibilidade disponível não é possível suprir localmente o mercado.

A outra que difere-se está no caso de estudo 4, simulação 2, a qual ocorre uma redução de 45% do preço do fornecedor externo, resultando em cerca de 91% da demanda suprida, sendo que esse caso apresenta 30% de demanda adicional devido a curva de ofertas, com um preço médio diário de 29€, o que, para os compradores, confirma a vantagem da utilização da curva de ofertas, pois, dessa forma é possível comprar automaticamente maiores quantidades a preços mais baixos, o consumidor compra cerca de 15% a mais de energia a um preço 45% menor do que no mercado, com fornecedor externo, sem curvas de ofertas.

No estudo realizado em um modelo de mercado assimétrico, 4.3, foi transacionada apenas a flexibilidade dos consumidores, e em cada uma das simulações foi aceita uma quantidade desse montante, 100%, 50%, 25% e 10%, que obtiveram preços médios diários de, respectivamente, 89€, 82€, 78€ e 76€. Nota-se o preço de venda de flexibilidade é muito maior que o preço de compra de energia no mercado simétrico, significando para o consumidor, em momentos onde é possível vender sua flexibilidade é de extrema vantagem pelo lucro obtido.

O resultado obtido quando foi comparado o custo total da energia com o fornecedor externo e com a flexibilidade, Figura 31, demonstrou que o uso da flexibilidade, de forma integrada com a energia, porém ofertada em um leilão distinto é extremamente vantajoso, pois, dessa forma é evitado o uso do fornecedor externo, ou seja, o mercado é sustentado apenas com a energia local com custos equivalentes aos obtidos com a geração externa. Dessa forma, o mercado seria suprido com o que é gerado localmente e, ao invés de suprir toda a demanda ao fazer o uso do fornecedor externo, é completado com a flexibilidade dos consumidores.

5. CONCLUSÕES

O estudo realizado nesta dissertação permitiu a confirmação das mudanças decorrentes no setor de energia elétrica. Modelos, como acoplamento de mercados, que permitem o remanejamento da potência gerada em excesso, de fontes primárias, para locais onde há maior consumo, são realidade na Europa. A tendência e incentivo é de, cada vez mais, inserir fontes renováveis de geração distribuída, como mostrado em 4.1, e para que isso funcione da forma mais fiável e eficiente possível, muito se tem pesquisado, simulado e testado neste âmbito.

O conceito de mercados locais é um caminho a ser seguido para facilitar a inserção de fontes distribuídas no mercado de eletricidade e um incentivo à participação ativa dos consumidores.

Os resultados obtidos só foram possíveis devido ao uso da tecnologia dinâmica MAS, que permite a divisão e distribuição de tarefas complexas em diversos agentes menores, pois conforme foi dito, a inserção da flexibilidade de carga em modelos de mercado é muito complexa e o MAS permite isso de maneira simples e eficaz.

Esse trabalho apresenta relevância devido suas contribuições, apresentadas na seção a seguir, no contexto de negociação e transação de eletricidade a nível local, com o emprego da flexibilidade de carga.

5.1. CONTRIBUIÇÕES E CONCLUSÕES

Essa dissertação apresenta uma ampla revisão do estado da arte, capítulo 2, atende assuntos relevantes que são tendência quando se trata de atuais e eficazes maneiras de consumir, gerar e comercializar energia elétrica. A utilização mercados locais possibilita a participação do consumidor final de forma ativa no sistema, que é o caminho para um sistema mais sustentável e proficiente.

Além disso, cada vez mais, têm se reforçado a importância e a necessidade do uso da flexibilidade. Seu uso pode ser vantajoso economicamente ao consumidor, que a disponibiliza, e ao sistema que se torna mais seguro ao poder fazer ajustes na carga, auxiliando também no gerenciamento das restrições das redes de transmissão e distribuição, se planejada e aplicada em consideração as necessidades de rede em horários e locais específicos da rede.

O funcionamento do sistema com recursos energéticos renováveis possui imprevisibilidade dos recursos, dessa forma, se abre espaço para alternativas como acoplamento de mercados, que permite o remanejamento da produção e de algoritmos, como o EUPHEMIA, que além de evitar monopólios aumenta a transparência do cálculo de preços e fluxos de potência.

O capítulo 3 elucida a importância do uso de simulações para testar e ensaiar mecanismos e estratégias de transação de energia e, como, o número de entidades participantes do mesmo vem aumentando consideravelmente o uso a tecnologia multi-agente se torna, cada vez mais, relevante para simulações em mercados de energia elétrica. A resiliência do MAS permite resultados que ajudam a melhorar e estabilidade e eficiência do sistema. Com isso, é possível a acomodação em larga escala de fontes de energia renováveis, fazendo o uso de uma estrutura distribuída e da flexibilidade.

Ao fazer uso dos conceitos estudados e do simulador MASCEM, foram simulados diversos modelos de mercado local. O caso de estudo 1, onde é apresentado um mercado local com

transação apenas de energia elétrica, demonstra que apenas com a energia gerada localmente não é possível suprir toda a demanda local, por isso fez-se o uso do fornecedor externo ao mercado.

O caso de estudo 2, por sua vez, simulou a negociação da flexibilidade como único recurso, com alteração da demanda, e os preços de mercado obtidos foram muito maiores que os da energia elétrica no caso anterior.

O terceiro caso de estudo, integra no mesmo leilão a energia e a flexibilidade, o que resulta na não transação da flexibilidade devido seu alto preço; o sistema prefere comprar a energia do fornecedor externo. Afirmando que colocar ambos no mesmo leilão não é útil.

Conforme foi dito a geração local não supre toda a demanda, para isso pode ser feito o uso do fornecedor externo ou da flexibilidade. Foi analisado qual seria o custo total da energia se a flexibilidade e a eletricidade fossem postas em leilões integrados, porém distintos; o resultado obtido foi equivalente ao atingido com o uso do fornecedor externo. Ou seja, é possível suprir o mercado localmente, fazendo o uso da flexibilidade, esta, sendo ofertada separada da energia; evitando a compra da geração externa.

O último caso de estudo obteve resultados muito vantajosos. O comprador apresenta uma curva de ofertas, o que permite ao mesmo integrar flexibilidade a sua demanda de forma eficaz, pois quando o preço da oferta está menor, é possível comprar maior quantidade por um menor custo; e quando o preço aumenta, diminui-se a demanda, consumindo e comprando somente o necessário.

De maneira geral, através das simulações apresentadas foi possível concluir que é possível a um mercado local ser atendido somente utilizando energia elétrica local, isso é, se possuir fontes de geração eficientes e suficientes e ao fazer o uso apropriado da flexibilidade dos consumidores.

Demonstrou-se, também, que a flexibilidade não possui um preço atrativo o suficiente para participar de um leilão único, como um bem independente, ela necessita ser integrada (de forma distinta) a energia; todavia, por possui um valor elevado, quando transacionada apresenta grande vantagem ao consumidor vendedor da mesma.

Devido ao alto preço da flexibilidade de carga, é preferível para o sistema efetuar a compra de energia de um fornecedor externo a rede local. Entretanto, em casos de maior necessidade, é possível satisfazer a demanda com o uso da flexibilidade, que permite também a prevenção de problemas como congestionamento na rede, tanto local, quanto externa; apesar disso levar a um preço de mercado mais alto, quando considerando a transação da flexibilidade de forma integrada num leilão único juntamente com a energia, de fato, devido aos preços elevados da flexibilidade, torna-se até difícil existir transação. No entanto, quando considerando a transação da flexibilidade e energia de forma integrada em dois leilões independentes, um para a energia e outro para a flexibilidade, permite chegar a resultados de mercado que evitam o uso de fornecimento externo; e ao mesmo tempo a custos equivalentes do que incluindo a geração externa no mercado (evita-se transacionar a energia toda a um preço um pouco maior devido à geração externa; e no contrário, transaciona-se uma parte muito mais barata apenas com geração local; e o restante a preços mais elevados, correspondendo à flexibilidade, o que leva a custos equivalentes, sem necessidade do uso de geração externa).

Ao considerar a implementação de curvas de ofertas, por parte dos consumidores, foram obtidos resultados mais vantajosos, afinal, foram alcançados valores iguais, de preço de mercado e montante de energia transacionada, ao caso de estudo base. No entanto, a vantagem existe no momento que o preço da oferta é mais atrativo, possibilitando ao comprador obter maior quantidade de energia elétrica a um preço inferior ao mercado base; ou quando o preço se elevar o consumidor reduz seu montante de compra, demandando somente sua carga base. A curva de ofertas permite a introdução da flexibilidade, por parte do consumidor, de forma integrada a sua demanda o que possibilita a melhor transação e aplicação da mesma. No caso da curva de ofertas há vantagens, também, para os produtores de energia, tendo em vista que quando houver excesso na geração basta estabelecer um preço mais atrativo, pois haverá maior consumo, ou seja, não haverá desperdício de energia; e quando a produção for escassa, eleva-se o preço. Conclui-se que a aplicação de curva de ofertas é benéfica para todos os participantes do mercado local, principalmente no momento que não é possível armazenamento de grandes montantes de energia elétrica.

O trabalho desenvolvido no âmbito desta dissertação abrangeu os objetivos e resultados de dois projetos do centro de pesquisa GECAD. Os projetos considerados são:

- CONTEST - Innovative CONsumer aggregation to improve demand response and Tariff design for Energy and Services Transactions (ANI - P2020 Ref. SAICT-POL/23575/2016);

- DOMINOES - Smart Distribution Grid: a Market Driven Approach for the Next Generation of Advanced Operation Models and Services (H2020 grant agreement no. 771066).

Referente aos avanços científicos alcançados pelo trabalho desenvolvido, foi submetido um resumo estendido ao *Power Systems Computation Conference (PSCC 2020)*:

- Nathalia Boeno, Tiago Pinto, Everthon Sica, “*Multiagent simulation of demand flexibility integration in local energy markets.*”

Além disso, estão sendo produzidos dois artigos, um para revista, onde é destacado o modelo de negociação com curvas de oferta da presente dissertação; e outro, para conferência, com foco no modelo de leilão integrado de energia e flexibilidade.

5.2. LIMITAÇÕES E TRABALHOS FUTUROS

Apesar de terem sido obtidos resultados extremamente satisfatórios e inovadores, sugere-se para trabalhos futuros uma melhoria no algoritmo de cassação do MASCEM, pois apresenta limitações, motivo qual foi necessária a inserção de um fornecedor auxiliar com preço de 180,00€, e um comprador auxiliar com preço de 0€, para garantir a convergência das curvas de oferta e demanda. Além disso, o simulador MASCEM apresenta falha nos dados de *output* das simulações, onde retorna corretamente os resultados gerais da simulação, como preço de mercado por período, demanda satisfeita, etc. Porém, as informações referentes a cada vendedor, ou comprador, não estão coerentes com o *input*, prejudicando a criação de gráficos.

Foi confirmado, ao longo dos casos de estudo, que a participação de um fornecedor externo garante a satisfação de toda a demanda local, mas a um custo superior do preço de mercado obtido quando considerando transações puramente locais. Deste modo, é importante efetuar estudos acerca das possibilidades de negociação de energia com o exterior da rede local, incluindo a interação entre mercados locais independentes e vizinhos (adjacentes ou

não); e a interação do mercado local com o mercado grossista, visando assegurar a eficiência e redução de custos ao transacionar energia com o exterior.

Outra o estudo que pode ser complementado é considerando o preço de uso da rede, tanto para transporte quanto para distribuição, pois esse valor representa um custo adicional na aquisição de energia externa ao mercado local, não considerado no presente trabalho, o que pode confirmar ser uma grande vantagem, não somente financeira mas de eficiência da rede, o uso da flexibilidade local em substituição a aquisição de energia de fornecedores externos.

Esse trabalho pode servir como uma base para pesquisa em mercado local, podendo ser complementado considerando, por exemplo, a integração em mercado da flexibilidade por parte da geração e de recursos energéticos como veículos elétricos e baterias de armazenamento; e podem ser aplicados estudos de diferentes modelos de mercado seja através de leilões com formas alternativas de fechamento, negociação bilateral, modelos centralizados, centralizados em otimização de ofertas, modelos alternativos de negociação, entre outros. Conforme foi explicado sobre os mercados locais, em 2.3, eles são completamente customizáveis de acordo com as necessidades dos participantes, possibilitando assim inúmeras formas de ampliar os estudos realizados na presente dissertação.

Referências

- [1] M. Grzanic and T. Capuder, “The Value of Prosumers’ Flexibility under Different Electricity Market Conditions: Case Studies of Denmark and Croatia,” *2019 IEEE PES GTD Gd. Int. Conf. Expo. Asia (GTD Asia)*, Mar. 2019.
- [2] H. Wang, S. Member, C. Wang, and M. Q. Khan, “Risk-Averse Market Clearing for Coupled Electricity , Natural Gas and District Heating System,” 2019.
- [3] T. Morstyn, A. Teytelboym, and M. D. McCulloch, “Designing decentralized markets for distribution system flexibility,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 3, pp. 1–12, 2019.
- [4] M. Rasouli and D. Teneketzis, “An Efficient Market Design for Electricity Networks with Strategic Users Possessing Local Information,” *IEEE Trans. Control Netw. Syst.*, vol. PP, no. c, p. 1, 2019.
- [5] B. A. Bremdal, P. Olivella-Rosell, J. Rajasekharan, and I. Ilieva, “Creating a local energy market,” *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 2649–2652, 2017.
- [6] F. Teotia and R. Bhakar, “Local energy markets: Concept, design and operation,” *2016 Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2016*, 2017.
- [7] “USEF The Framework Explained A solid foundation for smart energy futures.” [Online]. Available: http://www.globalsmartgridfederation.org/wp-content/uploads/2016/10/USEF_TheFrameworkExplained-18nov15.pdf.
- [8] C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, and R. Hakvoort, “Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 237–247, 2016.
- [9] D. S. Kirschen, “Demand-Side View of Electricity Markets - Invited Paper,” *Ieee Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 520–527, 2003.

- [10] I. Ilieva, B. Bremdal, S. Ø. Ottesen, J. Rajasekharan, and P. Olivella-rosell, “Design characteristics of a smart grid dominated local market,” no. 646476, pp. 2–5, 2017.
- [11] M. A. Mustafa, S. Cleemput, and A. Abidin, “A local electricity trading market: Security analysis,” *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, 2017.
- [12] European Commission, “Concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC,” 2009.
- [13] CEDEC, “Smart grids for smart markets,” 2014.
- [14] D. C. Report, “THE LEAST DEVELOPED COUNTRIES REPORT 2017 Transformational energy access CHAPTER 4 Governance and policy in electricity provision,” 2017.
- [15] V. A. Kryukov, *European Energy and Climate Security*, vol. 31. 2016.
- [16] R. A. G. Pimpão, “O processo de liberalização do mercado da energia elétrica: o caso português em perspetiva comparada,” 2013.
- [17] I. Feio, “O Mercado Livre de Eletricidade e a Estrutura Tarifária em Portugal – Uma Análise Pré e Pós MIBEL,” 2014.
- [18] J. Soares, T. Pinto, F. Lezama, and H. Morais, “Survey on Complex Optimization and Simulation for the New Power Systems Paradigm,” *Complexity*, vol. 2018, pp. 1–32, 2018.
- [19] J. Pedro and M. Conde, “Previsão de preços de eletricidade no mercado diário e intradiário MIBEL,” *Fac. Eng. da Univ. do Porto*, p. 176, 2015.
- [20] J. P. L. Gonçalves, “Modelos para a Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente de Mercado,” p. 149, 2013.
- [21] I. Praça, C. Ramos, Z. Vale, and M. Cordeiro, “Mascem: A Multiagent System that Simulates Competitive Electricity Markets,” *IEEE Intell. Syst.*, vol. 18, no. 6, pp. 54–60, 2003.
- [22] C. Filipe and G. Henriques, “Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico

de Electricidade no ano de 2010,” 2011.

- [23] E. Spot and P. C. R. Alwg, “EUPHEMIA Public Description,” no. April, 2016.
- [24] “EPEX SPOT SE: About EPEX SPOT.” [Online]. Available: http://www.epexspot.com/en/company-info/about_epex_spot.
- [25] “Profile | EPEX SPOT BELGIUM.” [Online]. Available: <https://www.belpex.be/about-us/about-us/profile/>.
- [26] “GME’s info - Library - annual reports.” [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/En/GME/Biblioteca/RapportiAnnuali.aspx>.
- [27] S. Bigerna, C. A. Bollino, D. Ciferri, and P. Polinori, “Renewables diffusion and contagion effect in Italian regional electricity markets: Assessment and policy implications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 68, no. August 2016, pp. 199–211, 2017.
- [28] “Markets divided into bidding areas.,” 2017. [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Bidding-areas/>.
- [29] “Mibel.” [Online]. Available: <http://mibel.com/conselho-de-reguladores/atribuicoes/>.
- [30] “OMIE.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/pt/principal/informacao-da-companhia>.
- [31] S. Hall and K. Roelich, “Local Electricity Supply: Opportunities, archetypes and outcomes Infrastructure BUbusiness models, valuation and Innovation for Local Delivery,” no. March, 2015.
- [32] F. Teotia, P. Mathuria, R. Bhakar, V. Prakash, and S. Chawda, “Modelling local electricity market over distribution network,” in *2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS)*, 2017, pp. 1–6.
- [33] “European Commission. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity.,” Brussels, 2017.

- [34] D. Menniti, N. Sorrentino, A. Pinnarelli, G. Belli, A. Burgio, and P. Vizza, “Local electricity market involving end-user distributed storage system,” in *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2015, pp. 384–388.
- [35] T. Cui, Y. Wang, S. Nazarian, and M. Pedram, “An electricity trade model for microgrid communities in smart grid,” *2014 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. ISGT 2014*, 2014.
- [36] P. Siano, G. De Marco, A. Rolan, and V. Loia, “A Survey and Evaluation of the Potentials of Distributed Ledger Technology for Peer-to-Peer Transactive Energy Exchanges in Local Energy Markets,” *IEEE Syst. J.*, pp. 1–13, 2019.
- [37] European Commission, “Smart Grid Mandate. Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment M/490,” *Networks*, 2011.
- [38] D. Dauer, “Market-based Allocation of Local Flexibility in Smart Grids,” no. September, 2016.
- [39] W.-J. Tang and H.-T. Yang, “Optimal Bidding Strategy for a DER aggregator in the Day-Ahead Market in the presence of demand flexibility,” *IEEE Access*, vol. PP, no. c, p. 1, 2019.
- [40] Smart Grid Task Force, “2015 Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility,” 2015.
- [41] A. Ramos, C. De Jonghe, V. Gómez, and R. Belmans, “Realizing the smart grid’s potential: Defining local markets for flexibility,” *Util. Policy*, vol. 40, pp. 26–35, 2016.
- [42] A. Backers *et al.*, “An introduction to the Universal Smart Energy Framework,” 2014.
- [43] Eurelectric, “Flexibility in the energy transition : a toolbox for electricity DSOs,” 2018.

- [44] U. Department of Energy, “Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them,” 2005.
- [45] S. Mohagheghi, J. Stoupis, Z. Wang, and Z. Li, “Demand Response Architecture - Integration into the Distribution Management System,” *First IEEE Int. Conf. Smart Grid Commun.*, pp. 501–506, 2010.
- [46] P. Siano, “Demand response and smart grids - A survey,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 461–478, 2014.
- [47] X. Chen, E. Dall’Anese, C. Zhao, and N. Li, “Aggregate Power Flexibility in Unbalanced Distribution Systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, 2019.
- [48] M. Ampatzis, P. H. Nguyen, and W. Kling, “Local electricity market design for the coordination of distributed energy resources at district level,” *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, vol. 2015-Janua, no. January, pp. 1–6, 2015.
- [49] M. P. F. Hommelberg, C. J. Warmer, I. G. Kamphuis, J. K. Kok, and G. J. Schaeffer, “Distributed control concepts using multi-agent technology and automatic markets: An indispensable feature of smart power grids,” *2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, pp. 1–7, 2007.
- [50] I. S. Bayram, M. Z. Shakir, M. Abdallah, and K. Qaraqe, “A survey on energy trading in smart grid,” *2014 IEEE Glob. Conf. Signal Inf. Process. Glob. 2014*, pp. 258–262, 2014.
- [51] E. Mengelkamp, P. Staudt, J. Gartner, and C. Weinhardt, “Trading on local energy markets: A comparison of market designs and bidding strategies,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, 2017.
- [52] L. Zhang, Z. Li, and C. Wu, “Randomized auction design for electricity markets between grids and microgrids,” *ACM SIGMETRICS Perform. Eval. Rev.*, vol. 42, no. 1, pp. 99–110, 2014.
- [53] P. Olivella-Rosell *et al.*, “Local flexibility market design for aggregators providing multiple flexibility services at distribution network level,” *Energies*, vol. 11, no. 4, pp. 1–19, 2018.

- [54] S. Kahrobaee, R. A. Rajabzadeh, L. K. Soh, and S. Asgarpoor, “Multiagent study of smart grid customers with neighborhood electricity trading,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 111, pp. 123–132, 2014.
- [55] A. J. D. Rathnayaka, V. M. Potdar, T. Dillon, O. Hussain, and S. Kuruppu, “Goal-Oriented Prosumer Community Groups for the Smart Grid,” *IEEE Technol. Soc. Mag.*, vol. 33, no. 1, pp. 41–48, 2014.
- [56] “About - Piclo.energy.” [Online]. Available: <https://piclo.energy/about>.
- [57] “Vandebron Energie.” [Online]. Available: <https://vandebron.nl/>.
- [58] “sonnenCommunity.” [Online]. Available: <https://sonnengroup.com/>.
- [59] R. Haas, H. Auer, G. Resch, and G. Lettner, *The Growing Impact of Renewable Energy in European Electricity Markets*, vol. 4, no. 2009. Elsevier Inc., 2013.
- [60] T. Pinto, H. Silva, Z. Vale, G. Santos, and I. Praca, “Pan-European Electricity Market Simulation Considering the European Power Network Capacities,” *Proc. - Int. Work. Database Expert Syst. Appl. DEXA*, vol. 2016-Febru, pp. 91–95, 2016.
- [61] “e-Highway 2050: e-Highway2050.” [Online]. Available: <http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>.
- [62] “CASSANDRA – A multivariate platform for assessing the impact of strategic decisions in electrical power systems.” [Online]. Available: <https://www.coventry.ac.uk/research/research-directories/current-projects/2014/cassandra/>.
- [63] P. Leitão, V. Mařík, and P. Vrba, “Past, present, and future of industrial agent applications,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 9, no. 4, pp. 2360–2372, 2013.
- [64] G. Santos, T. Pinto, I. Praça, and Z. Vale, “MASCEM: Optimizing the performance of a multi-agent system,” *Energy*, vol. 111, pp. 513–524, 2016.
- [65] M. Wooldridge and N. R. Jennings, “Intelligent agents: theory and practice,” *Knowl. Eng. Rev.* vol. 10, no. 02, p. 115, 1995.

- [66] A. H. Elamy, "Perspectives in agent-based technology," *AgentLink News*, 2005.
- [67] P. Trichakis, "Multi Agent Systems for the Active Management of Electrical Distribution Networks," 2009.
- [68] P. Ringler, D. Keles, and W. Fichtner, "Agent-based modelling and simulation of smart electricity grids and markets - A literature review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 205–215, 2016.
- [69] S. Kakran and S. Chanana, "Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. December 2016, pp. 524–535, 2018.
- [70] A. Kantamneni, L. E. Brown, G. Parker, and W. W. Weaver, "Survey of multi-agent systems for microgrid control," *Eng. Appl. Artif. Intell.*, vol. 45, pp. 192–203, 2015.
- [71] A. L. Dimeas and N. D. Hatziargyriou, "Control agents for real microgrids," *15th Int. Conf. Intell. Syst. Appl. to Power Syst.*, 2009.
- [72] Z. Xiao *et al.*, "Hierarchical MAS based control strategy for microgrid," *Energies*, vol. 3, no. 9, pp. 1622–1638, 2010.
- [73] J. Oyarzabal, J. Jimeno, J. Ruela, A. Engler, and C. Hardt, "Agent based micro grid management system," *Int. Conf. Futur. Power Syst.*, 2005.
- [74] S. A. Harp, B. Sergio, B. F. Wollenberg, and T. Samad, "SEPIA: A Simulator for Electric Power Industry Agents," *IEEE Control Syst.*, vol. 20, no. 4, pp. 53–69, 2000.
- [75] V. S. Koritarov, "Real-world market representation with agents - Modeling the Electricity Market as a Complex Adaptive System with an Agent-Based Approach," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 2, no. 4, pp. 39–46, 2004.
- [76] G. Migliavacca, "SREMS-electricity market simulator based Game Theory and incorporating network constraints," *IEEE Power Tech*, pp. 3–8, 2007.
- [77] H. Li and L. Tesfatsion, "Development of open source software for power market

- research: the AMES test bed,” *J. Energy Mark.*, vol. 2, no. 2, pp. 111–128, 2016.
- [78] S. Cincotti and G. Gallo, “Gapex: an Agent-Based Framework for Power Exchange Modeling and Simulation,” pp. 33–43, 2012.
- [79] G. Santos, T. Pinto, Z. Vale, H. Morais, and I. Praca, “MASCEM restructuring: Ontologies for scenarios generation in power systems simulators,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2013.
- [80] G. Santos, T. Pinto, Z. Vale, H. Morais, and I. Praca, “Balancing market integration in MASCEM electricity market simulator,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2012.
- [81] T. Pinto and Z. Vale, “AiD-EM: Adaptive Decision Support for Electricity Markets Negotiations,” *proceeding 28th Int. Jt. Conf. Artif. Intell. (IJCAI 2019)*, 2019.
- [82] and H. M. T. Pinto, Z. Vale, T. M. Sousa, I. Praça, G. Santos, “Adaptive Learning in Agents Behaviour: A Framework for Electricity Markets Simulation,” *Integr. Comput. Eng.*, 2014.
- [83] P. Oliveira, T. Pinto, H. Morais, Z. Vale, and S. Member, “MASGriP – A Multi-Agent Smart Grid Simulation Platform,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2012.
- [84] G. Santos, “Ontologies for the interoperability of multiagent electricity markets simulation platforms,” 2015.
- [85] Foundation for Intelligent Physical Agents, *FIPA Agent Management Specification*. 2004.
- [86] “Java agent development framework (JADE).” [Online]. Available: <http://jade.tilab.com/>.
- [87] E. Mengelkamp, S. Bose, E. Kremers, J. Eberbach, B. Hoffmann, and C. Weinhardt, “Increasing the efficiency of local energy markets through residential demand response,” *Energy Informatics*, vol. 1, no. 1, pp. 1–18, 2018.

- [88] C. Rosen and R. Madlener, “An auction design for local reserve energy markets,” *Decis. Support Syst.*, vol. 56, no. 1, pp. 168–179, 2013.
- [89] “Repast.” [Online]. Available: <https://repast.github.io/>.
- [90] J. Horta, D. Kofman, D. Menga, and A. Silva, “Novel market approach for locally balancing renewable energy production and flexible demand,” *2017 IEEE Int. Conf. Smart Grid Commun. SmartGridComm 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 533–539, 2018.
- [91] C. Zhang, J. Wu, Y. Zhou, M. Cheng, and C. Long, “Peer-to-Peer energy trading in a Microgrid,” *Appl. Energy*, vol. 220, no. February, pp. 1–12, 2018.
- [92] J. Gärttner, E. Mengelkamp, and C. Weinhardt, “Decentralizing Energy Systems Through Local Energy Markets: The LAMP-Project,” *Multikonferenz Wirtschaftsinformatik (MKWI)*, pp. 924–930, 2018.
- [93] T. Logenthiran, D. Srinivasan, A. M. Khambadkone, and H. N. Aung, “Multiagent system for real-time operation of a microgrid in real-time digital simulator,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 925–933, 2012.
- [94] “Real Time Digital Power System Simulator • RTDS Technologies Inc.” [Online]. Available: <https://www.rtds.com/>.
- [95] H. T. Nguyen and L. B. Le, “Optimal Energy Management for Cooperative Microgrids With Renewable Energy Resources,” *2014 IEEE Int. Conf. Smart Grid Commun. SmartGridComm 2014*, pp. 133–138, 2015.
- [96] H.S.V.S.Kumar Nunna; Doolla Suryanarayana, “Energy Management in Microgrids Using Demand Response and Distributed Storage - A Multiagent Approach,” *IEEE Trans. power Deliv.*, pp. 1–9, 2014.
- [97] J. Soares, C. Lobo, Z. Vale, and P. B. De Moura Oliveira, “Realistic traffic scenarios using a census methodology: Vila real case study,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2014-Octob, no. October, 2014.
- [98] EUROPEAN COMMISSION, “EU Energy, Transport And GHG Emissions Trends to 2050,” 2013.

- [99] “REN - SIMEE - Preços Mercado Spot - Portugal e Espanha.” [Online]. Available: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Preco s.aspx>.
- [100] N. C. Figueiredo, P. P. Da Silva, and P. Cerqueira, “Market Splitting and the Swedish electricity market,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2016-July, pp. 1–7, 2016.

