



JOÃO PEDRO GUERREIRO DE FREITAS GEMAS JORGE

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores

MERCADOS DE FLEXIBILIDADE LOCAL E A RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS NA REDE ELÉTRICA COM NÍVEIS ELEVADOS DE GERAÇÃO RENOVÁVEL

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

Universidade NOVA de Lisboa
Abril, 2025

MERCADOS DE FLEXIBILIDADE LOCAL E A RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS NA REDE ELÉTRICA COM NÍVEIS ELEVADOS DE GERAÇÃO RENOVÁVEL

JOÃO PEDRO GUERREIRO DE FREITAS GEMAS JORGE

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Doutor Fernando Jorge Ferreira Lopes

Investigador, Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG)

Coorientadora: Doutora Anabela Gonçalves Pronto

Professora Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa (FCT/UNL)

Júri

Presidente: Doutor João Paulo Branquinho Pimentão

Professor Associado, FCT/UNL

Arguente: Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

Professor Adjunto, ISEL/IPL

Vogal: Doutor Fernando Jorge Ferreira Lopes

Investigador, LNEG

Mercados de Flexibilidade Local e a Resolução de Congestionamentos na Rede Elétrica com Níveis Elevados de Geração Renovável

Copyright © João Pedro Guerreiro de Freitas Gemas Jorge, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Dedico esta tese à minha família, por todo o amor e apoio incondicional, e aos meus amigos, por estarem sempre ao meu lado ao longo desta jornada.

AGRADECIMENTOS

Quero expressar o meu profundo agradecimento a todos aqueles que, de diferentes formas, contribuíram e me apoiaram não apenas na realização desta dissertação e na conclusão da minha formação académica, mas também no meu crescimento pessoal ao longo destes anos.

Em primeiro lugar, gostaria de expressar o meu reconhecimento ao Doutor Fernando Lopes, pela orientação, pela constante disponibilidade, pela partilha de conhecimento e pela ajuda prestada. Um agradecimento especial também à Professora Anabela Pronto, pelos ensinamentos transmitidos ao longo deste percurso académico, pelos valiosos conselhos e pelo apoio incondicional. A ambos agradeço por me terem dado a oportunidade de desenvolver esta dissertação.

À Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa, agradeço pela oportunidade de aprender com profissionais de excelência, conhecer pessoas incríveis e viver experiências enriquecedoras.

Ao Laboratório Nacional de Energia e Geologia, agradeço a forma como fui recebido e a disponibilização de todas as ferramentas essenciais ao desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos da faculdade, o meu sincero obrigado por tornarem este percurso inesquecível, pelas horas de trabalho partilhadas, pelos momentos de diversão e pelo espírito de amizade e companheirismo. Também agradeço aos amigos fora da universidade, que, mesmo sendo mais uma influência para me distrair e divertir do que para me manter focado, tiveram um papel essencial ao trazer alegria e equilíbrio aos desafios. A todos vocês, obrigado por estarem presentes e tornarem esta jornada tão especial.

Quero dedicar um agradecimento especial à minha namorada Sofia, pelo amor, paciência e apoio durante todo este percurso. Obrigado por estares sempre ao meu lado e por tornares esta jornada ainda mais especial.

Um agradecimento profundo à minha família, o meu maior pilar. Aos meus pais, pelo esforço incansável, carinho e forte apoio. À minha irmã e ao João, pelo suporte e incentivo constante, e aos meus avós, pelo amor e exemplo de dedicação. A vocês devo grande parte do que alcancei, pois sempre me fizeram acreditar que, com esforço, tudo é possível. Esta dissertação é também vossa.

”

«*Tudo vale a pena. Se a alma não é pequena.*»

— **Fernando Pessoa**, Mensagem
(Escritor e poeta)

RESUMO

O setor elétrico encontra-se em plena reestruturação, impulsionado pela necessidade de descarbonização e pela crescente integração de fontes de energia renovável. Este cenário apresenta desafios consideráveis, especialmente no que se refere à flexibilidade e estabilidade da rede elétrica, indispensáveis para gerir a intermitência e variabilidade inerentes às energias renováveis. A presente dissertação aborda estas questões propondo a implementação de mercados de flexibilidade local, uma solução que otimiza o uso de recursos distribuídos, alivia congestionamentos e promove um sistema elétrico mais resiliente e eficiente.

A investigação inclui uma análise detalhada dos fundamentos teóricos e regulamentares, a conceção de um modelo de mercado adaptado ao contexto português e o desenvolvimento de um módulo didático para simulações de mercado. O modelo é validado através de um caso de estudo que explora cenários futuros de elevada penetração de renováveis e maior eletrificação dos setores em Lisboa, comprovando a eficácia dos mercados de flexibilidade local na resolução de congestionamentos e na integração de fontes de energia renovável.

Os resultados obtidos demonstram que os mercados de flexibilidade local constituem uma solução técnica e económica viável, contribuindo para a sustentabilidade do setor energético e alinhando-se com os objetivos de descarbonização e transição energética da União Europeia. Adicionalmente, o módulo didático desenvolvido revela-se uma ferramenta valiosa para o ensino e formação de profissionais, proporcionando uma compreensão prática das dinâmicas de mercado e das soluções inovadoras para os desafios enfrentados pelo setor energético.

Palavras-chave: Flexibilidade, Descarbonização, Transição Energética, Fontes de Energia Renovável, Gestão de Congestionamento, Redes Elétricas Inteligentes, Recursos Energéticos Distribuídos, Mercados de Energia Elétrica, Mercados de Flexibilidade Local, Simulação de Mercado.

ABSTRACT

The electric sector is undergoing significant restructuring, driven by the need for decarbonization and the increasing integration of renewable energy sources. This scenario presents considerable challenges, particularly regarding the flexibility and stability of the power grid, which are essential to manage the intermittency and variability inherent to renewable energies. This dissertation addresses these issues by proposing the implementation of local flexibility markets, a solution that optimizes the use of distributed resources, alleviates congestion, and promotes a more resilient and efficient electrical system.

The research included a detailed analysis of theoretical and regulatory foundations, the design of a market model tailored to the Portuguese context, and the development of an educational module for market simulations. The model was validated through a case study that explored future scenarios with high renewable penetration and increased electrification of sectors in Lisbon, demonstrating the effectiveness of local flexibility markets in resolving congestion and integrating renewable energy sources.

The results obtained show that local flexibility markets are a technically and economically viable solution, contributing to the sustainability of the energy sector and aligning with the European Union's decarbonization and energy transition goals. Additionally, the developed educational module proves to be a valuable tool for teaching and training professionals, providing a practical understanding of market dynamics and innovative solutions to the challenges faced by the energy sector.

Keywords: Flexibility, Decarbonization, Energy Transition, Renewable Energy Sources, Congestion Management, Smart Grids, Distributed Energy Resources, Electricity Markets, Local Flexibility Markets, Market Simulation.

ÍNDICE

Índice de Figuras	ix
Siglas	xi
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento e Motivações	1
1.2 Objetivos	3
1.3 Estrutura da Dissertação	4
2 Estado da Arte	5
2.1 Panorama e Desafios da Integração de Energias Renováveis	5
2.1.1 A Evolução das Fontes de Energia Renováveis e as Necessidades de Flexibilidade no Sistema Elétrico da UE	10
2.2 Mercados de Energia Elétrica	15
2.2.1 Estrutura dos Mercados de Eletricidade Tradicionais	15
2.2.2 Modelos de Mercado	18
2.3 Requisitos para a Gestão de Congestionamentos	25
3 Mercados de Flexibilidade Local	30
3.1 A Emergência dos Mercados de Flexibilidade Local	30
3.1.1 NODES	31
3.1.2 Enera	32
3.1.3 Piclo Flex	32
3.1.4 GOPACS	33
3.2 Definição, Conceitos e Modelos de Implementação dos Mercados de Flexibilidade Local	34
3.2.1 A Integração da Flexibilidade no Mercado Ibérico	34
3.2.2 Características e Participantes no Mercado de Flexibilidade Local	36
3.2.3 Mercados de Flexibilidade Local em CER	40
3.2.4 Efeito de Retorno na Flexibilidade e Impacto na Rede	42

3.2.5	Evolução Recente na Conceção dos Mercados de Flexibilidade Local	43
3.3	Principais Desafios e Obstáculos	44
3.3.1	Questões na Conceção dos Mercados de Flexibilidade	45
3.3.2	Desafios na Conceção dos Mercados de Flexibilidade	46
3.3.3	Barreiras Identificadas nos Mercados Propostos	47
3.4	Casos de Estudo - Mercados de Flexibilidade Local	50
4	Proposta do Mercado de Flexibilidade Local	54
4.1	Características Principais do Mercado Proposto	54
4.1.1	Participantes de Mercado	54
4.1.2	Integração do Mercado	56
4.1.3	Operador de Mercado Independente	56
4.1.4	Regras de Mercado	56
4.1.5	Estrutura do Mercado Proposto	57
4.1.6	Padronização de Produtos de Flexibilidade	59
4.1.7	Incentivos Através de Pagamentos de Reserva	60
4.1.8	Coordenação entre Operadores de Rede	60
4.2	Respostas aos Desafios Comuns na Proposta do Mercado	60
4.2.1	Liquidez do Mercado	60
4.2.2	Fiabilidade e Erros de previsão	60
4.2.3	Custos de Medição e Infraestrutura	61
4.2.4	Práticas de <i>inc-dec gaming</i>	61
4.2.5	Efeito de Retorno	61
5	Implementação do Módulo do Mercado de Flexibilidade Local	62
5.1	Interface Gráfica	62
5.1.1	Menu Ficheiros (<i>File</i>)	63
5.1.2	Menu Participantes (<i>Participants</i>)	65
5.1.3	Menu Simulação (<i>Simulation</i>)	66
5.1.4	Menu Caso de Estudo (<i>Case Study</i>)	71
5.1.5	Menu Ajuda (<i>Help</i>)	71
6	Caso de Estudo	73
6.1	Considerações Gerais	73
6.2	Análise dos Resultados	86
6.3	Discussão de Impactos	89
7	Conclusões e Trabalho Futuro	91
7.1	Síntese Conclusiva	91
7.2	Propostas para Trabalho Futuro	94
	Bibliografia	95

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1	Evolução da Percentagem de Energia Renovável no Consumo Final de Energia.	6
2.2	Procura de Eletricidade (Sem a Produção de Hidrogénio).	13
2.3	Cenários de Procura Residual.	13
2.4	Necessidades de Flexibilidade na Europa em 2021 e 2030.	14
2.5	Esquema do Funcionamento de uma Empresa Verticalmente Integrada.	15
2.6	Evolução da Legislação da UE no Setor da Energia.	17
2.7	Evolução do Acoplamento do Mercado Diário Grossista da Eletricidade na UE (2010-2021).	18
2.8	Modelo Misto de Exploração do Setor Elétrico.	20
2.9	Estrutura de Negociação de Energia no MIBEL.	22
2.10	Evolução da Curva da Procura e da Oferta.	23
2.11	A Dinâmica do Mercado Elétrico Europeu.	25
3.1	Modelo de Mercado de Energia com Foco na Flexibilidade e Gestão de Congestionamentos.	36
3.2	Visão Geral do Esquema de um Mercado de Flexibilidade Local.	38
3.3	Exemplo de Cronograma de um Mercado de Flexibilidade Local.	39
3.4	Visão Geral do Mercado de Flexibilidade Local - CER.	40
3.5	<i>Traffic Light Concept</i> .	41
3.6	Relação entre os Mercados.	41
3.7	Efeito de Retorno devido à Flexibilidade da Procura.	42
3.8	Visão Geral dos Estágios do Mercado.	43
3.9	Ilustração do Produto CL-cap.	43
3.10	Pedidos de Flexibilidade do ORD e do BRP nos Três Cenários.	50
3.11	Resultados dos Casos de Teste dos Três Cenários.	50
4.1	Esquema Geral do Mercado de Flexibilidade Local.	55
4.2	Interação entre Mercados.	58
5.1	Ilustração da Interface Gráfica do Módulo de Mercado de Flexibilidade Local.	63

5.2	Janela de Seleção de Ficheiros.	64
5.3	Janela de Criação de Novos Participantes.	65
5.4	Janela de Seleção de Participantes a Remover.	65
5.5	Janela com as Ofertas Criadas pelos Participantes.	66
5.6	Janelas para a Criação de uma Oferta.	68
5.7	Quadro do Mercado de Flexibilidade Local.	68
5.8	Janelas com os Detalhes de um Contrato.	69
5.9	Janela de Exibição dos Contratos.	70
5.10	Breve Descrição e Detalhes do Caso de Estudo.	71
5.11	Janela com Mensagem de Apoio ao Módulo.	72
6.1	Diagrama de Carga do Mês de Janeiro 2040.	77
6.2	Ofertas do Cliente Industrial A no Dia 10 de Janeiro de 2040.	79
6.3	Ofertas Associadas à Zona da Alameda no Dia 20 de Janeiro de 2040.	80
6.4	Contrato Celebrado para o Dia 20 de Janeiro de 2040.	81
6.5	Ofertas da E-REDES no Dia 24 de Janeiro de 2040.	82
6.6	Ofertas dos Agentes Vendedores no Dia 24 de Janeiro de 2040 para o Período das 10 Horas às 11 Horas.	83
6.7	Contratos Celebrados no Dia 24 de Janeiro de 2040 para o Período das 10 Horas às 11 Horas.	83
6.8	Ofertas da E-REDES no Dia 24 de Janeiro de 2040 Após Contratação das 10 Horas às 11 Horas.	84
6.9	Consumo Horário do Código Postal 1000 do Dia 24 de Janeiro de 2040.	84
6.10	Janela com Todos os Contratos para a Resolução dos Congestionamentos para o Mês de Janeiro de 2040.	85
6.11	Janela com a Informação Detalhada Referente ao Contrato com o ID 104.	86
6.12	Diagrama de Carga do Mês de Janeiro 2040 Após Mercado.	88
6.13	Gráfico de Dispersão: Relação entre o Volume e o Preço.	88

SIGLAS

ACER	Agência da UE de Cooperação dos Reguladores da Energia
ARN	Autoridades Reguladoras Nacionais
BRP	Entidade Responsável pelo Balanço
BT	Baixa Tensão
CEER	Conselho Europeu de Reguladores da Energia
CER	Comunidade de Energia Renovável
CET	<i>Central European Time</i>
CL	<i>Capacity Limitation</i>
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CNMC	<i>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia</i>
CNMV	<i>Comisión Nacional del Mercado de Valores</i>
CUR	Comercializador de Último Recurso
DA	<i>Day-Ahead</i>
DER	Recursos Energéticos Distribuídos
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DR	Resposta à Procura
EI	Entidade Independente
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fontes de Energia Renovável
FSP	Prestadores de Serviços de Flexibilidade
GGs	Gestor Global do Sistema
IoT	<i>Internet of Things</i>

LFM	Mercado de Flexibilidade Local
MATREM	<i>Multi-Agent Trading in Electricity Markets</i>
MEE	Mercado de Energia Elétrica
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
MMFL	Módulo do Mercado de Flexibilidade Local
MPGGS	Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema
MS	<i>Market Splitting</i>
MT	Média Tensão
NEMO	<i>Nominated Electricity Market Operator</i>
OM	Operador de Mercado
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
OS	Operador de Sistema
P2P	<i>Peer-to-Peer</i>
PAB	<i>Pay-as-Bid</i>
PI	Parques Industriais
PNEC	Planos Nacionais de Energia e Clima
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
ROR	Regulamento de Operação das Redes
RT	<i>Real-Time</i>
RtU	<i>Right-to-Use</i>
SCADA	Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados
SEN	Sistema Elétrico Nacional
TIC	Tecnologias da informação e comunicação
TLC	<i>Traffic Light Concept</i>
UE	União Europeia
VE	Veículo Elétrico

INTRODUÇÃO

A secção 1.1 deste capítulo introduz uma contextualização abrangente sobre o tema central desta dissertação, destacando os elementos que motivaram a escolha e desenvolvimento da temática. Em seguida, a secção 1.2 detalha os principais objetivos do estudo, proporcionando uma visão clara das metas a serem alcançadas com a investigação. Finalmente, a secção 1.3 apresenta a estrutura da dissertação, oferecendo um panorama organizado dos conteúdos abordados nos diferentes capítulos.

1.1 Enquadramento e Motivações

A consciencialização do efeito da emissão excessiva de CO_2 que se concentra na atmosfera provocando o aumento da temperatura global que causa alterações climáticas, cujas consequências afetam todas as regiões do mundo, e a dependência de combustíveis fósseis suscitaram a necessidade de mudanças de hábitos e maior empregabilidade de tecnologias verdes, aumentando a sustentabilidade ambiental. O âmbito global do problema em questão exige uma colaboração coletiva de todos os países do mundo, principalmente das economias mais desenvolvidas e com maiores taxas de emissão de gases poluentes. O Acordo de Paris, é um tratado internacional adotado em 2015 fruto dessa colaboração, em que se definiu uma estratégia de redução a longo prazo das emissões [1].

De modo a corresponder às metas definidas, nomeadamente a de um impacto neutro no clima dos países da União Europeia (UE) até 2050, será necessária uma componente percentual de Fontes de Energia Renovável (FER). Contudo, isso envolve alguns desafios que têm de ser superados para garantir um sistema operacional, fiável e competitivo [2].

Encontramo-nos num período de transição energética, em que se estabeleceram metas ambiciosas para os níveis de geração renovável a atingir. De modo a que se cumpram tais objetivos, o mercado da eletricidade naturalmente terá de evoluir face ao modelo atual [3].

Nos últimos anos, o setor elétrico passou por uma transformação profunda, com a transição de um modelo centralizado e monopolista para mercados de energia liberalizados. Esta mudança incentivou a produção descentralizada baseada em FER, promovendo a diversificação das fontes de energia e a redução da dependência de combustíveis fósseis.

Contudo, o crescimento da utilização de energias renováveis, como a solar e a eólica, também trouxe novos desafios operacionais e económicos, especialmente no que diz respeito à gestão da flexibilidade da rede elétrica [4].

Os Planos Nacionais de Energia e Clima (PNEC), apresentados pelos Estados-Membros da UE, indicam alterações significativas nos sistemas energéticos nacionais, com a energia solar e eólica a se assumirem como as fontes de eletricidade de maior crescimento nesta década. Perante esta transição, torna-se essencial reforçar a flexibilidade do sistema elétrico da UE para garantir um abastecimento seguro e estável, minimizando o risco de interrupções no fornecimento e assegurando a resiliência do sistema face à variabilidade das energias renováveis [5].

A liberalização dos mercados de energia elétrica, combinada com as políticas de incentivo às FER, levou ao surgimento de mercados como o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), onde a concorrência entre agentes promove a eficiência económica [6]. Apesar dos avanços, a evolução destes mercados exige novas abordagens para lidar com a intermitência das FER, o aumento da eletrificação e as novas dinâmicas de consumo e produção de energia [7, 8].

Neste contexto, os mercados de flexibilidade local emergem como uma solução inovadora para enfrentar os desafios impostos pela transição energética. Estes mercados permitem que operadores de redes e outros agentes do setor adquiram flexibilidade de recursos distribuídos, ajudando a resolver congestionamentos, integrar fontes renováveis e manter a estabilidade da rede. Os congestionamentos, em particular, representam um desafio crítico, pois afetam diretamente a eficiência e a fiabilidade do sistema elétrico [9]. A crescente intermitência das FER e a descentralização da sua geração aumentam a frequência e a severidade desses congestionamentos, especialmente nas redes de distribuição. Os mercados de flexibilidade local oferecem uma abordagem eficiente para resolver esses problemas, permitindo que a flexibilidade disponível seja utilizada onde e quando for mais necessária, reduzindo custos operacionais e promovendo uma utilização otimizada da infraestrutura existente [10].

A presente dissertação explora esta temática, com foco no desenvolvimento e análise de mercados de flexibilidade local como uma ferramenta estratégica para a transição energética em Portugal. A motivação principal reside na necessidade de garantir um sistema elétrico resiliente, sustentável e eficiente, que possa responder às crescentes exigências de um mundo em transformação. Neste âmbito, o uso de módulos didáticos e simuladores assume um papel fundamental. Ferramentas como estas não só permitem uma análise detalhada das dinâmicas de mercado e do comportamento dos participantes, mas também facilitam a formação de estudantes e profissionais no entendimento dos mecanismos complexos do sistema elétrico e dos mercados associados. Simulações computacionais baseadas em dados reais e cenários projetados possibilitam testar diferentes soluções e identificar estratégias eficazes para enfrentar desafios futuros, promovendo um conhecimento mais aprofundado e prático.

O trabalho desenvolvido contribui para a compreensão dos mecanismos de mercado

necessários para a implementação de mercados de flexibilidade local, abordando desde a sua conceção teórica até à aplicação prática, através do desenvolvimento de casos de estudo e simulações detalhadas. Este esforço procura alinhar os objetivos de sustentabilidade ambiental com as exigências de um setor elétrico competitivo e fiável, capaz de atender às metas estabelecidas para a descarbonização da economia. Além disso, ao incorporar ferramentas analíticas e modelos de simulação, o trabalho não apenas valida as propostas teóricas, mas também fornece *insights* valiosos sobre as interações entre participantes de mercado, a gestão de recursos distribuídos e as respostas a cenários de elevada penetração de renováveis. Esta relação entre teoria e prática é essencial para garantir que as soluções propostas sejam tanto viáveis quanto eficazes em contextos operacionais reais, contribuindo para um avanço significativo no desenho de mercados e na gestão do sistema elétrico.

1.2 Objetivos

Os principais objetivos da presente dissertação são os seguintes:

- Estudar o panorama atual e os desafios associados à integração de Fontes de Energia Renovável (FER) no sistema elétrico europeu.
- Analisar os modelos de mercado de energia elétrica, com ênfase no MIBEL, avaliando a sua evolução face à crescente liberalização e integração de mercados europeus.
- Compreender os fundamentos económicos e técnicos que regem a conceção e o funcionamento de mercados de flexibilidade local.
- Propor um modelo de mercado de flexibilidade local adaptado ao contexto energético, utilizando dados reais e projeções futuras, que permita avaliar a sua viabilidade técnica e económica, promovendo estratégias sustentáveis e alinhadas com os desafios da transição energética.
- Desenvolver um módulo didático para um simulador, incluindo uma interface gráfica intuitiva, que permita a estudantes universitários e profissionais explorar as dinâmicas do mercado de flexibilidade local proposto. Este módulo foi projetado para replicar o funcionamento deste tipo de mercado, com funcionalidades que abrangem desde a submissão de ofertas até à celebração de contratos, proporcionando uma ferramenta educativa para análise e compreensão do mercado.
- Desenvolver um caso de estudo específico para Portugal, com foco na zona central de Lisboa (código postal 1000), modelando cenários futuros que consideram níveis elevados de produção de energia renovável, aumento da eletrificação e a consequente pressão sobre a infraestrutura elétrica. O caso inclui a análise de dados históricos e projeções para 2040, utilizando o mercado de flexibilidade local como

ferramenta para resolver congestionamentos, otimizar a gestão da rede, e avaliar o impacto económico e operacional destas soluções em diferentes períodos e condições específicas.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está organizada em sete capítulos, com uma abordagem progressiva que parte de uma contextualização inicial até à análise prática e conclusão do tema.

No capítulo 1, realiza-se o enquadramento e motivação do tema, destacando os desafios e oportunidades associados à transição energética e à integração de elevados níveis de geração renovável. São apresentados os objetivos do trabalho, bem como uma descrição detalhada da estrutura da dissertação, fornecendo uma visão geral de cada capítulo.

O capítulo 2 apresenta o estado da arte, explorando os desafios da integração de FER no sistema elétrico. São analisados os impactos da variabilidade das FER, a evolução histórica dos mercados de energia elétrica e as estratégias de flexibilidade propostas como soluções viáveis.

O capítulo 3 introduz os mercados de flexibilidade local, explorando a sua relevância num contexto de crescente descentralização do setor elétrico. São descritos os principais conceitos de flexibilidade, as necessidades de adaptação regulamentar e os desafios técnicos e económicos que envolvem a sua implementação.

O capítulo 4 dedica-se à definição de um modelo de mercado de flexibilidade local, apresentando a sua estrutura, os participantes envolvidos, e os mecanismos de incentivo. São também abordados os desafios e soluções propostas para assegurar a eficiência e a competitividade do mercado.

O capítulo 5 descreve o desenvolvimento de um módulo computacional para simular mercados de flexibilidade local. Este capítulo inclui uma análise das funcionalidades implementadas, como a gestão de participantes, submissão de ofertas e visualização de contratos, proporcionando uma ferramenta prática e educativa.

O capítulo 6 apresenta um caso de estudo em que é avaliada a implementação de um mercado de flexibilidade local para resolver congestionamentos numa rede de distribuição. São analisados os resultados das simulações, evidenciando os benefícios económicos e técnicos para os diferentes participantes.

Por fim, no capítulo 7, são apresentadas as conclusões principais e as recomendações para trabalhos futuros. Este capítulo sintetiza os contributos da dissertação e aponta direções para investigações e desenvolvimentos futuros no âmbito da transição energética e dos mercados de flexibilidade local.

ESTADO DA ARTE

Este capítulo tem como objetivo apresentar o panorama atual das energias renováveis e os desafios associados à sua integração em sistemas elétricos.

A secção 2.1 analisa o panorama europeu e global das energias renováveis, destacando os progressos alcançados e os objetivos futuros no contexto do Acordo de Paris e das metas climáticas da União Europeia. Explora-se o impacto do crescimento das FER na configuração dos sistemas elétricos, bem como os desafios operacionais decorrentes da sua variabilidade e incerteza.

Na secção 2.2, discute-se a evolução dos mercados elétricos face à transição energética, analisando os desafios da integração das FER e a necessidade de maior flexibilidade no sistema. São abordadas soluções como resposta à procura, armazenamento de energia e digitalização das redes, bem como o papel crescente dos mercados de flexibilidade local na otimização da operação da rede e na integração de recursos distribuídos.

Por fim, a secção 2.3 destaca a importância da flexibilidade para lidar com a intermitência das FER e garantir a estabilidade dos sistemas elétricos. Examina-se ainda o impacto da eletrificação dos transportes e do setor residencial no aumento da procura, reforçando a necessidade de soluções eficientes para a gestão da rede.

2.1 Panorama e Desafios da Integração de Energias Renováveis

O conjunto de medidas e ações no âmbito do abastecimento da eletricidade no atual panorama europeu é no sentido da continuação do aumento da capacidade de eletricidade proveniente de FER para atingir os objetivos que os Estados-Membros da UE se comprometeram a alcançar no Acordo de Paris e inviabilizar outra crise no mercado da energia, como por exemplo, a que se verificou nos últimos anos, devido ao corte do aprovisionamento do gás natural proveniente da Rússia.

Numa recente revisão da Diretiva das Energias Renováveis, os objetivos acordados sofreram ajustes que aceleram o aumento da incorporação da percentagem da capacidade de eletricidade de FER instalada na Europa para no mínimo 42,5%, mas com vista a 45 %. A meta da redução das emissões da UE mantém-se, ou seja, pretende-se diminuir em,

pelo menos, 55% das emissões até 2030, sendo o valor de referência o que se registou em 1990, e ter um impacto neutro no clima até 2050 [2].

De acordo com a Agência Europeia do Ambiente, estima-se que, no ano 2023, cerca de 24,5% da energia consumida pela UE foi gerada através de fontes renováveis, valor este que representa apenas um ligeiro aumento de 1% face ao ano de 2022. No entanto, para atingir o valor ratificado para o ano de 2030 será necessário um aumento de mais do dobro dos valores registados na última década como se verifica na Figura 2.1 [11].

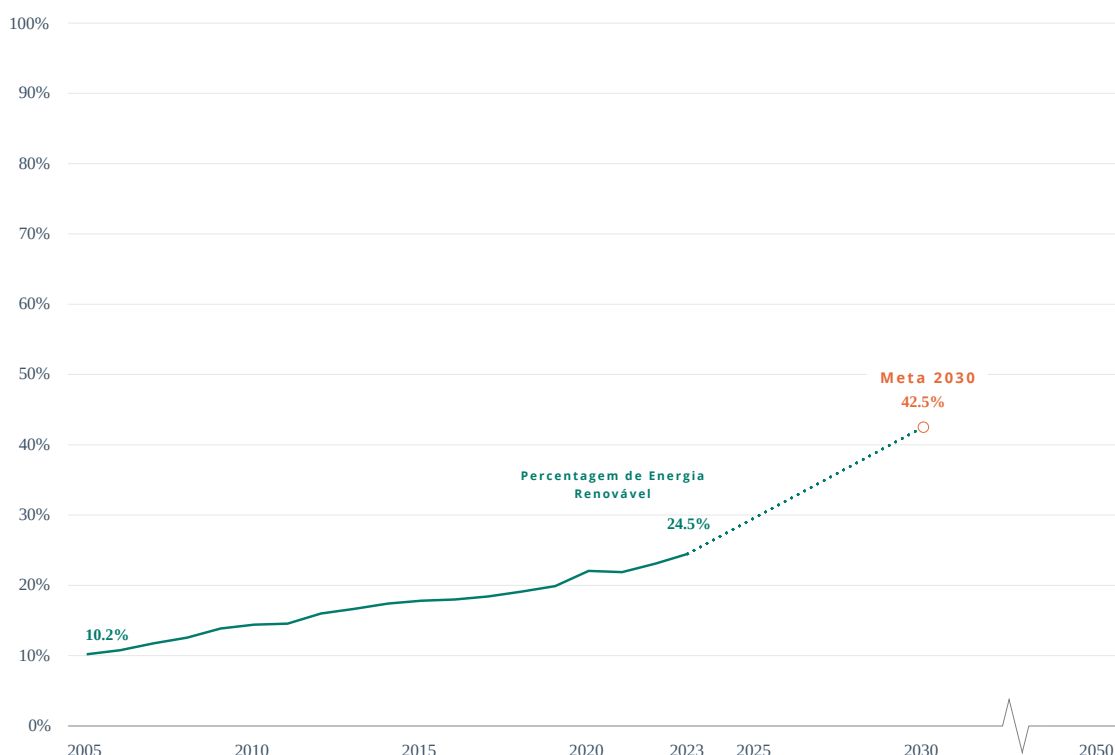


Figura 2.1: Evolução da Percentagem de Energia Renovável no Consumo Final de Energia. (Adaptado de [11]).

O problema que se coloca com a questão do aumento dos níveis elevados de geração renovável é que o atual sistema elétrico europeu tem de sofrer alterações consideráveis. Para melhor se compreender a necessidade dessas alterações e se apresentar soluções economicamente e tecnologicamente viáveis é essencial a compreensão do funcionamento do mercado da eletricidade em função do aumento da capacidade de geração renovável. Isto pois, a integração de FER no setor elétrico introduz algumas dificuldades impostas pela própria natureza dos recursos naturais, sendo estes a sua variabilidade e incerteza. A intermitência das FER suscita adversidades em questões técnicas, operacionais e financeiras no momento em que se integra no sistema em níveis elevados.

O setor energético tem experienciado uma transição rápida e intensa, fortemente impulsionada pelo aumento significativo da geração de energia a partir de FER, pela produção descentralizada de eletricidade e pelo atual conceito da *Internet of Things* (IoT). Nas últimas décadas, a geração de energia renovável registou um crescimento notável, tendência que deverá continuar nos próximos anos. Esta evolução tem alterado profundamente o *mix* energético, com a substituição progressiva das grandes centrais termoelétricas, conectadas às redes de transmissão, por parques fotovoltaicos e eólicos, conectados diretamente às redes de distribuição.

Outro aspeto relevante desta transição é o aumento gradual de *microgrids*¹, impulsionadas pelo desenvolvimento e aperfeiçoamento das tecnologias renováveis. Estas *microgrids* permitem que consumidores comuns se tornem *prosumers*², participando no mercado de eletricidade de forma individual ou através de agregadores. Simultaneamente, o aumento do acesso à informação promovida pelo acréscimo de contadores inteligentes torna possível o registo e conhecimento de troca de dados entre qualquer dispositivo e entidade no sistema elétrico, melhorando a visibilidade e a gestão da rede.

Segundo o *Energy Retail and Consumer Protection 2023 Market Monitoring Report* [12], embora o impacto das comunidades de energia ainda seja limitado, tanto em número de iniciativas quanto em capacidade de energias renováveis gerida por cidadãos, o interesse da população em participar nessas comunidades cresceu. Para apoiar o desenvolvimento deste conceito, é essencial que cada país estabeleça uma definição clara de Comunidade de Energia Renovável (CER) no seu quadro legal e promova um ambiente legislativo que favoreça o seu crescimento. No entanto, o relatório assinala que alguns Estados-Membros ainda estão atrasados na transposição das regras europeias, sendo necessário acelerar e melhorar este processo para fomentar o desenvolvimento dessas comunidades em toda a UE.

Em Portugal, segundo o Relatório Anual sobre os Mercados de Eletricidade e de Gás Natural em 2023 [13], o número de autoconsumidores e a potência instalada em autoconsumo renovável tem registado um crescimento significativo nos últimos dois anos. O desenvolvimento do autoconsumo coletivo e das comunidades de energia renovável tem sido mais lento, devido à complexidade dos modelos e às dificuldades no processo de licenciamento.

Estas transformações no setor energético podem ser descritas através dos Três D's: Descarbonização, Descentralização e Digitalização, que estão a moldar o futuro do panorama energético. A descarbonização está a ser promovida pela substituição das fontes fósseis por energias renováveis; a descentralização está a transformar os consumidores em agentes ativos no mercado de energia; e a digitalização está a viabilizar uma maior monitorização e controlo do sistema, facilitando a integração de tecnologias inovadoras.

O aumento da presença das energias renováveis no portfólio de geração está a ocorrer

¹Redes elétricas locais capazes de operar de forma autónoma ou ligada à rede de distribuição.

²Consumidores que também produzem energia.

em paralelo com um crescimento na procura de eletricidade, impulsionado pela eletrificação de setores como o residencial e os transportes. A eletrificação, especialmente com a crescente adoção do Veículo Elétrico (VE), está a provocar um aumento das cargas nas redes, que em certos períodos se aproximam ou ultrapassam os limites de capacidade das linhas, particularmente durante as horas de ponta. Esta situação torna imperativa a necessidade de flexibilidade nos sistemas de energia, de forma a garantir o equilíbrio entre oferta e procura e a evitar sobrecargas na rede.

Além disso, a maior concentração de recursos descentralizados com capacidade para fornecer flexibilidade no lado da procura cria novas oportunidades de rentabilizar esses serviços.

No entanto, para aproveitar este potencial de flexibilidade disponibilizado pelos recursos descentralizados, é necessário implementar medidas eficazes de gestão que garantam a utilização rentável e eficiente desses recursos. Uma das questões centrais é como garantir que os serviços de flexibilidade são utilizados de forma otimizada, ou seja, como determinar quando e onde são mais essenciais, de acordo com as necessidades do operador do sistema e a gestão da rede.

A flexibilidade tem sido uma preocupação constante nos mercados de energia desde a sua génese. Com o aumento da geração renovável e da eletrificação dos diversos setores, a importância de mecanismos eficazes de flexibilidade só tem crescido, tornando-se essencial para garantir a eficiência do sistema elétrico num futuro cada vez mais descentralizado e digitalizado [3].

Em virtude das limitações do atual modelo do Mercado de Energia Elétrica (MEE) e dos desafios inerentes pela crescente integração de FER, o Conselho da União Europeia, em conjunto com o Conselho Europeu e o Parlamento Europeu, dada a consciência desta situação, mantém um esforço contínuo para atualizar regulamentos e diretivas com o objetivo de melhorar a segurança, eficiência e funcionamento do setor elétrico, com as metas de descarbonização e transição energética.

As recentes atualizações regulamentares refletem a necessidade de um mercado de eletricidade que apoie a transição para um modelo energético de baixas emissões de carbono, garantindo simultaneamente a estabilidade da rede e a segurança do abastecimento. Nesse sentido, a reforma do mercado europeu de eletricidade, concluída com a entrada em vigor do Regulamento (UE) 2024/1747 [14] e da Diretiva (UE) 2024/1711 [15], a 16 de julho de 2024, representa um passo crucial. Publicados no Jornal Oficial da União Europeia, que alteram os Regulamentos (UE) 2019/942 [16] e 2019/943 [17], bem como as Diretivas (UE) 2018/2001 [18] e 2019/944 [19], com o objetivo de melhorar a configuração do mercado elétrico. As novas regras foram concebidas para enfrentar os desafios impostos pela transição energética, reduzindo as flutuações dos preços da eletricidade, protegendo os consumidores e promovendo a segurança do abastecimento. Além disso, visam acelerar a integração das energias renováveis, criando as bases para um mercado mais eficiente, resiliente e sustentável, alinhado com os objetivos de descarbonização da União Europeia [20, 21].

Na *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design* [6], são destacadas várias considerações importantes acerca da evolução e adequação do atual modelo de mercado face aos desafios da transição energética. O design do mercado grossista de eletricidade da UE tem estado no centro de um debate técnico e académico, onde se discute a sua capacidade de sustentar os objetivos de longo prazo da UE, em especial no que toca à transição energética e à descarbonização. Esse debate questiona se a configuração atual do mercado está devidamente preparada para lidar com os desafios impostos pela crescente integração de energias renováveis, que são mais intermitentes e exigem maior flexibilidade na gestão da oferta e da procura.

No entanto, a conclusão da Agência da UE de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) afirma que o design atual do mercado grossista de eletricidade da UE é, em termos gerais, eficiente e deve ser preservado. A agência reconhece que o modelo existente tem funcionado bem no contexto da união, permitindo uma integração significativa de energias renováveis. No entanto, sublinha a necessidade de algumas melhorias para apoiar os objetivos de descarbonização, assegurar a segurança do abastecimento e reduzir os custos para os consumidores. Entre essas melhorias estão a introdução de mecanismos que aumentem a flexibilidade do sistema, assim como a adaptação das regras de mercado para refletir a crescente importância das fontes renováveis e das tecnologias de armazenamento de energia.

As entidades reguladoras têm um papel essencial na promoção e no desenvolvimento de recursos flexíveis no sistema elétrico, e algumas ações específicas podem facilitar esse processo. Em primeiro lugar, é crucial que o sistema elétrico seja estruturado para fornecer sinais claros aos potenciais investidores e inovadores, incentivando-os a desenvolver e implementar novos recursos flexíveis. Esses sinais podem ser transmitidos por meio de preços de mercado, serviços auxiliares ou, alternativamente, por mecanismos de apoio do Estado.

Em segundo lugar, é necessário remover barreiras injustificadas que dificultam o desenvolvimento e a implementação desses recursos. O relatório da ACER identificou várias barreiras que limitam a resposta à procura e outros recursos energéticos distribuídos, que precisam ser eliminadas para permitir uma maior participação no mercado de flexibilidade [8].

Por fim, a implementação de um quadro jurídico e regulatório robusto é fundamental para permitir que a resposta à procura e o armazenamento de energia alcancem todo o seu potencial. Esse quadro deve garantir a integração adequada desses recursos no sistema energético, maximizando os benefícios da flexibilidade na gestão da oferta e da procura de energia. Ao fazê-lo, contribuirá significativamente para a segurança e a estabilidade do aprovisionamento energético, facilitando a transição para um futuro descarbonizado [22].

2.1.1 A Evolução das Fontes de Energia Renováveis e as Necessidades de Flexibilidade no Sistema Elétrico da UE

As redes de distribuição são a nova porta de entrada para a concretização de um sistema energético flexível e descarbonizado. A descarbonização e a eletrificação provocarão mudanças profundas nos sistemas de distribuição de eletricidade, à medida que a produção e o consumo se tornem mais distribuídos. Isso colocará desafios significativos para o Operador da Rede de Distribuição (ORD), que precisará gerir fluxos bidirecionais de eletricidade de forma dinâmica, enquanto garante a segurança e a eficiência económica do sistema. A crescente presença de novos intervenientes no mercado, como agregadores e Prestadores de Serviços de Flexibilidade (FSP), aumentará a necessidade de partilha de dados de rede e de consumo para a prestação de serviços de flexibilidade e gestão de energia.

Nesse contexto, os ORD enfrentam três desafios principais. O primeiro é a necessidade de investimentos em infraestruturas, como o reforço de cabos e transformadores, uma abordagem intensiva em capital. O segundo refere-se à adoção de investimentos inteligentes, com a implementação de tecnologias avançadas que aumentem a capacidade e resiliência das redes com menos investimento físico. O terceiro diz respeito ao incentivo aos utilizadores da rede para que ajustem o seu consumo ou produção, de forma a apoiar a estabilidade e a eficiência do sistema.

Para enfrentar estes desafios, são necessárias duas medidas fundamentais. Primeiramente, os reguladores devem criar um quadro regulamentar que permita aos ORD responder de maneira eficaz e com boa relação custo-benefício, promovendo o uso de tecnologias inteligentes e incentivando soluções inovadoras. Em segundo lugar, os mercados grossistas precisam ser complementados por mercados de flexibilidade local, que ofereçam soluções descentralizadas adaptadas às necessidades específicas das redes de distribuição.

À medida que as redes de distribuição evoluem, os ORD terão um papel mais ativo, fornecendo dados essenciais e ativando serviços auxiliares, como resposta à procura e armazenamento de energia. Para garantir a neutralidade, é essencial que os ORD sejam independentes de interesses ligados a ativos de produção ou consumo. Essa independência é crucial para evitar conflitos de interesse, permitindo que o acesso à rede seja justo e imparcial. Com essa abordagem, assegura-se que todos os agentes envolvidos no sistema elétrico tenham condições equitativas de participação, promovendo um ambiente de transparência e competição justa [22].

Os consumidores podem ser aliados na oferta de flexibilidade, à medida que a produção de eletricidade se torna mais intermitente. A participação ativa dos consumidores no uso da energia torna-se essencial para reduzir os custos da flexibilidade e garantir a segurança do aprovisionamento. O consumo flexível ao nível da rede de distribuição oferece um potencial significativo para proporcionar flexibilidade de curta duração ao sistema elétrico. Esta abordagem não só melhora a gestão da rede, como também permite

que os consumidores beneficiem diretamente da transição energética, por exemplo, através de preços mais baixos em momentos de menor procura ou maior disponibilidade de energias renováveis.

Adicionalmente, para que os consumidores possam tomar decisões informadas sobre o seu consumo, é essencial que recebam informações regulares sobre os momentos mais vantajosos para consumir ou evitar o consumo de eletricidade. Estas informações podem ser fornecidas através de notificações nos dispositivos móveis, promovendo uma gestão mais eficiente do consumo energético. Automatizar parte desse processo e permitir que os consumidores concedam essa função a prestadores de serviços especializados pode aumentar ainda mais a participação.

Outro fator crucial para o sucesso da flexibilização do consumo é a existência de regras e protocolos robustos de gestão de dados, assegurando a segurança, privacidade e integridade dos dados dos consumidores. Além disso, dispositivos de consumo elevado, como carregadores de VEs, bombas de calor e grandes eletrodomésticos, devem ser equipados com interfaces técnicas automatizadas que facilitem o consumo flexível e ajustável às necessidades da rede.

À medida que os retalhistas de eletricidade evoluem para oferecer mais serviços e opções de flexibilidade, torna-se também essencial reforçar as regras de mercado e a supervisão regulatória sobre os intermediários, como mediadores de energia e ferramentas de comparação online a empresas de serviços energéticos. Estas entidades desempenham um papel crescente na participação dos consumidores nos mercados de flexibilidade, e uma supervisão adequada garante a integridade do mercado e protege os consumidores, assegurando que as novas dinâmicas do setor sejam benéficas para todos os intervenientes [22].

O relatório *Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back?* [8] examina os principais fatores que dificultam o aproveitamento do potencial de flexibilidade dos Recursos Energéticos Distribuídos (DER), como a resposta à procura, armazenamento de energia e produção distribuída, nos Estados-Membros da UE e na Noruega. Um dos maiores obstáculos é a ausência de um quadro jurídico adequado que permita o acesso desses recursos aos mercados de eletricidade e a prestação de serviços aos operadores de sistemas. Muitos Estados-Membros ainda requerem de regulamentações que contribuem a integração desses recursos, o que limita a sua habilidade de oferecer serviços, como resposta à procura e armazenamento de energia. A falta de incentivos económicos, como sinais de preços adequados e prémios financeiros, também desincentiva os proprietários de DER de participar nesses mercados, tornando a sua contribuição financeiramente inviável.

Outro obstáculo importante são os requisitos técnicos e financeiros exigidos para participar em serviços de equilíbrio e gestão de congestionamentos. A complexidade administrativa, como a certificação e o cumprimento de normas rígidas, também dificulta o acesso desses recursos a mercados de eletricidade. Além disso, a pressão concorrencial limitada no mercado retalhista e a intervenção pública nos preços da eletricidade, comum

em alguns Estados-Membros, distorcem os sinais de mercado, tornando menos atrativo o investimento em soluções de flexibilidade.

Fatores como a insuficiência de capacidade elétrica para o comércio transfronteiriço e a estruturação inadequada das zonas de licitação, que não refletem corretamente os congestionamentos estruturais das redes, também contribuem para a falta de liquidez nos mercados de eletricidade e dificultam a integração dos DER. Estes obstáculos administrativos e financeiros elevam os custos de entrada e de manutenção no mercado, afetando a competitividade dos recursos distribuídos.

Diante deste cenário, a exploração eficaz da flexibilidade depende de reformas que promovam um quadro jurídico robusto, eliminem barreiras económicas e administrativas e aumentem a concorrência e a liquidez nos mercados de eletricidade, permitindo uma maior participação dos recursos distribuídos. Este quadro jurídico deve garantir a integração desses recursos no sistema energético, definindo claramente as responsabilidades dos novos intervenientes, como agregadores e *prosumers*, para que possam oferecer serviços de flexibilidade como gestão de congestionamentos e resposta à procura.

Em vez de recorrer a soluções convencionais para resolver congestionamentos, como o *redispatch*³ de centrais elétricas tradicionais, a redução da produção de fontes renováveis (*curtailment*) ou o reforço e expansão da rede, é necessário avaliar e promover o uso de serviços de gestão de congestionamentos baseados no mercado. Estes serviços podem proporcionar soluções mais eficientes e permitir que os DER desempenhem um papel mais ativo, especialmente ao nível da distribuição de eletricidade.

No entanto, em 2022, muitos Estados-Membros ainda tinham uma implantação limitada de contadores inteligentes, o que restringe o sucesso dos programas de resposta à procura. Além disso, a educação e sensibilização dos consumidores sobre os benefícios da resposta à procura e as oportunidades de ajuste do consumo são fundamentais para maximizar a flexibilidade do sistema elétrico [8].

Até 2030, espera-se que a procura de eletricidade no sistema europeu exceda os 3700 TWh, excluindo o consumo de eletricidade para produção de hidrogénio, e que ultrapasse os 4200 TWh até 2040. Conforme ilustrado na Figura 2.2, este aumento é impulsionado, sobretudo, pelo crescimento da procura em novos setores consumidores, com destaque para as bombas de calor e os veículos elétricos, cuja presença e utilização têm vindo a aumentar de forma constante. A partir de 2030, estes novos consumidores terão um papel cada vez mais significativo no perfil de consumo de eletricidade, refletindo a transição para soluções mais sustentáveis e a eletrificação de vários setores, contribuindo para a transformação do sistema energético europeu [23].

³Reprogramação da produção de eletricidade, por ordem do operador do sistema, para resolver congestionamentos na rede e garantir o equilíbrio entre oferta e procura. [23]

2.1. PANORAMA E DESAFIOS DA INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

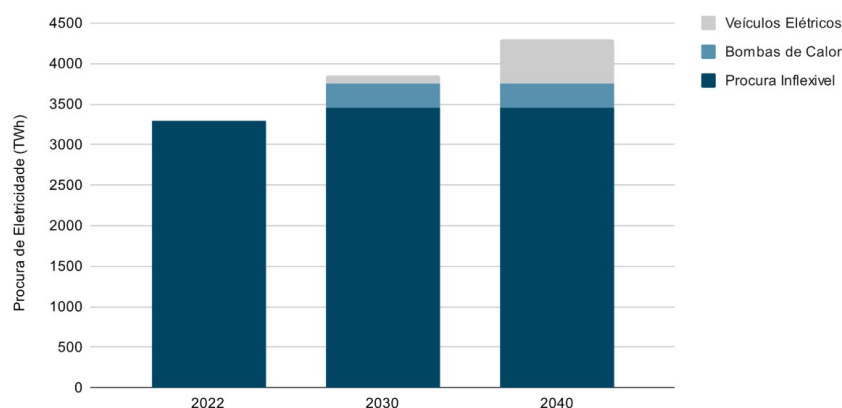


Figura 2.2: Procura de Eletricidade (Sem a Produção de Hidrogénio). (Adaptado de [23]).

Conforme apresentado no relatório *Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system* [5], na última década, a energia solar e a energia eólica, tornaram-se competitivas em termos de custos em vários mercados europeus, mesmo sem subsídios. Entre 2010 e 2022, a quota combinada dessas fontes na produção de eletricidade renovável da UE aumentou de 24% para 60%, e a capacidade instalada mais do que triplicou. Simultaneamente, a utilização de energia nuclear e de produção controlável baseada em combustíveis fósseis diminuiu cerca de um quarto no mesmo período. No entanto, apesar das mudanças substanciais no *mix* de produção de eletricidade, a procura manteve-se em grande parte inflexível.

Com o aumento da participação das FER, as dinâmicas de oferta e procura ganham relevância. A diferença entre a procura de eletricidade e a oferta de FER, denominada procura residual, fornece informações cruciais para o equilíbrio do sistema. Devido à variabilidade meteorológica, a produção de FER pode não satisfazer a procura em determinados momentos, gerando procura residual positiva (défice de FER) ou procura residual negativa (excesso de FER). Essas situações apresentam-se na Figura 2.3.

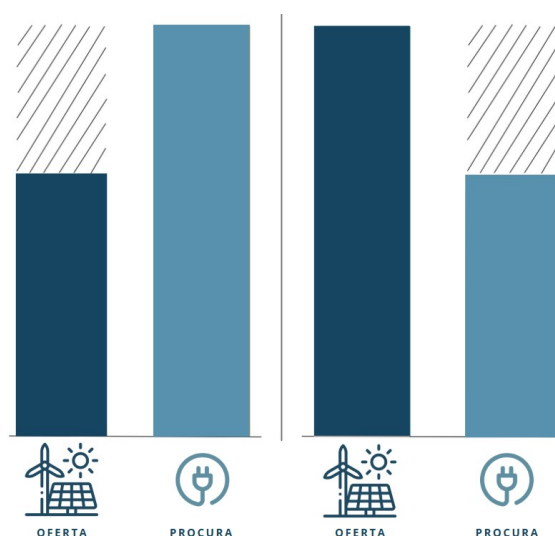


Figura 2.3: Cenários de Procura Residual. (Adaptado de [5]).

Nos períodos de déficit de FER, a procura é atendida por geração controlável (atualmente, sobretudo a gás), redução da procura, importação de eletricidade de outras regiões ou descarga de energia armazenada. Durante os excedentes de FER, o excesso é gerido por exportação para outros mercados, aumento da procura (bombagem), armazenamento de energia ou, em último caso, redução da produção de FER (*curtailment*). Os preços da aglutinação dos mercados europeus num único Mercado Interno de Energia são indicadores importantes para produtores e consumidores, refletindo a quantidade de FER disponível no sistema interligado. Quando a produção de FER é elevada, os preços tendem a baixar e podem até tornar-se negativos quando a procura não absorve a oferta excedentária e os geradores baseados em combustíveis fósseis não conseguem reduzir rapidamente a sua produção. Estes preços voláteis incentivam o investimento em novos recursos de flexibilidade.

Prevê-se que as necessidades de flexibilidade no sistema elétrico europeu dupliquem até 2030, com aumentos nas necessidades de flexibilidade diária (2,4 vezes), semanal (1,8 vezes) e sazonal (1,3 vezes) comparativamente a 2021 como se verifica na Figura 2.4. Este aumento reflete a intermitência crescente das FER, especialmente da energia solar, que é afetada por variações meteorológicas diárias.

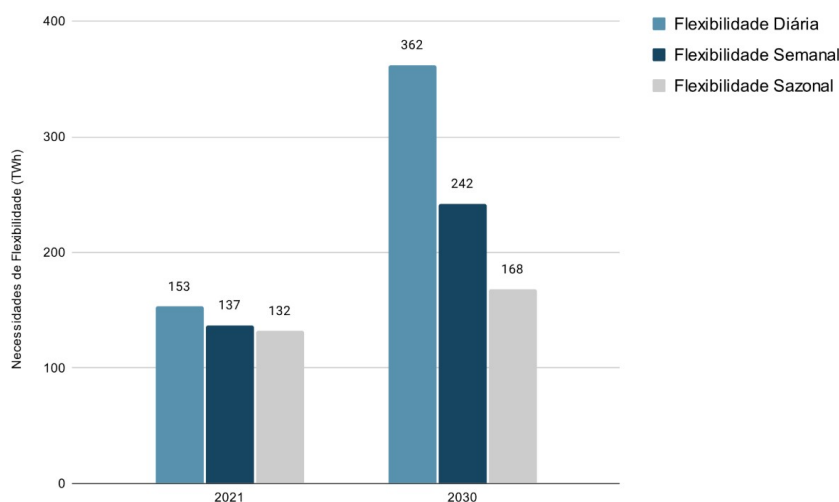


Figura 2.4: Necessidades de Flexibilidade na Europa em 2021 e 2030. (Adaptado de [5]).

Em resumo, a complementaridade entre os recursos solares, hídricos e eólicos, a integração de recursos de flexibilidade e a cooperação transfronteiriça são fatores essenciais para a descarbonização do sistema elétrico europeu. Uma abordagem integrada e coordenada permitirá que a UE alcance as suas metas climáticas de forma eficiente e sustentável, garantindo ao mesmo tempo um abastecimento elétrico estável e resiliente.

Conforme descrito no relatório técnico *Flexibility Requirements and the Role of Storage in Future European Power Systems* [24], a crescente integração de FER nos sistemas elétricos europeus aumenta substancialmente as exigências de flexibilidade, necessárias para garantir um sistema seguro e estável na transição energética.

2.2 Mercados de Energia Elétrica

Nesta secção apresenta-se, de forma detalhada, os modelos de mercado existentes, que surgiram com a reestruturação do setor elétrico e particular ênfase ao Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

2.2.1 Estrutura dos Mercados de Eletricidade Tradicionais

Com o aumento da procura da eletricidade e devido à sua inegável necessidade, surge a oportunidade de comercializar este bem. Contudo, a eletricidade não é um bem comercializado usual, pois detém a particularidade de, até à data, não existir uma solução de armazenamento amplamente viável a grande escala, por longos períodos e de forma simultaneamente competitiva, económica e ambientalmente sustentável. Embora existam tecnologias como o armazenamento hidroelétrico por bombagem, que já contribuiu para a gestão flexível da produção, e soluções baseadas em sistemas de baterias, estas continuam limitadas em duração, escala e custo, não sendo ainda suficientes para garantir o abastecimento contínuo de eletricidade a nível nacional durante períodos prolongados.

Os primeiros registos do uso de recursos naturais para a geração de eletricidade datam de finais do século XIX, no entanto só nas primeiras décadas do século XXI se começou a verificar um forte aumento na capacidade elétrica de FER [25]. Devido aos baixos custos de matérias-primas, como o petróleo e o carvão, e à ignorância dos efeitos nocivos do uso de combustíveis fósseis, registou-se no século XX uma geração de energia elétrica maioritariamente por base de centrais térmicas.

Nos anos 70 do século XX, a oferta foi inferior à procura devido a restrições impostas pelos países exportadores, e registou-se um aumento do preço do barril, ocasionando uma crise petrolífera. A crise do petróleo e o aumento da sensibilidade relativamente ao efeito nocivo dos gases emitidos pelas fábricas começou a suscitar e a desencadear a necessidade da produção de energia elétrica por fontes renováveis.

Antes da liberalização do setor de energia o sistema adotado era o de uma empresa verticalmente integrada como se apresenta na Figura 2.5.

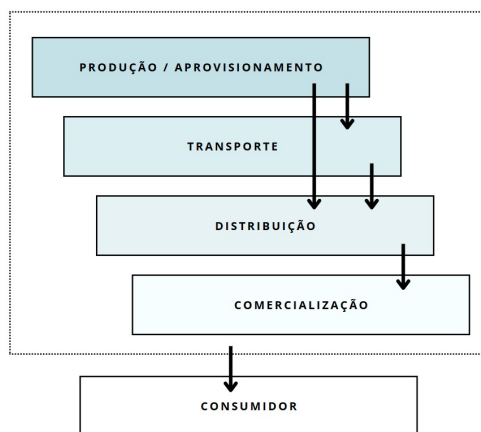


Figura 2.5: Esquema do Funcionamento de uma Empresa Verticalmente Integrada [4].

Este modelo não se apresentava competitivo e sustentável face aos constrangimentos impostos por estruturas monopolistas e ineficiências económicas. Assim, procedeu-se a um processo de reestruturação do sistema elétrico a uma escala global. Na Europa, o movimento da liberalização dos mercados da eletricidade e do gás aconteceu na década de 1990.

O modelo de liberalização centra-se pela desagregação, isto é, uma separação de atividades, ficando sujeito a que se possa criar concorrência. No caso do sistema elétrico, esta concorrência surge na produção de eletricidade e na comercialização, visto que o consumidor é livre na escolha do fornecedor. Surge então concorrência no mercado grossista e no mercado retalhista. No entanto, as atividades que se encontram em monopólio como a do transporte, e distribuição necessitam de uma regulação económica. O Comercializador de Último Recurso (CUR) ⁴ não acompanha o mercado livre uma vez que as tarifas são disponibilizadas pela entidade reguladora.

Registou-se um aumento da complexidade do sistema elétrico com a liberalização dos mercados, devido ao aumento dos produtores de energia elétrica e a geração de eletricidade tendo por base FER que introduzem uma série de volatilidades e incertezas.

Com a transição para um sistema elétrico descentralizado e de emissões reduzidas de carbono, uma parte significativa da produção de eletricidade está a ser transferida para redes locais, onde se verifica uma crescente integração de fontes renováveis e de geração distribuída.

Neste novo contexto, as redes locais enfrentam o desafio de lidar com o aumento da procura em determinados períodos do dia, especialmente devido à eletrificação crescente de setores como a mobilidade e o aquecimento residencial. Com o aumento da variabilidade da produção, sobretudo proveniente de fontes renováveis intermitentes como a solar e a eólica, assegurar o equilíbrio entre oferta e procura torna-se cada vez mais exigente. Esse equilíbrio é fundamental para garantir a estabilidade e a fiabilidade do sistema elétrico, e representa um dos principais desafios das redes descentralizadas. Para enfrentar esta nova realidade, soluções como a flexibilidade local e as tecnologias de armazenamento de energia terão um papel crucial na gestão eficiente das redes elétricas, minimizando a necessidade de reforço de infraestruturas e assegurando um fornecimento contínuo e sustentável [10].

As repercussões sócio-económicas de falhas no sistema são tão severas que é crucial um mecanismo de mercado viável que diminua a probabilidade de que estas sucedam. As propriedades da eletricidade como *commodity* introduzem então uma série de regras e particularidades na organização do seu mercado que se verificam de extrema relevância para o desenho do mercado da eletricidade [27].

A liberalização dos mercados nacionais de eletricidade em toda a Europa, juntamente com a sua integração num mercado único europeu, conhecido como o Mercado Interno da Eletricidade da UE, é um projeto de grande dimensão que tem evoluído ao longo

⁴Entidade responsável por fornecer energia elétrica a clientes em situações especiais [26].

das últimas duas décadas conforme se visualiza na Figura 2.6. Esta transformação tem promovido maior concorrência e eficiência no setor, resultando numa redução de custos para os consumidores, ao mesmo tempo que facilita a integração de fontes de energia renovável e descentralizada. O projeto criou as bases para um mercado interconectado e harmonizado, permitindo a negociação de eletricidade entre países e oferecendo aos consumidores uma maior diversidade de fornecedores e serviços. Esta liberalização tem sido crucial para construir um sistema elétrico mais competitivo, flexível e resiliente, alinhado com os objetivos de descarbonização e sustentabilidade da UE.

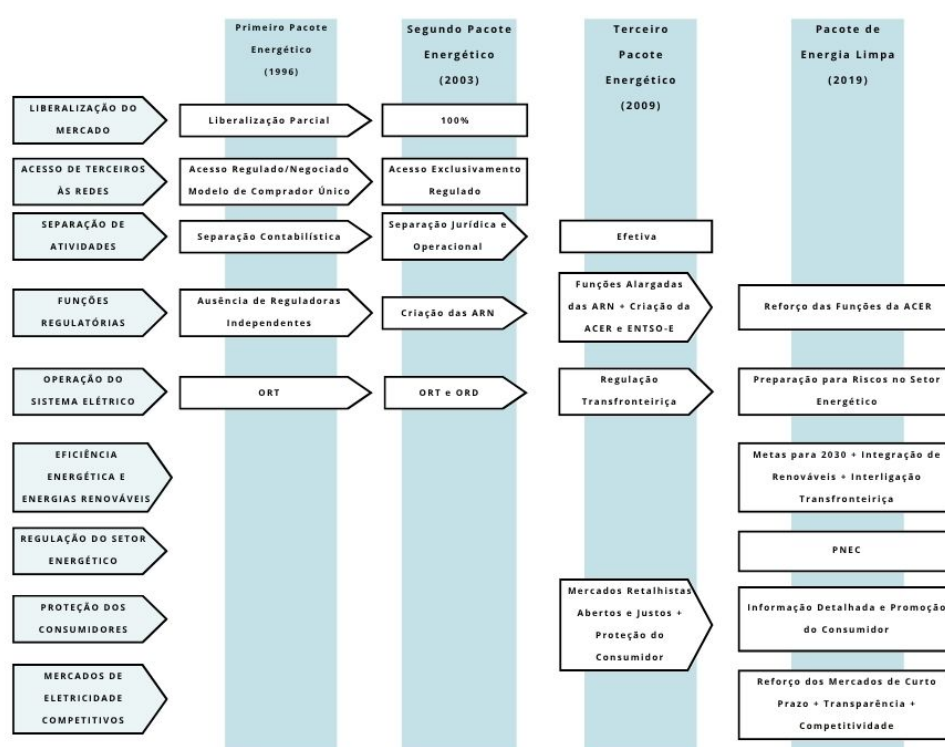


Figura 2.6: Evolução da Legislação da UE no Setor da Energia. (Adaptado de [6]).

Embora a conceção do mercado da UE promova a integração transfronteiriça em todos os horizontes temporais do mercado de eletricidade, os mercados de curto prazo, particularmente o mercado diário e o intradiário, têm sido o foco principal dessa integração até ao momento. Esta integração baseia-se num processo coordenado que define de forma eficiente os preços locais e as quantidades de eletricidade trocadas entre países, um mecanismo conhecido como acoplamento de mercados. A Figura 2.7 ilustra a evolução do âmbito geográfico do acoplamento de mercados no dia seguinte, desde 2010, demonstrando a expansão contínua da interligação dos mercados europeus de eletricidade e a crescente harmonização dos preços e fluxos transfronteiriços.

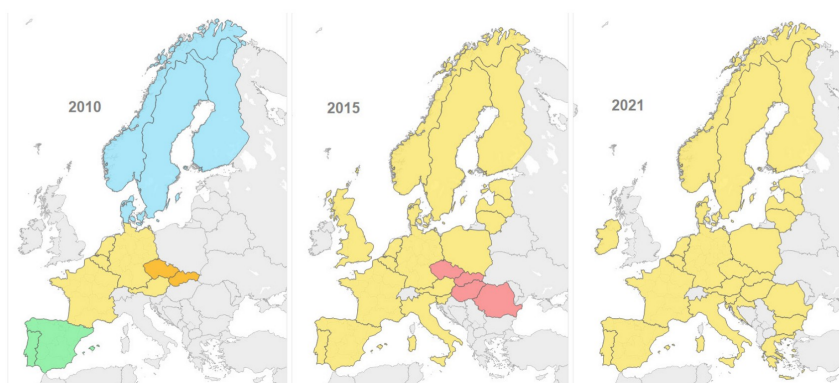


Figura 2.7: Evolução do Acoplamento do Mercado Diário Grossista da Eletricidade na UE (2010-2021). (Adaptado de [6]).

O foco das Diretivas e posteriores revisões da Comissão Europeia tem sido no reforço das atividades reguladas, de modo a fortalecer o acesso às redes de transmissão e distribuição e no aumento da competitividade no mercado grossista e retalhista.

2.2.2 Modelos de Mercado

Características de natureza especial do setor elétrico, como as flutuações na procura e a inadequabilidade de atualmente não se dispor de soluções tecnologicamente e economicamente viáveis ao armazenamento de eletricidade fazem com que o Mercado da Eletricidade detenha algumas particularidades próprias [27].

A eletricidade é transacionada tendo por base os seguintes modelos de mercado: Mercado em Bolsa, Mercado de Contratos Bilaterais e Mercado Misto.

2.2.2.1 Mercado em Bolsa

O modelo em bolsa de energia elétrica representa uma aproximação ao modelo de mercado adotado pelos mercados *spot*, um tipo de mercado caracterizado por transações de curto prazo, em que a energia elétrica é negociada para entrega imediata ou para períodos muito próximos, geralmente no dia seguinte ou até mesmo no próprio dia [27].

O mercado *spot* é projetado para equilibrar, de forma eficiente, a oferta e a procura de eletricidade em tempo real. O funcionamento do mercado em bolsa baseia-se num modelo marginalista, no qual as ofertas de venda e de compra são ordenadas e cruzadas para determinar o preço de mercado. Os produtores submetem ofertas de venda com base nos seus custos marginais de produção, que são organizadas de forma crescente, formando a curva de oferta. Por outro lado, os comercializadores e grandes consumidores apresentam ofertas de compra, ordenadas de forma decrescente, constituindo a curva de procura. O ponto de interseção entre essas curvas determina o preço de mercado para aquele período específico, e esse preço é aplicado a todas as transações realizadas no intervalo de tempo correspondente. No modelo em bolsa, os preços são definidos pela interação direta entre os agentes de mercado, como produtores, consumidores e comercializadores, cujas ofertas

refletem a disponibilidade e a necessidade de energia, ajustando-se dinamicamente às condições do sistema elétrico [27].

A existência de um mercado organizado proporciona transparência, disponibilizando informações públicas sobre preços e volumes transacionados, o que permite decisões mais informadas por parte dos agentes de mercado. Além disso, promove a eficiência, uma vez que a concorrência entre os produtores incentiva uma produção mais eficiente e uma formação de preços competitiva. Outro benefício crucial é a segurança, assegurada por mecanismos que equilibram oferta e procura, garantindo a estabilidade do sistema elétrico. Apesar dessas vantagens, o modelo em bolsa enfrenta desafios, como a volatilidade dos preços e a necessidade de mecanismos avançados de monitorização e gestão [27].

2.2.2.2 Mercado de Contratos Bilaterais

O mercado de contratos bilaterais, permite negociações diretas entre duas partes, normalmente entre produtores de eletricidade e consumidores finais ou comercializadores. Este mercado opera paralelamente aos mercados organizados, como o mercado em bolsa, acrescentando maior flexibilidade e previsibilidade para os participantes [27].

Os mecanismos contratuais no mercado de contratos bilaterais têm como principal objetivo reduzir os riscos associados ao funcionamento dos mercados de curto prazo, proporcionando aos agentes a liberdade de escolher com quem desejam estabelecer relações comerciais. Estes contratos, negociados diretamente entre uma entidade vendedora e uma compradora, permitem a definição livre do preço e de outros termos e condições, criando as bases para acordos mutuamente benéficos. Este modelo destaca-se por características específicas, como a negociação direta, sem necessidade de plataformas centralizadas, e a flexibilidade, permitindo a personalização de aspetos como a quantidade de energia, o período de fornecimento e a escolha entre preço fixo ou variável. Além disso, oferece estabilidade, ao proteger os agentes contra a volatilidade de preços dos mercados *spot*, e confidencialidade, uma vez que os termos contratuais não são divulgados publicamente, ao contrário do que ocorre nos mercados organizados [27].

Apesar das vantagens em termos de segurança e adaptabilidade, os contratos bilaterais colocam desafios significativos. A falta de transparência é um dos principais problemas, já que a natureza privada desses contratos reduz a visibilidade do mercado e pode favorecer a concentração de poder em grandes agentes, afetando negativamente a concorrência. Além disso, riscos contratuais surgem em acordos de longo prazo devido a possíveis alterações nos preços de mercado ou mudanças regulatórias, criando incertezas para ambas as partes. A integração das FER apresenta outro desafio, pois a intermitência de energias como solar e eólica pode dificultar o cumprimento dos compromissos contratuais [27].

Os contratos bilaterais no setor elétrico podem assumir um carácter físico ou puramente financeiro. Nos contratos bilaterais físicos, estabelece-se um compromisso entre as partes, no qual uma se compromete a fornecer uma quantidade específica de energia numa data

previamente acordada, enquanto a outra se compromete a pagar e receber essa energia. Apesar de os termos acordados serem restritos às partes envolvidas, estes contratos devem ser avaliados pelo Operador de Sistema (OS). Embora o OS não tenha acesso ao preço negociado no contrato, possui autoridade para verificar se o contrato cumpre as restrições técnicas da rede e caso necessário, pode realizar ajustes para garantir a segurança do sistema elétrico, preservando os interesses de ambas as partes. Além disso, os contratos bilaterais físicos contribuem para a estabilização dos preços de mercado, ao fixar os preços acordados por períodos mais longos. Por outro lado, os contratos bilaterais financeiros não envolvem necessariamente o fornecimento físico de energia e são geralmente livres de envolvimento ou interferência de terceiros [27].

Este tipo de mercado permite que os agentes participantes se protejam contra os riscos financeiros decorrentes das variações de preços nos mercados de curto prazo, compensando flutuações na oferta e procura. Para assegurar essa proteção, utilizam-se instrumentos como contratos a prazo, opções financeiras e contratos por diferenças, que fornecem maior segurança face à volatilidade dos preços [27].

2.2.2.3 Mercado Misto

O modelo de mercado misto, tal como o nome sugere, combina características de mercados, como o mercado em bolsa e o mercado de contratos bilaterais.

Na maioria dos países que passaram por processos de reestruturação do setor elétrico, tem-se adotado a estrutura de mercado misto, como ocorre em Portugal, Espanha e nos países integrantes do *NordPool*. O funcionamento deste modelo, apresenta-se na Figura 2.8 [28].

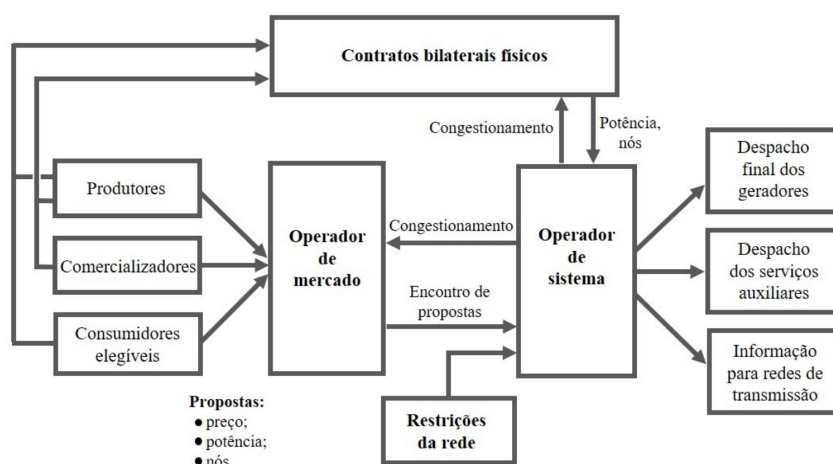


Figura 2.8: Modelo Misto de Exploração do Setor Elétrico. (Adaptado de [28]).

O modelo de mercado misto apresenta vantagens significativas para os agentes do setor elétrico, ao aumentar as opções de compra e venda de energia elétrica e oferecer proteção contra comportamentos menos favoráveis nos preços de curto prazo. Neste modelo, o recurso ao mercado em bolsa é voluntário, permitindo que os agentes escolham

entre adquirir energia diretamente na bolsa, pagando o preço estabelecido no mercado, ou negociar contratos bilaterais personalizados com produtores, permitindo que cada agente escolha a opção mais vantajosa para suas necessidades específicas. Por norma as negociações de contratos bilaterais têm como referência os preços de energia elétrica obtidos no mercado em bolsa [28].

No contexto deste modelo, o Operador de Mercado (OM) é responsável pelas transações de energia realizadas na bolsa, enquanto o OS assegura a viabilidade técnica, tanto do despacho provisório proveniente das negociações em bolsa, quanto dos contratos bilaterais físicos. Em cenários sem restrições técnicas, o OS comunica o despacho final aos agentes produtores, contrata os serviços de sistema necessários e informa os proprietários da rede de transporte sobre os fluxos de potência previstos [28].

Contudo, em situações de congestionamento, o OS deve notificar os agentes envolvidos e ativar o mercado de balanços. Nesse mercado, propostas de incremento ou decréscimo de potência são recebidas para aliviar os congestionamentos, garantindo o equilíbrio e a estabilidade da rede. Este modelo, ao combinar flexibilidade e eficiência técnica, é essencial para atender às necessidades dinâmicas do setor elétrico [28].

2.2.2.4 Mercado Ibérico de Eletricidade

Com o intuito de compreender algumas das imposições que as integrações de níveis elevados de geração renovável vão introduzir no sistema é fundamental conceber o *modus operandi* dos MEE. Deste modo efetua-se uma análise referente ao MIBEL.

O MIBEL, começou a operar em julho de 2007, foi o resultado do acordo entre os Governos de Portugal e Espanha e constitui um ato de extrema importância no setor elétrico de ambos os países e um passo relevante na consolidação do mercado interno da energia [29], visto que a Península Ibérica interage de maneira cooperativa através das interligações de Espanha com França.

Desde 2014, este mercado opera a nível europeu, com base no modelo em bolsa mencionado na secção 2.2.2.1 e possui dois operadores de mercado ibérico o Português (OMIP) e o Espanhol (OMIE). O OMIP fornece ao mercado, juntamente com a Câmara de Compensação OMIClear, uma plataforma de negociação para produtos energéticos a prazo. É o operador responsável pela transição de futuros, *forwards*, *swaps* e opções no âmbito do mercado de derivados. Em adição, oferece serviços de desenvolvimento, implantação, gestão e operação de soluções de mercado na área da energia [30]. O OMIE é o operador de mercado elétrico designado (NEMO) e gere os mercados grossista diários e intradiários de eletricidade na Península Ibérica e desempenha a função regulada do acoplamento do MIBEL com o resto da Europa [31].

Na constituição do MIBEL definiu-se um Conselho de Reguladores com entidades representativas de cada nação. Por Portugal, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e a Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM). Por Espanha, a *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) e a *Comisión Nacional del Mercado*

de Valores (CNMV) [32]. As redes de transmissão pertencem aos operadores de sistemas sendo este a Redes Energéticas Nacionais (REN), no caso de Portugal, e a *Red Eléctrica de España* (REE), no contexto espanhol. Estas encontram-se em modelo de monopólio natural e é necessária a sua regulação.

Na Figura 2.9, apresenta-se um esquema ilustrativo do modelo organizativo dos mercados organizados do MIBEL. Neste esquema, estão indicadas as principais entidades intervenientes em cada um dos mercados que compõem o MIBEL, evidenciando a interação e os papéis desempenhados por cada agente no funcionamento eficiente e integrado do sistema elétrico ibérico.

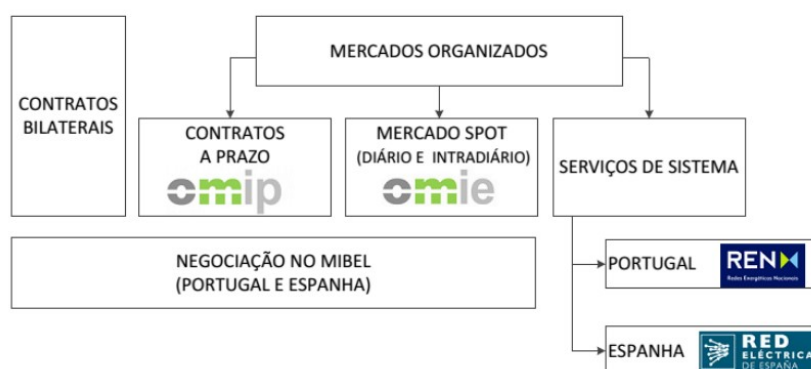


Figura 2.9: Estrutura de Negociação de Energia no MIBEL. (Adaptado de [33]).

Um conceito que se verifica na tentativa de aglutinação dos mercados europeus num único mercado interno de energia é o de *Market Splitting* (MS), o que sucede quando as trocas de energia necessárias para se verificar um ponto de equilíbrio no mercado excedem a capacidade de interligação [29].

No período em que se verifica este congestionamento de energia, o mercado separa-se e as regiões definem novos preços marginais. Geralmente verifica-se uma situação em que se origina um diferencial de preços entre as áreas interligadas, o fluxo energético transita do mercado com menor preço para o com preço superior, pois a procura excede a produção. Uma solução para a redução do MS é o aumento da capacidade de interligação como é apresentado em [29], em que no ano de 2007, se registou o efeito de MS em de 80% das horas por mês, o que resultou num aumento de 15% no preço da eletricidade em Portugal e numa diminuição de 5% em Espanha, quando comparado com o cenário de mercado totalmente integrado. A capacidade de interligação no ano do estudo representava um valor máximo de importação de aproximadamente 1700 MW e de 1600 MW de exportação [29]. Segundo os dados mais recentes do OMIE no seu relatório anual de 2023, verificou-se apenas 5% das horas com diferenças de preço superiores a 1 €/MWh entre Portugal e Espanha [34], isto porque aumentou a capacidade de interligação entre Espanha e Portugal.

De acordo com o relatório *Cross-zonal Capacities and the 70% Margin Available for Cross-zonal Electricity Trade* (MACZT) [35], a disponibilidade máxima de capacidades transzonais é essencial para a transição energética e para alcançar os objetivos da UE. O relatório

destaca a necessidade de uma utilização eficaz tanto das infraestruturas de transporte de eletricidade existentes quanto das futuras, considerando os elevados investimentos necessários para cumprir as metas da UE, como a de atingir 300 GW de energia eólica *offshore* até 2050.

Além disso, a segurança do abastecimento energético, como evidenciado pelos exemplos de França e dos Países Bálticos, é mais eficazmente abordada a nível europeu, com uma ampla capacidade transzonal. O aumento da volatilidade dos preços de eletricidade, impulsionado pela crescente eletrificação de setores como o aquecimento, reforça a necessidade de explorar todas as fontes de flexibilidade disponíveis [35].

Num mercado competitivo, o que determina o preço advém das ações combinadas dos consumidores e dos agentes de produção. O ponto de equilíbrio é aquele em que a quantidade de produção que os produtores estão dispostos a fornecer iguala a procura, isto é, a quantidade que os consumidores necessitam [27].

O MIBEL, tal como em todos os mercados europeus, opera num modelo marginalista. Os agentes de geração submetem ofertas para fornecer uma certa quantidade de energia elétrica num respetivo intervalo de tempo com base no custo marginal de produção, valor este que inclui o custo do combustível, o custo das taxas de emissão de CO_2 , o custo variável de operação e manutenção e os impostos. Estas ofertas são ordenadas em função do preço crescente e obtém-se uma curva da oferta de venda. De modo semelhante no lado da procura, os comercializadores fazem ofertas de compra, estas ofertas são organizadas por ordem decrescente do preço e geralmente como a procura pela eletricidade é inelástica (bombagem) esta curva da oferta de compra é mais vertical. A interceção da curva de oferta e procura representa o ponto de equilíbrio do mercado. Todas as ofertas submetidas pelos agentes de produção a um preço abaixo ou igual a esse ponto são aceites e similarmente as ofertas dos comercializadores de valor igual ou acima desse ponto são aceites. Processa-se, assim, mecanismo de preço marginal único, isto é, o custo marginal de produção do último agente de produção é o valor remunerado aos agentes de produção e o preço que os consumidores pagam. Na Figura 2.10, visualiza-se a evolução das curvas de modo a obter o *market clearing price*.

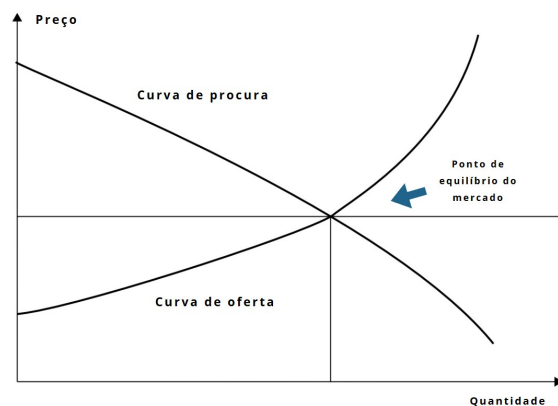


Figura 2.10: Evolução da Curva da Procura e da Oferta. (Adaptado de [27]).

O setor elétrico precisa que os operadores de sistema coordenem as atividades baseadas em tempo real. O desafio do mercado de eletricidade é providenciar em tempo real um preço que suporte de modo eficiente as necessidades do consumidor de modo praticável mediante o operador de sistema e seja economicamente rentável para os agentes de produção [36]. Uma vez encontrado o preço de mercado (*market clearing price*), o OMIE encaminha as ofertas para os operadores de sistema, REN e REE, verificarem se o fluxo de energia é compatível com algumas possíveis limitações físicas do sistema elétrico. Este processo denomina-se gestão das restrições técnicas do sistema. Caso não seja possível e sejam necessários alguns ajustes, as curvas da oferta e procura são refeitas.

No MIBEL, todos os dias, pelas 12:00 *Central European Time* (CET), é realizada a sessão diária do mercado, com o intuito de definir os preços da energia em toda a Europa para as vinte e quatro horas do dia seguinte. O método para delinear o preço e a quantidade de energia numa determinada hora é o do modelo marginalista [37].

De modo a acertar as incertezas e imprevisibilidade do consumo e de produção, surgem os mercados intradiários em que ocorrem transações umas horas antes do tempo real, ferramenta importante para que através de novos leilões os agentes de mercados possam ajustar ofertas, sejam estas de venda ou aquisição de energia [37]. Estes mercados estão estruturados em seis sessões de leilões.

Adicionalmente, no mercado intradiário funciona o mercado intradiário contínuo, que permite gerir as diferenças nos balanços, beneficiando da liquidez disponível noutros mercados europeus, consoante a capacidade das interligações [37].

De modo a complementar o mercado diário e intradiário, para o funcionamento do mercado de eletricidade, a contratação de eletricidade envolve também contratos a prazo mais longos ou de forma bilateral, no mercado de balcão [38]. A complementaridade destes mercados a prazo advém da flutuação nos preços que se formam [27], ou seja, modera a ameaça da volatilidade dos preços e assegura com maior previsibilidade e estabilidade na colocação de energia [39].

A tendência dos mercados europeus é para o seu acoplamento, processo conhecido como *market coupling*. Este ocorre quando as capacidades das interligações entre países não estão congestionadas, permitindo o fluxo eficiente de eletricidade entre mercados e, consequentemente, a formação de um preço único em toda a Europa. Esta integração é uma das metas definidas pelo Parlamento Europeu para o Mercado Interno de Energia, com o objetivo de garantir um mercado funcional, com acesso justo e elevado nível de proteção dos consumidores [40]. O acoplamento dos mercados assegura que a eletricidade flua das regiões com preços mais baixos para aquelas com preços mais elevados, promovendo uma distribuição eficiente dos recursos energéticos na UE. Em situações em que a produção local, nomeadamente a partir de fontes renováveis como a eólica e a solar, é limitada, os Estados-Membros da UE podem beneficiar de eletricidade mais barata produzida noutras regiões da Europa. Além disso, este modelo permite que os países tirem partido das soluções de flexibilidade e adequação disponíveis nos mercados vizinhos. Estas soluções tornam-se cada vez mais relevantes para equilibrar as flutuações inerentes às FER [6, 41].

Os princípios fundamentais do Mercado Interno de Energia baseiam-se em diretrizes que promovem uma operação eficiente, justa e integrada entre os diversos agentes e mercados. São essenciais para garantir a competitividade, a equidade no acesso às infraestruturas e a cooperação entre os países membros da UE, formando a base para um mercado energético mais integrado, eficiente e sustentável, com benefícios tanto para os consumidores como para os operadores e restantes agentes do setor, como se observa na Figura 2.11 [40].

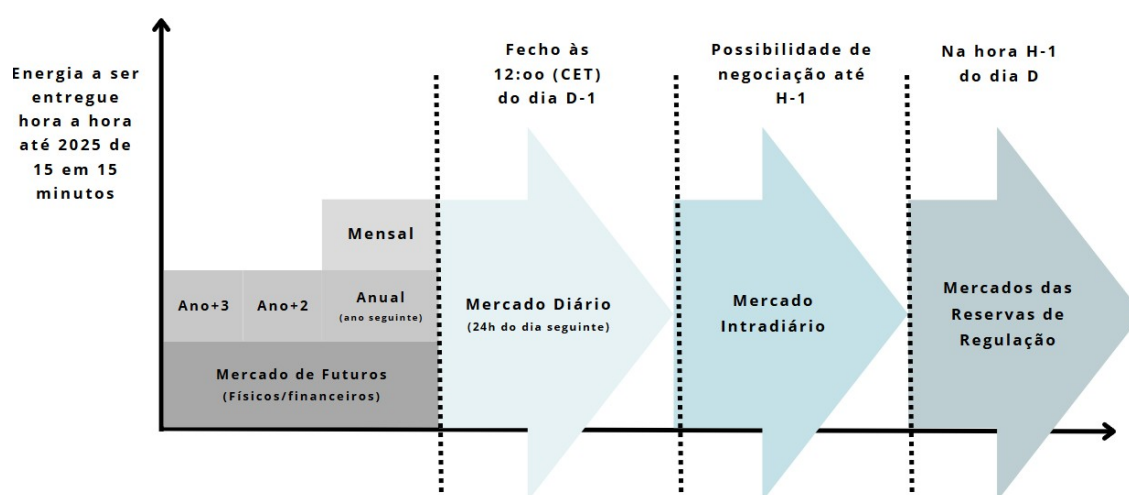


Figura 2.11: A Dinâmica do Mercado Elétrico Europeu. (Adaptado de [42]).

O aumento da capacidade de geração a partir de fontes renováveis não é apenas uma tendência, mas sim uma resposta estratégica às metas estabelecidas pelos países europeus para reduzir as emissões de CO_2 , diminuir a dependência de combustíveis fósseis e diversificar o aprovisionamento energético. Esta transição energética é impulsionada por compromissos nacionais e internacionais, tais como o Protocolo de Quioto, as Diretivas da União Europeia e as Conferências das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas. Estas ações refletem um esforço coordenado para enfrentar os desafios das mudanças climáticas e garantir a sustentabilidade energética a longo prazo [43].

2.3 Requisitos para a Gestão de Congestionamentos

As medidas de gestão de congestionamentos no setor elétrico, especialmente a nível da distribuição, são muitas vezes implementadas sem recorrer a mecanismos baseados no mercado. Esta abordagem é comum em muitos Estados-Membros da UE, principalmente nas redes de distribuição, onde os mercados de flexibilidade locais e os mecanismos de *redispatch* baseados no mercado ainda não estão suficientemente desenvolvidos [8].

As soluções tradicionais para a resolução de congestionamentos incluem o reforço e expansão da rede, a redefinição das zonas de licitação de ofertas, o *redispatch* (incluindo

o *curtailment*), entre outras. Os investimentos na rede continuarão a ser necessários para facilitar a transição para um sistema elétrico mais descentralizado e mais ecológico. No entanto, esses investimentos não podem ser a única medida para resolver os congestionamentos, devido ao seu longo tempo de execução e aos seus elevados custos. Sendo portanto, essencial adotar soluções de gestão de congestionamentos mais rápidas e eficientes em termos de custos.

Os mercados locais de serviços de gestão de congestionamentos para os Operador da Rede de Transporte (ORT) e os ORD ainda estão numa fase inicial de desenvolvimento, especialmente a nível da distribuição, apesar do elevado potencial para desbloquear a flexibilidade dos DER. O Pacote Energias Limpas estabelece que o *redispatch* com base no mercado deve ser a norma, permitindo exceções em apenas quatro circunstâncias, conforme descrito no artigo 13.º do Regulamento (UE) 2019/943 [17].

Outro fator que dificulta a criação de mercados locais para a gestão de congestionamentos é a falta de processos de reavaliação nacional iterativa em muitos Estados-Membros, juntamente com a ausência de um processo decisório transparente para verificar se as exceções ao *redispatch* com base no mercado são justificadas. Em muitos casos, as Autoridades Reguladoras Nacionais (ARN) não conseguem assegurar que as razões para a não implementação de mercados de *redispatch* estejam em conformidade com as exceções permitidas pelo Pacote Energias Limpas [8].

Serviço de Sistemas - Portugal

Para assegurar o equilíbrio entre a geração e o consumo de eletricidade, o Gestor Global do Sistema (GGS) dispõe de três tipos principais de reservas, conforme descrito no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) [44]:

1. Reserva de Regulação Primária: Este tipo de regulação é acionado automaticamente pelo regulador de velocidade das turbinas em resposta a desvios na frequência do sistema elétrico. O objetivo é ajustar rapidamente a potência dos grupos geradores, de forma a estabilizar a frequência do sistema. Quando ocorre um desvio de frequência inferior a 100 mHz, a variação de potência deve ocorrer em até 15 segundos. Em casos de desvios mais elevados, entre 100 mHz e 200 mHz, a resposta deve ser linear, com atuação completa entre 15 e 30 segundos.
2. Reserva de Regulação Secundária: Esta reserva é ativada para controlar o desvio da interligação com Espanha em relação ao programa estabelecido, contribuindo para a manutenção da frequência conjunta. Em situações de funcionamento em ilha, controla o desvio da frequência em relação ao valor à frequência nominal do sistema. A atuação da regulação secundária deve iniciar-se em até 30 segundos e estar concluída em, no máximo, 5 minutos, especialmente em casos críticos, como a perda de um importante grupo gerador. Se necessário, esta reserva é complementada pela atuação da reserva de regulação terciária.

3. Reserva de Regulação Terciária: Este tipo de reserva atua na gestão da variação máxima de potência, tanto para aumento quanto para redução, que pode ser mobilizada no horizonte temporal da programação em vigor. Sempre que a produção estimada no programa mais recente diverge do consumo previsto pelo GGS, é instruída uma mobilização ou desmobilização de produção e consumo nas áreas de balanço, de modo a equilibrar a oferta e a procura e assegurar que se mantêm os níveis mínimos de reserva exigidos para a operação segura do sistema.

Esses três tipos de reservas desempenham um papel essencial na resposta rápida e eficiente às flutuações de frequência e na manutenção da estabilidade do sistema elétrico, garantindo a continuidade e a fiabilidade do fornecimento de eletricidade.

Juntamente com o MPGGS, foi aprovada a Diretiva n.º 20/2023 [45], que estabelece regras específicas para a participação da procura nos mercados de serviços de sistema, no contexto da aplicação das tarifas de acesso às redes e das relações comerciais.

Com esta aprovação, pretende-se otimizar os processos que garantem a fiabilidade e a sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN), promovendo uma resposta ágil às necessidades do sistema elétrico nacional e à integração de fontes de energia renovável [46].

O Regulamento de Operação das Redes (ROR) estabelece que podem ser desenvolvidos projetos-piloto, os quais precisam de aprovação pela ERSE e devem cumprir determinados requisitos. Primeiramente, qualquer entidade pode submeter uma proposta de projeto-piloto junto da ERSE. Estes projetos devem ter como objetivo testar a viabilidade técnica e económica, além da aplicabilidade de práticas e tecnologias inovadoras, incluindo potenciais propostas de desenvolvimento legal e regulamentar.

Além disso, o promotor do projeto é responsável por comunicar publicamente os objetivos e os resultados do projeto, garantindo transparência. Para a monitorização adequada, o promotor deve ainda submeter relatórios de acompanhamento à ERSE ao longo do desenvolvimento do projeto.

Os projetos-piloto aprovados no âmbito do artigo 78.º do Regulamento de Operação das Redes [47] visam testar novas abordagens e tecnologias para a gestão e operação do sistema elétrico em Portugal. Entre os exemplos destacados estão:

- Projeto-Piloto de Participação do Consumo no Mercado de Reserva de Regulação: Promovido pela ERSE, este projeto permite a participação de consumidores habilitados no mercado de reserva de regulação, assegurando igualdade de tratamento para todos os participantes. São elegíveis consumidores com capacidade de oferta igual ou superior a 1 MW, ligados à rede de média ou alta tensão. Diversas diretivas regulam este projeto, incluindo condições gerais de adesão ao mercado de serviços de sistema.
- Flexibilidade Integrada em Regime de Mercado (FIRMe): Desenvolvido pela E-Redes, este projeto introduz um mercado local de flexibilidade, oferecendo alternativas

de flexibilidade para complementar o investimento em infraestrutura. O projeto abrange três serviços principais – *Restore*, *Dynamic* e *Secure* – aplicáveis a diferentes condições de rede e localizações específicas, permitindo uma resposta mais ágil a falhas, indisponibilidades programadas e gestão de picos de consumo.

Estes projetos-piloto exemplificam o compromisso do setor em explorar soluções inovadoras e tecnológicas para reforçar a resiliência e eficiência do sistema elétrico, possibilitando a participação ativa dos consumidores e a integração de novas soluções de flexibilidade [48].

Formas de Acesso à Flexibilidade pelos ORD: Abordagens e Mecanismos

Conforme exposto nos relatórios do Conselho Europeu de Reguladores da Energia (CEER) [49, 50], o acesso dos ORD à flexibilidade é feito através de diferentes abordagens, definidas em função das necessidades específicas da rede e dos enquadramentos regulatórios de cada país. Estas abordagens têm como objetivo garantir uma gestão eficiente da rede, sobretudo em situações de congestionamento ou de elevada variabilidade na produção.

De forma geral, a gestão de congestionamentos segue uma sequência de atuação. Primeiro, os ORD recorrem a acordos de ligação e estruturas tarifárias como medidas preventivas. Quando estas não chegam, podem recorrer à contratação de serviços de flexibilidade no mercado, compensando diretamente os utilizadores que ajustem o seu consumo ou produção. Se estas soluções de mercado não forem suficientes, aplicam-se medidas administrativas como último recurso, para assegurar a estabilidade e a eficiência económica da rede.

A contratação de flexibilidade com base no mercado é, segundo o CEER, uma das formas mais eficazes de garantir o acesso dos ORD aos recursos disponíveis. No entanto, para que esta abordagem funcione bem, é necessário que existam mercados líquidos, que os custos sejam inferiores aos de outras alternativas e que os ORD respeitem as regras de desagregação, evitando distorções no mercado.

O CEER destaca ainda a importância de que as ARN monitorizem continuamente o desenvolvimento dos mercados de flexibilidade local, de modo a minimizar perturbações, evitar dependências excessivas e promover concorrência saudável. Um quadro regulatório bem estruturado e flexível é essencial para permitir que os mercados de flexibilidade local evoluam de forma robusta e eficiente, sem comprometer a inovação nem criar barreiras indevidas à entrada de novos agentes no mercado.

Embora a gestão de congestionamentos seja, por natureza, uma atividade monopolista, a regulação deve garantir que os mercados de flexibilidade local se desenvolvam de maneira equilibrada e que beneficiem o sistema como um todo, promovendo uma maior integração de DER e soluções de flexibilidade inovadoras.

A crescente utilização das redes de distribuição está a aumentar o risco de congestionamentos mais frequentes e a reduzir as margens de capacidade do sistema elétrico.

Por isso, existe uma necessidade crescente de serviços de sistema a nível local, cujos principais pré-requisitos são a observabilidade, entendida como a capacidade do ORD para conhecer o estado atual e futuro da sua rede, e a controlabilidade, ou seja, a capacidade de garantir a ativação correta da flexibilidade pelos utilizadores da rede. Ambas variam significativamente entre redes e níveis de tensão, devido a diferenças históricas nos princípios operacionais, no acesso a sistemas SCADA e nas funções atribuídas aos centros de controlo.

Por exemplo, um congestionamento térmico ocorre quando há um fluxo excessivo de energia, levando a um nó da rede a exceder os seus limites técnicos. Nas redes de média e baixa tensão, o ponto de congestionamento é geralmente a subestação ou os transformadores de distribuição entre níveis de tensão. A direção da corrente elétrica indica se o sistema de distribuição é um produtor ou consumidor líquido de energia. No caso de um congestionamento provocado por produção excessiva, o ORD pode reduzir a produção, aumentar a carga ou utilizar um sistema de armazenamento de energia, recorrendo a terceiros, como utilizadores da rede ou intermediários. Se o congestionamento for causado por consumo excessivo, o ORD deve aumentar a produção, reduzir a carga ou descarregar o sistema de armazenamento de energia.

Para permitir um procedimento eficiente e baseado no mercado para a aquisição de flexibilidade pelos ORD, é essencial a introdução de um quadro ou orientações regulamentares claras. De acordo com o CEER, um mercado eficiente e competitivo, com liquidez adequada e livre concorrência, deve incorporar elementos como agentes racionais, produtos normalizados, baixos custos de entrada e saída, e baixos custos de transação.

As entidades reguladoras europeias do setor energético defendem que os ORD devem atuar como facilitadores neutros no mercado de flexibilidade local, limitando-se às atividades essenciais e regulamentadas, e evitando funções que possam ser desempenhadas de forma mais eficiente por um mercado competitivo.

Garantir condições justas no mercado de flexibilidade local é fundamental. Devido às discrepâncias nacionais e regionais, mesmo entre ORD do mesmo Estado-Membro, não existe um modelo universal aplicável para todos os contextos. Assim, uma abordagem baseada em princípios comuns parece ser a mais adequada para promover um quadro regulatório eficiente e flexível.

O CEER, nas suas atividades futuras, tem como objetivo aprofundar várias questões relacionadas com a aquisição de flexibilidade, a coordenação entre os ORD e os ORT, assim como as disposições e incentivos regulatórios necessários para promover um mercado de flexibilidade local robusto e competitivo [50].

MERCADOS DE FLEXIBILIDADE LOCAL

Este capítulo tem como principal objetivo explorar os conceitos, a evolução regulamentar, as necessidades, os desafios e as oportunidades associados aos Mercado de Flexibilidade Local (LFM).

A secção 3.1 destaca a necessidade dos mercados de flexibilidade local para integrar fontes renováveis e garantir a estabilidade da rede. Aborda as limitações dos mercados tradicionais e exemplos de iniciativas pioneiras na gestão eficiente da flexibilidade.

Na secção 3.2, define-se o conceito de flexibilidade no setor energético, explorando os seus tipos, aplicações e a relevância de mecanismos locais como complemento aos mercados elétricos existentes.

A secção 3.3 identifica as barreiras técnicas, económicas e regulamentares dos LFM, destacando oportunidades como a maior eficiência da rede e a redução de custos operacionais.

Por fim, a secção 3.4 apresenta casos de estudo que demonstram o potencial dos LFM na gestão das redes elétricas e na integração de recursos distribuídos, promovendo um sistema mais resiliente e sustentável.

3.1 A Emergência dos Mercados de Flexibilidade Local

Os mercados de eletricidade na Europa encontram-se muito bem definidos e estruturados em torno de uma grande panóplia e variedade de regras, normas e regulamentos. Este quadro regulamentar tem garantido a eficiência do setor elétrico ao longo dos anos, facilitando a troca e gestão de eletricidade entre os vários intervenientes.

No entanto, a estrutura destes mercados foi concebida num contexto em que a maior parte das unidades de geração de eletricidade eram alimentadas por combustíveis fósseis, caracterizadas por uma elevada controlabilidade.

A evolução do sistema elétrico exige uma reavaliação dos mercados existentes e a implementação de novos mecanismos capazes de responder às especificidades de um setor cada vez mais descentralizado e descarbonizado.

Em 2019, a União Europeia publicou a Diretiva 2019/944 [19] que estabelece novas regras para o mercado interno da eletricidade, introduzindo várias inovações destinadas a promover um sistema elétrico mais flexível, eficiente e sustentável. Estas novas regras incentivam o uso de tecnologias como a gestão do lado da procura e o armazenamento de energia, com o objetivo de facilitar a integração de fontes renováveis e descentralizar a geração de eletricidade.

Neste contexto, os mercados de flexibilidade local surgem como uma resposta às necessidades de atualizações no mercado interno da eletricidade, sendo cada vez mais valorizados como soluções promissoras para os desafios impostos pelo aumento da geração renovável. À medida que a utilização de energias renováveis, como a solar e a eólica aumenta, a capacidade de ajustar dinamicamente a procura e a oferta de eletricidade em tempo real torna-se cada vez mais importante para garantir a estabilidade da rede.

A criação e expansão destes mercados podem ser um elemento-chave para garantir o sucesso da transição energética, garantindo que os sistemas elétricos europeus permaneçam estáveis, sustentáveis e economicamente eficientes [3].

Existem já alguns projetos pioneiros em curso no que diz respeito aos mercados de flexibilidade local, muitos deles ainda em fase de desenvolvimento. No entanto, há também iniciativas mais avançadas e maduras, que demonstram o potencial destes mercados. Exemplos estes incluem a *NODES* [51], *ENERA* [52], *Piclo Flex* [53] e *GOPACS* [54], que têm vindo a testar e implementar soluções de flexibilidade nas diversas regiões da Europa. Estas plataformas e iniciativas demonstram como a flexibilidade local pode ser utilizada de forma eficaz para lidar com os desafios da transição energética, promovendo a eficiência do sistema elétrico e a integração de fontes renováveis de forma equilibrada e economicamente viável.

3.1.1 NODES

A *NODES* é uma plataforma de mercado de flexibilidade lançada comercialmente em 2019, inicialmente desenvolvida pela *Agder Energi* em parceria com a bolsa de eletricidade *Nord Pool*. Desde 2021, passou a ser integralmente detida pela *Agder Energi*, com o objetivo de criar mercados acessíveis para ativos distribuídos em todos os níveis da rede, permitindo que os ORD e os ORT adquiram flexibilidade de forma eficiente [55].

A *NODES* opera dois mercados principais:

- *LongFlex*: Destinado a produtos de disponibilidade, contratados por semanas ou meses;
- *ShortFlex*: Um mercado contínuo *Pay-as-Bid* (PAB) para produtos de ativação, permitindo negociação entre 7 a 10 dias antes da entrega.

A contratação pode ocorrer em intervalos de tempo tão curtos quanto um minuto, e a definição de zonas de congestionamento é flexível, adaptando-se aos requisitos dos operadores de rede.

Os ativos de flexibilidade devem passar por um processo de pré-qualificação, onde os ORD verificam a sua existência, localização e integração com os sistemas de negociação. Não existem limites mínimos ou máximos de capacidade nominal para participação no mercado.

A ativação das ofertas é comunicada aos FSP através de sistemas informáticos ou mensagens de telemóvel. Até ao momento, não existem penalizações para falhas na entrega, embora se preveja a introdução de mecanismos de penalização à medida que o mercado evolui.

Com a crescente importância da flexibilidade na gestão da rede elétrica, a *NODES* continua a desenvolver novas funcionalidades, como a participação direta de consumidores domésticos através de agregadores e serviços avançados, incluindo controlo de tensão e suporte à estabilidade da rede.

3.1.2 Enera

A *Enera Flexmarkt* foi uma plataforma de mercado de flexibilidade local desenvolvida no âmbito do programa *Enera*, integrado na iniciativa alemã *SINTEG*. O projeto decorreu entre fevereiro de 2019 e junho de 2020 na Alemanha, com o principal objetivo de gerir congestionamentos na rede e reduzir o corte de geração renovável, numa região onde a integração de energias renováveis atingia 235% da procura elétrica local [55].

A plataforma foi operada pela *EPEX SPOT* e integrava-se com o mercado intradiário, permitindo ofertas de flexibilidade em blocos de 15 minutos ou 1 hora, sem limite mínimo de capacidade nominal (embora, na prática, as ofertas mais pequenas fossem de, pelo menos, 50 kW). O mercado operava em 23 zonas locais, correspondentes a diferentes transformadores, e as ativações podiam impactar congestionamentos até ao nível da transmissão.

O modelo de operação era baseado em negociação contínua, com o encerramento da janela de negociação 15 minutos antes da entrega. As ofertas eram avaliadas exclusivamente com base no preço, podendo ser aceites diretamente ou sujeitas a contra-ofertas dos operadores de rede. A efetivação das transações baseava-se na comparação entre os dados medidos e a linha de base definida pelos FSP.

O projeto demonstrou a viabilidade dos mercados locais de flexibilidade, contribuindo para reduzir o desperdício de energia renovável, aumentar a eficiência económica e integrar melhor os recursos descentralizados na rede elétrica.

3.1.3 Piclo Flex

A *Piclo Flex* é uma plataforma digital independente para a comercialização de serviços de flexibilidade no Reino Unido, facilitando a interação entre os ORD e os FSP. O seu principal objetivo é assegurar transparência, eficiência e competitividade na contratação de flexibilidade elétrica [55].

A plataforma é utilizada por vários ORD britânicos, permitindo que publiquem necessidades de flexibilidade por zona de congestionamento e que os FSP submetam propostas com base em requisitos técnicos e comerciais predefinidos.

A *Piclo Flex* padroniza os processos de pré-qualificação e avaliação de ofertas, reduzindo a complexidade para os participantes. Desta forma a plataforma automatiza a verificação de critérios técnicos, como localização dos ativos, potência mínima e conformidade com requisitos de rede, além de disponibilizar um mecanismo de comparação para selecionar as melhores soluções em termos de custo-benefício.

A contratação segue um modelo PAB, no qual os FSP submetem propostas com preços para a disponibilidade e ativação dos serviços. A plataforma assegura ainda a integração com os sistemas dos ORD, facilitando a comunicação e a monitorização das entregas.

Com a crescente necessidade de soluções descentralizadas para o congestionamento da rede, a *Piclo Flex* tem-se consolidado como uma ferramenta essencial para a transição energética no Reino Unido, promovendo a participação de ativos distribuídos, como armazenamento de energia e resposta da procura, na gestão eficiente da rede elétrica.

3.1.4 GOPACS

A GOPACS, lançada nos Países Baixos em dezembro de 2018, é uma iniciativa pioneira de coordenação entre o ORT *TenneT* e vários ORD para resolver congestionamentos na rede elétrica [55].

A plataforma integra-se com mercados de eletricidade já existentes, funcionando como um mecanismo de aquisição de flexibilidade. Inicialmente, operava apenas com a *Energy Trading Platform Amsterdam*, mas em maio de 2022 passou a incluir a *EPEX SPOT*, aumentando a liquidez do mercado.

A GOPACS utiliza o produto *Intraday Congestion Spread*, que permite compensar congestionamentos sem comprometer o equilíbrio do sistema. Quando ocorre uma restrição numa zona da rede, a plataforma ativa simultaneamente uma ordem de venda de energia na zona congestionada e uma ordem de compra noutra área sem restrições, garantindo que o operador de rede cobre o diferencial de preço.

A participação na GOPACS requer um processo de pré-qualificação, incluindo a assinatura de um acordo de participação. No entanto, não exige testes físicos, *ex-ante*, nem a verificação do consentimento dos clientes finais, sendo esta responsabilidade do FSP.

A plataforma não funciona como um mercado independente, mas sim como um mecanismo de coordenação sobreposto aos mercados intradiários. Os operadores de rede anunciam necessidades de flexibilidade com menos de 24 horas de antecedência, podendo ser apenas 6 horas antes da ativação. A liquidação das transações segue as regras das plataformas subjacentes, utilizando o modelo PAB e intervalos mínimos de 15 minutos.

A GOPACS representa um avanço significativo na gestão de congestionamentos, promovendo uma integração eficiente entre ORT e ORD, e explorando a flexibilidade disponível no mercado intradiário de forma coordenada.

3.2 Definição, Conceitos e Modelos de Implementação dos Mercados de Flexibilidade Local

Essencialmente, os LFM representam um subtipo de mercados de eletricidade, caracterizados por especificidades espaciais e de produto. A designação local refere-se a serviços e produtos associados a uma localização geográfica particular, como, por exemplo, a gestão de congestionamentos pelos ORD. Apenas os fornecedores de flexibilidade conectados a uma determinada área da rede elétrica podem fornecer o serviço necessário. O termo flexibilidade, por sua vez, refere-se à capacidade de ajuste proporcionada por diversas fontes de flexibilidade. Para uma abordagem mais ampla, propõe-se uma definição abrangente de LFM como sistemas de informação que permitem a compradores e vendedores transacionar serviços de flexibilidade em resposta a necessidades locais [56].

Na secção seguinte, serão analisados em detalhe os conceitos fundamentais dos mercados de flexibilidade local, abordando as suas principais características, os agentes envolvidos e os diferentes modelos de conceção.

3.2.1 A Integração da Flexibilidade no Mercado Ibérico

O projeto *IREMEL*, desenvolvido em colaboração pelo *Instituto para a Diversificação e Ahorro de Energia (IDAE)* e pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol (OMIE), visa definir o modelo de funcionamento dos mercados locais de eletricidade, com o propósito de facilitar a integração de recursos distribuídos no mercado elétrico ibérico. Entendem-se por recursos distribuídos as instalações de produção ou consumo ligadas à rede de distribuição que têm capacidade para gerir o seu consumo ou injeção de energia na rede, incluindo unidades renováveis, sistemas de armazenamento e consumidores com gestão da procura. Com esta iniciativa, estabelecem-se as bases para que esses recursos possam participar de maneira competitiva e em conformidade com as regras e operações dos mercados de eletricidade já existentes [57].

Neste contexto, considera-se essencial que os DER disponham da possibilidade de participar livremente nos mercados ibéricos de eletricidade, tal como atualmente outros produtores e consumidores localizados na rede de transporte ou distribuição. Esta participação pode ocorrer de forma individual ou agregada. No primeiro caso, o proprietário do recurso torna-se agente de mercado e adquire a capacidade de atuar diretamente. Alternativamente, o proprietário pode optar por não se constituir como agente de mercado, delegando a gestão do seu consumo ou produção e a sua interação com o mercado a um agregador, que assume então o papel de agente de mercado [57].

Assim, os recursos distribuídos integram-se nos diferentes mercados elétricos globais ou europeus existentes, com os mesmos direitos e obrigações dos restantes agentes de mercado, nomeadamente o mercado diário, o mercado intradiário e o mercado intradiário contínuo. Atualmente, esses mercados permitem a negociação em períodos horários, embora se prevejam planos para reduzir essa métrica para intervalos de 15 minutos.

3.2. DEFINIÇÃO, CONCEITOS E MODELOS DE IMPLEMENTAÇÃO DOS MERCADOS DE FLEXIBILIDADE LOCAL

O mercado contínuo na Península Ibérica permite negociações até uma hora antes do momento da oferta, enquanto em alguns países europeus essa antecedência reduz-se para cinco minutos. Caso esses parâmetros sejam modificados no futuro, espera-se que os recursos distribuídos ajustem os seus horários de operação o mais próximo possível do tempo real [57].

A capacidade de gerir a energia descarregada ou consumida da rede permite aos recursos distribuídos otimizar os momentos de consumo (durante períodos de menor preço) e de descarregamento (durante períodos de maior preço), reduzindo assim os custos de eletricidade e maximizando o valor de venda no mercado. A existência de mercados com diferentes horizontes temporais e intervalos até ao momento do fornecimento facilita o planeamento antecipado da produção e do consumo, ao mesmo tempo que possibilita beneficiar dos preços mais vantajosos nos mercados mais próximos do momento de fornecimento, como o mercado contínuo [57].

Atualmente, o funcionamento destes mercados de flexibilidade ainda se encontra em fase de definição na Europa. Isso implica que qualquer modelo inicial deve manter-se aberto e flexível, permitindo adaptações consoante os avanços tecnológicos e regulamentares, bem como as lições aprendidas ao longo do tempo.

Quando forem previstos congestionamentos ou problemas que justifiquem ajustes nos horários de operação dos recursos distribuídos, o operador da rede de distribuição comunicará essa necessidade ao operador de mercado, sinalizando a necessidade de abertura do produto local específico para negociação, bem como a quantidade de energia que precisa ser injetada (ou produzida) ou retirada (ou reduzida no consumo) pelas instalações participantes. Em resposta, o operador de mercado ativará o produto local para negociação e notificará as instalações afetadas, permitindo-lhes submeter as suas ofertas de forma competitiva, sendo selecionadas as propostas mais vantajosas até ao limite de intervenção definido pelo operador da rede [57].

Dentro dos mecanismos de negociação dos produtos locais, destacam-se dois modelos principais de operação:

- Mercado contínuo;
- Mercado de leilão.

A utilização de um ou de ambos os mecanismos de negociação deve ser avaliada consoante as características e objetivos de cada projeto. Independentemente do modelo, a negociação resulta na seleção de um conjunto de recursos distribuídos que se comprometem a ajustar os seus planos de produção ou consumo, dentro das necessidades estabelecidas para os períodos definidos. Em contrapartida, esses recursos recebem uma remuneração pela flexibilidade fornecida [57].

O modelo proposto preserva a estrutura de funcionamento atualmente vigente nos mercados de eletricidade europeus, respeitando as diretivas e regulamentos da UE, nos quais cada interveniente é responsável pelo cumprimento dos compromissos estabelecidos.

Deste modo, a comercialização de energia dos recursos distribuídos, quer seja realizada de forma individual ou por meio de agregadores, deve ocorrer através dos mecanismos de negociação previamente estabelecidos [57].

Desta forma, o modelo contribui para uma gestão mais racional e economicamente eficiente dos recursos distribuídos ao integrar eficazmente a negociação, a execução e a liquidação. Além disso, fortalece a confiança dos intervenientes no mercado e assegura a resiliência e estabilidade das redes de distribuição elétrica, reforçando a segurança e a confiança no sistema como um todo [57].

Adicionalmente, para que a coordenação e as trocas de informação sejam realizadas de maneira eficiente, é essencial que o ORT e os ORD desenvolvam mecanismos específicos de coordenação adaptados às suas necessidades operacionais. Estes mecanismos devem assegurar que as operações nas redes de transporte e de distribuição estejam sincronizadas e alinhadas, promovendo um funcionamento seguro e eficaz do sistema energético como um todo [57].

A Figura 3.1 ilustra as trocas de informação entre os principais intervenientes nos mercados de eletricidade local, destacando as interações e fluxos de dados entre o ORT, os ORD, o operador de mercado e os recursos distribuídos.

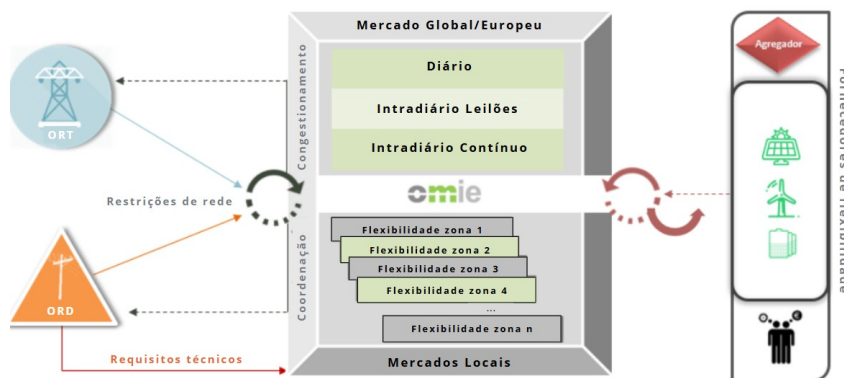


Figura 3.1: Modelo de Mercado de Energia com Foco na Flexibilidade e Gestão de Congestionamentos. (Adaptado de [57]).

3.2.2 Características e Participantes no Mercado de Flexibilidade Local

A flexibilidade local refere-se aos serviços ou produtos transacionados nos mercados de Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (MT), sendo aplicável às redes de distribuição. Esta forma de flexibilidade distingue-se e pode ser definida com base em cinco atributos fundamentais:

- Direção: Define-se como a capacidade de aumento ou redução de potência;
- Taxa de Variação: Refere-se à capacidade de ajuste de potência disponível;
- Hora de Início e Acionamento: O momento exato em que a flexibilidade é ativada;

3.2. DEFINIÇÃO, CONCEITOS E MODELOS DE IMPLEMENTAÇÃO DOS MERCADOS DE FLEXIBILIDADE LOCAL

- Duração: O período em que a flexibilidade estará ativa;
- Localização: Especifica o nó exato no sistema de distribuição onde a flexibilidade será implementada.

Outros atributos complementares, como controlabilidade, previsibilidade, disponibilidade temporal e tempo de entrega, são igualmente considerados e destacados em fontes adicionais.

Antes de conceber mercados de flexibilidade local, é fundamental definir os participantes e os seus papéis, estabelecendo a base para diferentes abordagens de compensação. Os principais intervenientes incluem:

- ORD: O ORD é o responsável pela operação da rede de distribuição, assegurando o fornecimento de eletricidade aos clientes de maneira eficiente, sustentável e economicamente viável. Este operador deve garantir a segurança da operação e a qualidade do fornecimento elétrico. Para alcançar os objetivos operacionais (como gestão de congestionamentos, controlo de tensão e redução de perdas) e de planeamento (por exemplo, adiamento de investimentos em infraestrutura), o ORD pode adquirir serviços de flexibilidade;
- Entidade Responsável pelo Balanço (BRP): As BRP atuam como gestores de energia em nome dos seus clientes nos mercados, com a principal função de assegurar o equilíbrio entre a oferta e a procura de eletricidade em períodos específicos. Em caso de desequilíbrio, a BRP incorre em custos adicionais. Para otimizar o seu portfólio e cumprir as obrigações energéticas, a BRP pode adquirir flexibilidade. Este agente inclui retalhistas, produtores ou agregadores e é responsável pelo equilíbrio das carteiras de clientes.
- Agregador: O agregador é uma entidade que representa grupos de DER e *prosumers*, permitindo-lhes aceder aos mercados de energia e de flexibilidade, agregando volumes que, individualmente, teriam capacidade limitada de negociação. A função do agregador é agregar os recursos dos *prosumers* para criar serviços de flexibilidade comercializáveis, representando-os no LFM. O agregador é remunerado pelo ORD e pela BRP pelos serviços de flexibilidade que presta;
- Operador de Mercado: É uma entidade independente que gere o LFM, disponibilizando uma plataforma para a negociação de flexibilidade e a compensação de mercado, onde se processam ofertas e pedidos de flexibilidade e se determinam preços e quantidades transacionadas.

Adicionalmente, o ORD pode recorrer à flexibilidade para equilibrar a rede de transporte, sendo crucial uma coordenação eficaz com o ORD para evitar impactos adversos. A comunicação entre mercados locais e centrais, como o de balanços gerido pelo ORD, é essencial para otimizar a gestão da rede e maximizar a eficiência operacional.

Com os intervenientes e respetivas funções definidas, é possível estruturar modelos de funcionamento que reflitam estas interações nos mercados de flexibilidade local.

O modelo de LFM apresentado por Jin et al. [58] inclui os principais componentes para a sua operação: serviço de flexibilidade, o operador de mercado, os participantes do mercado e o mecanismo de compensação. Esta estrutura permite que o LFM funcione de forma integrada, facilitando transações de flexibilidade em espaços locais. Conforme ilustrado na Figura 3.2, o LFM estabelece uma plataforma de negociação competitiva onde a flexibilidade é transacionada entre os compradores (ORD e BRP) e os vendedores (agregadores que representam DER e *prosumers*). O ORD adquire flexibilidade para controlo de tensão, gestão de congestionamentos e redução de perdas na rede, enquanto a BRP utiliza-a para otimizar a sua carteira, reduzir desequilíbrios e minimizar taxas associadas. Por sua vez, os agregadores vendem flexibilidade com o objetivo de gerar lucro, ajustando o consumo de eletricidade dos seus *prosumers* e maximizando os benefícios das transações no mercado.

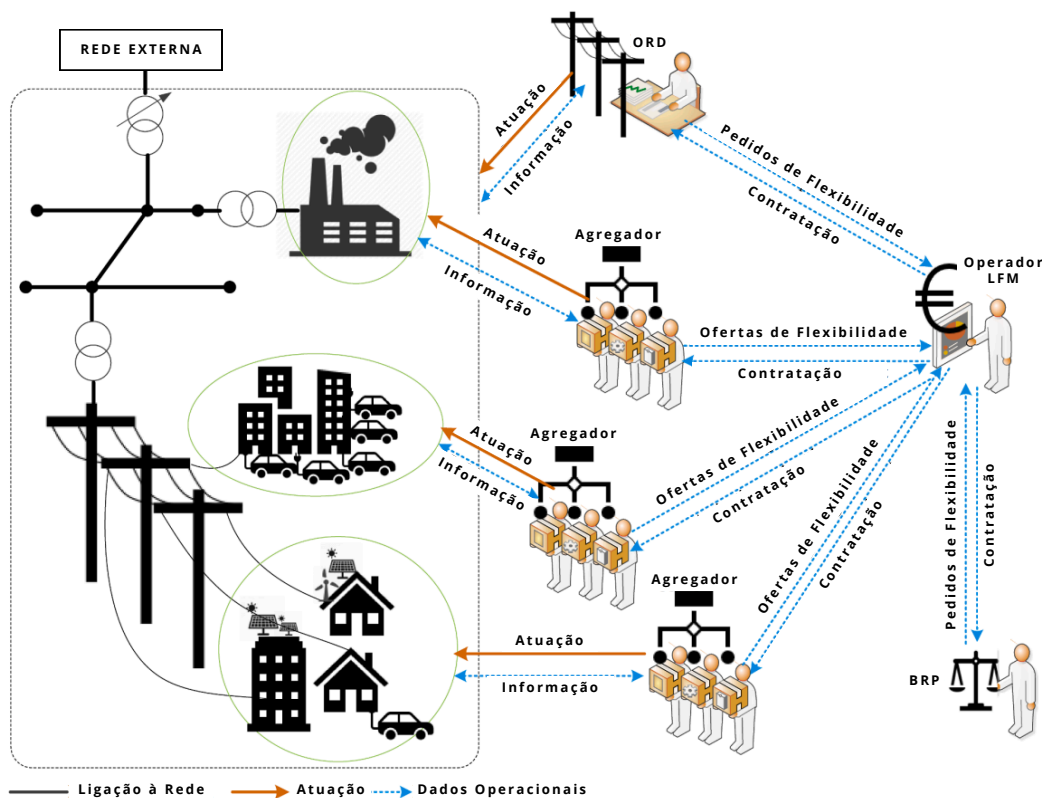


Figura 3.2: Visão Geral do Esquema de um Mercado de Flexibilidade Local. (Adaptado de [58]).

A sequência temporal das transações de flexibilidade no LFM é ilustrada na Figura 3.3, englobando três processos principais:

3.2. DEFINIÇÃO, CONCEITOS E MODELOS DE IMPLEMENTAÇÃO DOS MERCADOS DE FLEXIBILIDADE LOCAL

1. Processo de contratação e licitação: Neste processo inicial, o ORD, a BRP, os agregadores e o operador do LFM comunicam-se para definir o preço e a quantidade de flexibilidade a ser transacionada. O ORD começa por realizar uma análise do fluxo de carga para antecipar possíveis problemas de congestionamento ou variações de tensão. Caso o ORD antecipe tais problemas, um pedido de flexibilidade é enviado ao operador de mercado com informações técnicas relevantes sobre a rede (como o estado do sistema e a localização das necessidades de flexibilidade). De forma semelhante, a BRP realiza previsões de possíveis desequilíbrios na sua carteira e, caso necessário, emite também um pedido de flexibilidade ao operador de mercado. O operador então anuncia essas necessidades aos agregadores, que recolhem ofertas de flexibilidade dos seus *prosumers* e submetem-nas ao operador. Após a compensação do mercado, os resultados são comunicados ao ORD, BRP e agregadores.
2. Processo de ativação: Neste processo, ORD e BRP ativam a flexibilidade adquirida, enviando um pedido ao operador de mercado para executar a ativação. Os agregadores, por sua vez, ajustam a produção e o consumo dos DER e *prosumers* de acordo com o solicitado, confirmando a entrega de flexibilidade ao operador de mercado, que, por sua vez, transmite a confirmação ao ORD e à BRP.
3. Processo de liquidação: Neste processo final, os acordos de transação de flexibilidade são formalizados por meio de contratos e pagamentos entre o ORD, BRP, operador do LFM e agregadores, encerrando o ciclo de negociação.

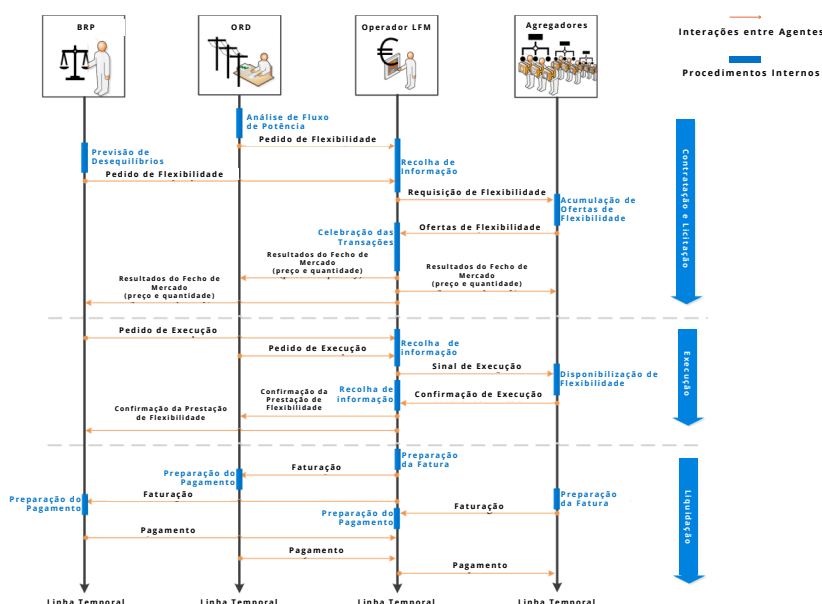


Figura 3.3: Exemplo de Cronograma de um Mercado de Flexibilidade Local. (Adaptado de [58]).

Através do LFM, os ORD podem negociar a flexibilidade com diferentes agentes do sistema, o que possibilita soluções ágeis para desafios operacionais.

3.2.3 Mercados de Flexibilidade Local em CER

Olivella-Rosell et al. [59], destacam as CER como uma tendência emergente que promove o envolvimento dos utilizadores finais na transição para um sistema energético mais sustentável.

Os autores propõem o LFM como um mecanismo de mercado para gerir a resposta da procura nas CER, facilitando a compra e venda de flexibilidade através de uma plataforma operada por um gestor de mercado. Este modelo prevê múltiplos mercados de flexibilidade distribuídos geograficamente, geridos por agregadores que interagem com BRP e ORD. Além de comercializar flexibilidade, os agregadores ajudam a reduzir os custos de eletricidade dos consumidores finais e assumem um papel semelhante ao de empresas de serviços energéticos, maximizando os benefícios dos utilizadores da plataforma. Como ilustrado na Figura 3.4, esta colaboração fortalece o poder de negociação das CER no setor elétrico.

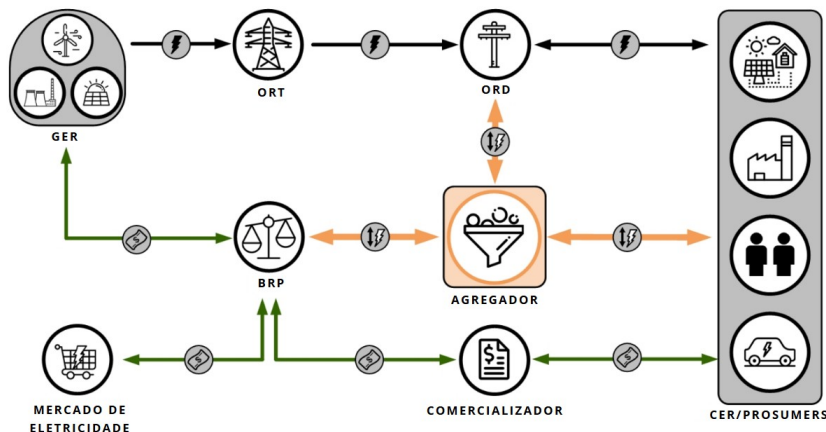


Figura 3.4: Visão Geral do Mercado de Flexibilidade Local - CER. (Adaptado de [59]).

No contexto dos serviços de flexibilidade, as solicitações de BRP, ORD e consumidores finais/*prosumers* podem ocorrer simultaneamente e, por vezes, entrar em conflito. Para gerir estas situações, adota-se um sistema de priorização baseado no modelo *Traffic Light Concept* (TLC), classificando o estado da rede em três níveis:

- Estado Verde: Operação normal sem ameaças iminentes. O LFM funciona livremente e apenas BRP e *prosumers* podem solicitar flexibilidade, competindo pelo preço;
- Estado Amarelo: Risco de saturação. O operador de rede pode solicitar flexibilidade com prioridade máxima para evitar a entrada no estado vermelho;
- Estado Vermelho: Situação de emergência. O operador de rede assume controlo total do LFM, podendo cancelar contratos e implementar ações de emergência.

3.2. DEFINIÇÃO, CONCEITOS E MODELOS DE IMPLEMENTAÇÃO DOS MERCADOS DE FLEXIBILIDADE LOCAL

A Figura 3.5 ilustra a prioridade dos serviços de flexibilidade, destacando a frequência e a hierarquia das solicitações consoante o estado da rede.

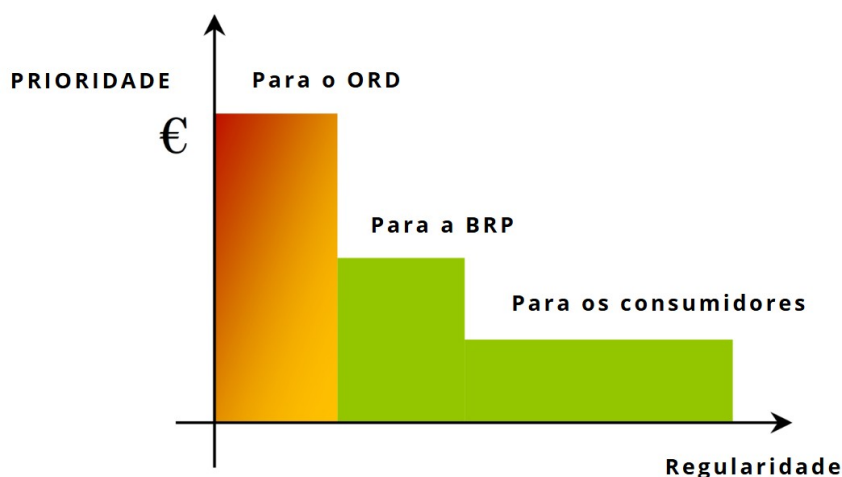


Figura 3.5: *Traffic Light Concept*. (Adaptado de [59]).

O LFM pode interagir com os mercados grossistas de eletricidade, dependendo dos serviços de flexibilidade disponibilizados. As BRP podem utilizar flexibilidade para reduzir custos enquanto os mercados de curto prazo, como o diário e o intradiário, estão abertos. Paralelamente, os agregadores podem explorar oportunidades adicionais nos mercados de balanços, negociando flexibilidade para corrigir desequilíbrios energéticos.

A Figura 3.6 relaciona o funcionamento dos mercados de flexibilidade local e dos mercados grossistas, destacando a aplicação da flexibilidade local em diferentes níveis do sistema elétrico. Para simplificação, a análise centra-se apenas nas interações de curto prazo, excluindo o impacto nos mercados de capacidade, permitindo um foco mais preciso nas interações diretas entre LFM e mercados grossistas.

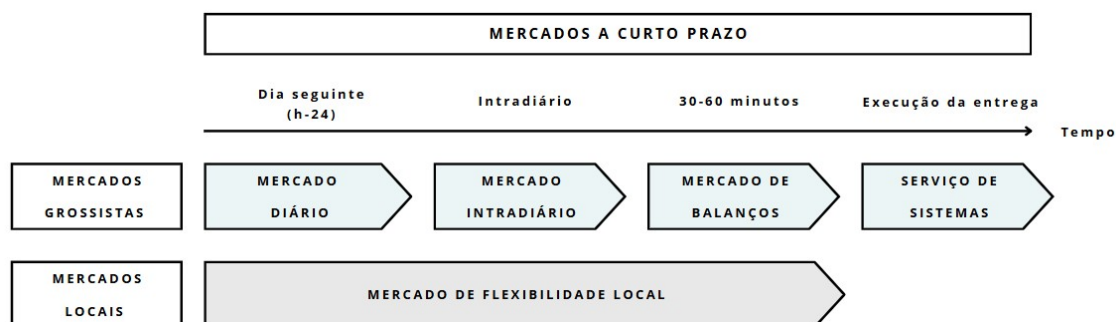


Figura 3.6: Relação entre os Mercados. (Adaptado de [59]).

3.2.4 Efeito de Retorno na Flexibilidade e Impacto na Rede

Esmat et al. [60] destacam que a prestação de serviços de flexibilidade enfrenta desafios significativos, sendo o efeito de retorno um dos mais críticos. Este fenômeno ocorre quando a deslocação da carga flexível para outro período gera novos congestionamentos na rede, impactando a ativação da flexibilidade. Para evitar este problema, o ORD deve considerar o momento e a forma de reposição da energia, priorizando flexibilidades com condições de retorno mais favoráveis.

A Figura 3.7 ilustra como a redução de carga no início do dia pode resultar num aumento posterior, potenciando sobrecargas na rede. Sem uma gestão adequada, a flexibilidade que alivia um congestionamento pode simplesmente transferir o problema para outro momento, comprometendo a operação da rede.

Para lidar com este desafio, é necessária uma definição clara das condições do efeito de retorno, incluindo duas variáveis fundamentais:

- **Potência de Retorno:** A quantidade de energia que o cliente necessita consumir após o período de flexibilidade.
- **Hora de Retorno:** O momento específico em que a energia deslocada deve ser restabelecida.

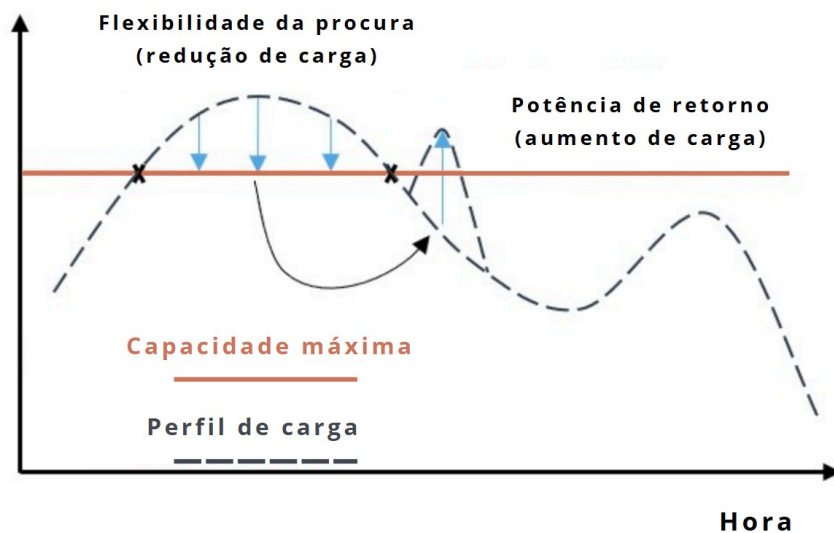


Figura 3.7: Efeito de Retorno Devido à Flexibilidade da Procura. (Adaptado de [60]).

O *Flex-DLM*, proposto pelos autores, opera em dois horizontes temporais: o mercado diário (*Day-Ahead (DA) Flex-DLM*), que antecipa e resolve congestionamentos previstos, e o mercado em tempo real (*Real-Time (RT) Flex-DLM*), que lida com congestionamentos imprevistos. Uma inovação do modelo é a opção de direito de utilização (*Right-to-Use (RtU)*), permitindo ao ORD reservar flexibilidade no mercado diário para congestionamentos incertos, evitando custos desnecessários.

3.2.5 Evolução Recente na Conceção dos Mercados de Flexibilidade Local

Mirzaei Alvavijeh et al. [61] identificam os desafios comuns na concepção dos mercados de flexibilidade local, propondo uma concepção abrangente de mercado.

A proposta estrutura-se em três mercados distintos, conforme ilustrado na Figura 3.8. O mercado de longo prazo destina-se a compensar a disponibilidade do produto de flexibilidade, funcionando de forma semelhante aos mercados de capacidade. O mercado de curto prazo permite a negociação direta da flexibilidade, enquanto o mercado de ajustamento contínuo permite adaptar as quantidades transacionadas no mercado de curto prazo. Os dois primeiros mercados operam sob um modelo de leilão por sessões, enquanto o mercado de ajustamento contínuo funciona como um leilão em tempo real, onde as ofertas são processadas continuamente até ao encerramento do mercado.

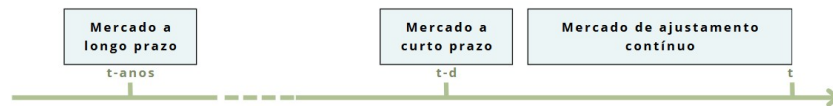


Figura 3.8: Visão Geral dos Estágios do Mercado. (Adaptado de [61]).

São propostos dois tipos de produtos *Capacity Limitation* (CL):

- CL-cap: Consumo dos FSP abaixo de um determinado limite.
- CL-floor: Consumo dos FSP acima de um determinado limite mínimo.

A Figura 3.9 ilustra um exemplo em que um transformador, com potência nominal de 150 kW, atinge uma carga de 158 kW na hora 7336.

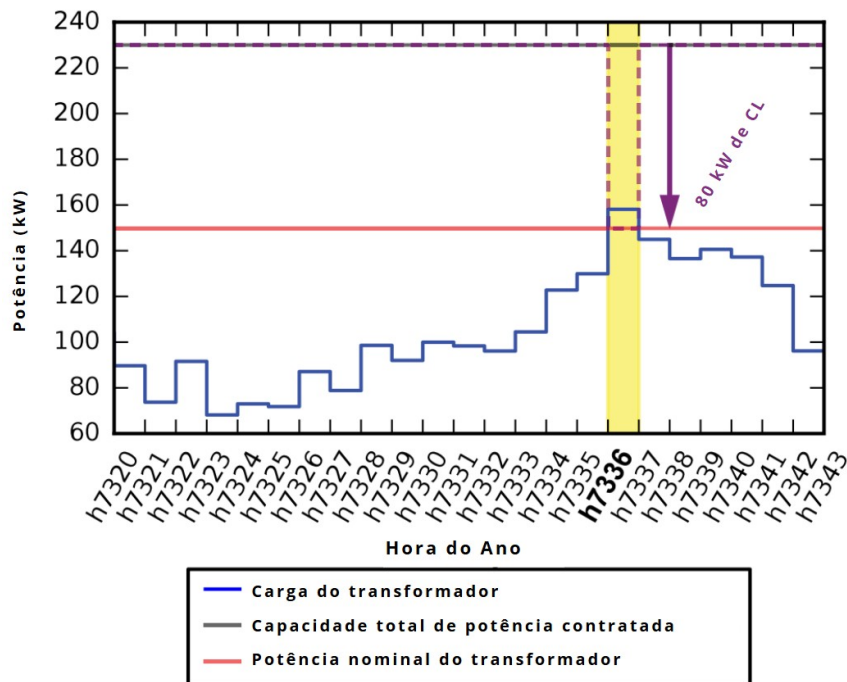


Figura 3.9: Ilustração do Produto CL-cap. (Adaptado de [61]).

As horas de abertura e fecho das sessões são definidas com base no tempo necessário para responder aos investimentos, aos prazos dos mercados grossistas e às rotinas operacionais dos participantes, que podem variar conforme a região.

Os mercados contínuos permitem aos participantes ajustar as suas ofertas e negociar rapidamente, sendo especialmente atrativos para agentes que procuram minimizar riscos de desequilíbrios. Em contraste, os leilões por sessões, podem atrasar a transmissão de novas informações, embora permitam a agregação de todas as ofertas e a sua compensação num único momento, o que pode favorecer a liquidez.

Os leilões por sessões beneficiam pequenos operadores e são mais resistentes ao poder de mercado, enquanto os mercados contínuos favorecem grandes operadores que conseguem ultrapassar barreiras de entrada. Adicionalmente, para agentes que encaram custos elevados com reprogramações tardias, os mercados contínuos oferecem uma vantagem, permitindo a comunicação e negociação de correções de forma célere, sendo o caso de unidades de armazenamento e de resposta à procura em grandes instalações industriais.

Além disso, os leilões por sessões tendem a produzir um maior bem-estar social, uma vez que processam todas as ofertas num período específico e requerem menor esforço computacional, ao contrário dos leilões contínuos que exigem monitorização constante.

3.3 Principais Desafios e Obstáculos

Um dos principais desafios enfrentados pelos mercados de flexibilidade local é a falta de standardização nos mecanismos de contratação e remuneração dos serviços de flexibilidade, o que dificulta a integração de diferentes agentes do setor e reduz a transparência. Este fator limita o desenvolvimento destes mercados e torna mais complexa a participação de novos intervenientes. Contudo, com a adaptação gradual das regulamentações e o aumento da disponibilidade de dados sobre as redes, espera-se que estas barreiras sejam progressivamente ultrapassadas.

A digitalização e a implementação de tecnologias de redes inteligentes desempenham um papel crucial no sucesso destes mercados. Estas tecnologias permitem a monitorização em tempo real das condições da rede, facilitando a ativação automatizada e eficiente dos recursos de flexibilidade. Este avanço não só melhora a eficiência operacional, como também aumenta a resiliência da rede e a capacidade de integrar maiores quantidades de energia renovável, contribuindo para a transição energética e para a sustentabilidade do setor elétrico.

O LFM enfrenta o risco de não alcançar a compensação eficaz em cenários onde a oferta de flexibilidade é insuficiente ou quando a participação no mercado é limitada. Em tais casos, o ORD pode não conseguir resolver problemas de congestionamento e de tensão através da aquisição de flexibilidade no LFM, levando a uma potencial falha de mercado [58].

3.3.1 Questões na Conceção dos Mercados de Flexibilidade

Schittekatte e Meeus [62] analisaram quatro projetos pioneiros de mercados de flexibilidade – *Piclo Flex*, *Enera*, *GOPACS* e *NODES* – identificando desafios e diferentes abordagens na sua implementação. Esta secção apresenta os principais obstáculos e oportunidades associadas à conceção e operação destes mercados.

Plataformas Separadas vs. Integradas

Um dos desafios fundamentais diz respeito à integração dos mercados de flexibilidade nos mercados de eletricidade existentes. Plataformas separadas permitem diferenciar produtos locais e não locais, aumentando a transparência na contratação. No entanto, plataformas integradas proporcionam maior liquidez, simplificam o acesso a pequenos participantes e reduzem custos operacionais, permitindo ainda um mercado secundário para fornecedores de flexibilidade.

Operador de Mercado Independente vs. Operação pelos ORD

A escolha do operador de mercado influencia a eficiência e transparência do sistema. Um operador independente garante neutralidade e evita monopólios, mas implica custos adicionais de coordenação com os ORD. Alternativamente, permitir que os ORD desenvolvessem e administrem as plataformas pode reduzir custos, mas levanta preocupações sobre concorrência e imparcialidade.

Pagamentos de Reserva e Contratos a Longo Prazo

A adoção de contratos de longo prazo garante a disponibilidade de flexibilidade e reduz incentivos à manipulação de preços. No entanto, esta abordagem pode diminuir a eficiência do mercado de curto prazo e limitar a participação de recursos de resposta à procura, cujas previsões são menos precisas. Uma solução híbrida, combinando contratos de curto e longo prazo, pode ser mais adequada dependendo da liquidez do mercado.

Padronização dos Produtos de Flexibilidade

A definição de produtos padronizados melhora a liquidez e a transparência do mercado, facilitando a participação de diferentes agentes. No entanto, uma padronização excessiva pode não atender às necessidades específicas dos operadores de rede, dificultando a personalização dos serviços de flexibilidade com base em critérios como tempo de resposta e impacto ambiental.

Coordenação entre ORT e ORD

A interação entre ORT e ORD é essencial para a eficiência do mercado. A existência de uma plataforma comum facilitaria essa coordenação, aumentando a liquidez e melhorando

a resolução de problemas em diferentes níveis da rede. No entanto, a implementação pode ser complexa e morosa, sendo recomendada uma abordagem gradual, começando com plataformas dedicadas exclusivamente aos ORD.

Coordenação entre Diferentes ORD

A crescente descentralização dos sistemas energéticos exige uma maior cooperação entre os ORD, especialmente na gestão de congestionamentos locais. Uma plataforma comum entre operadores de distribuição reduziria custos de adaptação dos participantes e melhoraria a coordenação com os ORT. No entanto, esta uniformização pode restringir a inovação e a concorrência entre diferentes plataformas, limitando soluções ajustadas a contextos específicos.

3.3.2 Desafios na Conceção dos Mercados de Flexibilidade

Mirzaei Alavijeh et al. [61] identificam diversos desafios estruturais que afetam a viabilidade dos mercados de flexibilidade local na gestão de congestionamentos das redes de distribuição. Esta secção analisa esses desafios, abordando a liquidez do mercado, o risco de manipulação, a necessidade de escalabilidade, os erros de previsão e os custos operacionais, aspetos fundamentais para garantir um mercado eficiente, transparente e sustentável.

Liquidez e Acessibilidade ao Mercado

A baixa liquidez é um dos entraves à viabilidade dos mercados de flexibilidade local. Para fomentar a participação e tornar o mercado mais acessível, sugerem-se estratégias como a promoção da participação em mercados de curto prazo e ajustamento contínuo, a introdução de pagamentos pela disponibilidade no longo prazo e a simplificação dos processos de entrada no mercado, reduzindo barreiras administrativas para novos participantes.

Manipulação de Mercado e Regulação da Concorrência

Um dos desafios críticos na concepção dos mercados de flexibilidade local é o risco de manipulação por parte dos fornecedores de serviços de flexibilidade. Para garantir um mercado competitivo e eficiente, é essencial adotar mecanismos de limitação de preços e regulamentação *antitrust*, prevenindo práticas que possam distorcer os preços e criar barreiras à entrada de novos participantes. Além disso, a redução dos custos de transação, por meio da automação de licitações e da utilização de agregadores, pode incentivar uma maior participação no mercado e promover um ambiente mais transparente e acessível.

Cramton [7] destaca um problema específico associado à manipulação de mercado nos mercados de flexibilidade local: o *inc-dec gaming*. Nesta prática, agentes ajustam artificialmente as suas ofertas para obter benefícios indevidos, aumentando os custos de

gestão da rede. Para minimizar este problema e reduzir os custos de congestionamento, recomenda-se a adoção de mecanismos de formação de preços eficientes, como os preços nodais, que garantem uma alocação transparente e justa dos recursos de flexibilidade.

Escalabilidade, Robustez e Custos Operacionais

A escalabilidade do mercado de flexibilidade local depende da sua capacidade de adaptação a diferentes redes elétricas e a um número crescente de participantes. O modelo proposto, baseado em três fases (longo prazo, curto prazo e ajustamento contínuo), procura garantir um equilíbrio entre previsibilidade e resposta dinâmica, otimizando a gestão da rede e a alocação de recursos.

Contudo, um dos desafios associados à escalabilidade e robustez é o custo operacional e a complexidade de implementação. A necessidade de medições suplementares e investimentos em plataformas Tecnologias da informação e comunicação (TIC) para validar a entrega da flexibilidade pode aumentar os custos para os operadores e participantes. Para minimizar este impacto, é fundamental conceber um mercado que reduza a necessidade de medições extensivas e simplifique os processos de comunicação e verificação.

Erros de Previsão e Impacto na Gestão de Flexibilidade

A imprecisão nas previsões pode comprometer a eficiência do mercado, dificultando a definição de linhas de base e a estimativa do comportamento dos consumidores. Estes erros podem resultar em falhas na entrega de serviços, aquisições excessivas ou insuficientes de flexibilidade e penalizações financeiras. A incerteza associada às previsões pode ainda reduzir a confiança dos participantes, levando à diminuição da adesão ao mercado.

3.3.3 Barreiras Identificadas nos Mercados Propostos

Com base na análise dos mercados locais estabelecidos para a aquisição de serviços auxiliares ao nível da distribuição, foram identificados vários obstáculos significativos durante a fase de estudo. Estes obstáculos classificam-se em três categorias principais: técnicos, económicos e regulamentares.

Barreiras Técnicas

A integração de serviços de flexibilidade a nível local enfrenta desafios técnicos significativos, especialmente no que diz respeito aos requisitos tecnológicos e de monitorização. Os critérios de acesso ao mercado, inicialmente concebidos para a produção tradicional, podem limitar a integração de recursos distribuídos, como a gestão da procura. Restrições como exigências mínimas de oferta e penalizações por desvios podem ser inadequadas para esses recursos, dificultando a sua participação.

Para facilitar o acesso, é essencial substituir critérios tecnológicos por critérios específicos do serviço, permitindo a participação de diferentes tipos de recursos, individualmente

ou através de agregação. No caso da gestão de congestionamentos na rede de distribuição, os requisitos técnicos tendem a ser menos rigorosos, possibilitando a prestação de serviços adicionais sem comprometer a estabilidade da rede.

Outro desafio técnico relevante é a determinação da base de referência, essencial para garantir uma remuneração justa e precisa dos serviços de flexibilidade. Existem duas abordagens: uma em que os fornecedores declaram antecipadamente a sua referência e outra em que o operador de mercado a calcula com base em dados de medição. Ambas apresentam limitações, podendo resultar em avaliações imprecisas da energia efetivamente fornecida. Para evitar discrepâncias, é fundamental que a base de referência seja partilhada entre o ORT e o ORD, garantindo uma coordenação eficiente.

A harmonização dos processos de pré-qualificação é outro aspeto crítico. Atualmente, estes processos são definidos a nível nacional e com base na tecnologia, criando inconsistências entre países e dificultando a integração de novos serviços de flexibilidade. A adoção de um conjunto comum de critérios para a pré-qualificação e verificação dos serviços, incluindo requisitos como frequência de medição e precisão dos dados, facilitaria o desenvolvimento dos mercados locais e promoveria uma maior harmonização a nível europeu.

Por fim, do ponto de vista dos operadores de rede, a implementação de mercados locais exige ferramentas de monitorização da rede, tanto a longo como a curto prazo, para identificar congestionamentos e quantificar as necessidades de flexibilidade. A digitalização dos ativos da rede desempenha um papel fundamental neste processo, permitindo uma modelação mais precisa das violações e a identificação dos recursos elegíveis para o mercado. Além disso, a formação dos operadores de rede e agregadores é essencial para garantir uma participação eficaz e informada nestes mercados emergentes.

Barreiras Económicas

A implementação de mercados de flexibilidade local exige investimentos significativos, afetando diretamente os casos de negócio dos intervenientes. A falta de conhecimentos especializados e de dados históricos é um desafio comum em mecanismos pioneiros, tornando difícil prever a rentabilidade destes mercados. Esta incerteza afeta tanto os prestadores de serviços de flexibilidade, na definição dos seus modelos de negócio, como os utilizadores finais, que precisam de adaptar as suas operações.

A qualificação dos recursos é essencial para garantir a prestação eficiente dos serviços, mas os requisitos de mercado devem ser suficientemente flexíveis para atrair um número adequado de participantes. A participação de consumidores industriais é particularmente relevante, dado o impacto da resposta da procura na capacidade total qualificada do mercado.

Para os ORD, comparar os custos de investimentos na rede com os custos da aquisição de flexibilidade é um processo complexo. Além dos custos diretos da flexibilidade, devem ser considerados fatores como pagamentos por desequilíbrios no mercado central,

investimentos em infraestruturas de comunicação e informação, e riscos associados à indisponibilidade dos recursos de flexibilidade.

Por fim, existe o risco de manipulação de mercado, exigindo a implementação de mecanismos para prevenir práticas oportunistas. Embora a abordagem baseada no mercado seja a mais comum, em regiões com escassez de recursos de flexibilidade pode ser necessário recorrer a *redispatch* não baseado no mercado para garantir o equilíbrio do sistema.

Barreiras Regulamentares

A falta de clareza na definição dos papéis e responsabilidades dos participantes no mercado, como agregadores, operadores de rede e operadores de mercado, é um dos principais desafios regulamentares. A agregação de recursos é essencial para a gestão eficaz de pequenos ativos de flexibilidade, mas a escassez de dados históricos dificulta a criação de portfólios otimizados, especialmente quando envolvem tecnologias diversificadas.

Os ORD devem garantir a sua independência em relação aos participantes do mercado, evitando conflitos de interesse. Para isso, são necessários processos transparentes e neutros, alinhados com princípios de mercado e de concorrência justa. Além disso, a definição clara dos serviços adquiridos nos mercados locais exige uma análise detalhada das necessidades da rede, incluindo a frequência e gravidade dos congestionamentos, bem como a modulação de potência necessária.

A coordenação entre o ORT e o ORD é essencial, uma vez que ambos utilizam os mesmos recursos de flexibilidade. Um quadro regulatório robusto deve estabelecer um esquema de coordenação, definindo a hierarquização dos serviços, protocolos de partilha de dados e procedimentos comuns de pré-qualificação.

Outro desafio prende-se com os mecanismos de remuneração. Atualmente, os incentivos focam-se principalmente nas despesas de capital (CAPEX), cobrindo investimentos em infraestrutura e monitorização, mas as despesas operacionais (OPEX) associadas à operação dos mercados de flexibilidade local nem sempre são consideradas. Reformular estes incentivos é essencial para equilibrar custos entre reforço da rede e aquisição de flexibilidade, permitindo uma decisão informada sobre a solução mais eficiente.

A falta de transparência no planeamento da expansão da rede e as restrições no acesso a dados dificultam a identificação de oportunidades para desenvolver recursos de flexibilidade em locais estratégicos. Para colmatar este problema, a Comissão Europeia e a ACER emitiram novas diretrizes que exigem maior partilha de planeamento por parte dos ORD.

Durante a fase de transição dos mercados de flexibilidade local, em cenários de escassez de liquidez, podem ser necessárias medidas adicionais, como contratos de disponibilidade ou opções de longo prazo, para garantir um fornecimento adequado de flexibilidade e evitar o exercício de poder de mercado por agentes dominantes.

3.4 Casos de Estudo - Mercados de Flexibilidade Local

Olivella-Rosell et al. [59] desenvolveram o seguinte caso de estudo para demonstrar a aplicação de um LFM em diferentes cenários operacionais. Neste estudo, o agregador fornece serviços de flexibilidade ao ORD, para a gestão de congestionamentos, e à BRP, para a otimização da carteira de balanços.

A Figura 3.10 apresenta os pedidos de flexibilidade, organizados em três cenários comparativos.

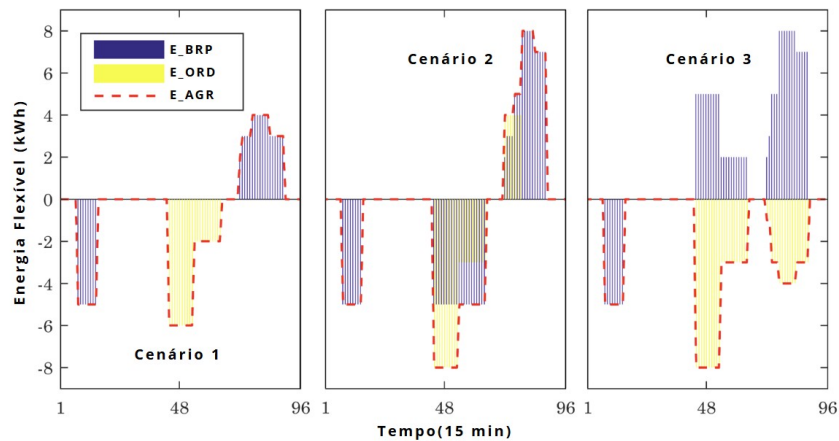


Figura 3.10: Pedidos de Flexibilidade do ORD e do BRP nos Três Cenários. (Adaptado de [59]).

Este caso de estudo ilustra o funcionamento do LFM na coordenação de pedidos de flexibilidade de diferentes participantes, mesmo quando as necessidades coincidem ou divergem em termos de tempo e direção, permitindo uma alocação eficiente e equilibrada dos recursos de flexibilidade disponíveis.

A Figura 3.11 ilustra como diferentes recursos de flexibilidade, incluindo cargas, baterias e geradores, contribuem para atender às exigências de flexibilidade em cada cenário.

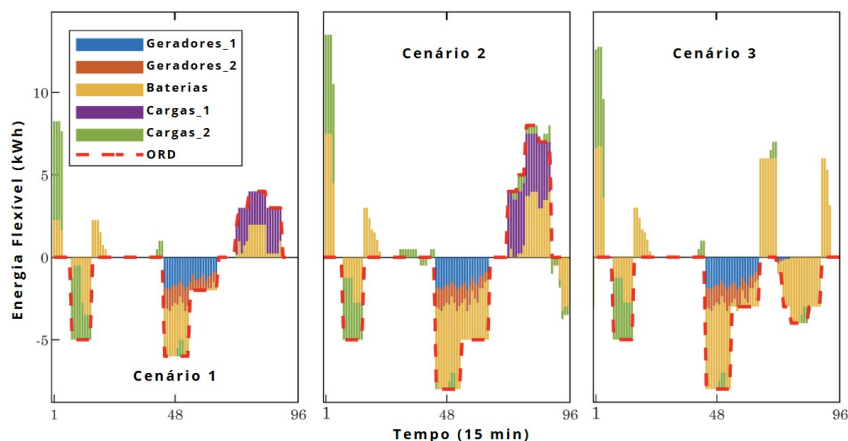


Figura 3.11: Resultados dos Casos de Teste dos Três Cenários (Adaptado de [59]).

Cheng et al. [63] desenvolveram um controlador de frequência descentralizado para tanques de betume, permitindo que estes ajustem o seu consumo de energia em resposta aos desvios de frequência da rede elétrica. Este controlador assegura uma resposta equilibrada, dando a cada tanque a mesma oportunidade de ligar ou desligar conforme as necessidades, sem interferir no sistema de controlo original dos tanques. Como resultado, a temperatura do betume é mantida dentro dos parâmetros operacionais. Para validar o sistema, foram realizados testes que demonstraram a eficácia deste método de controlo de frequência nos reservatórios.

Além disso, foi criado um modelo agregado que simula o comportamento dos tanques com o controlador de frequência. Os testes confirmaram a precisão deste modelo, que replicou com fidelidade o desempenho observado nos ensaios. Com base nos resultados, o modelo dos tanques foi integrado num modelo simplificado do sistema elétrico da Grã-Bretanha. Os estudos de caso indicaram que, após uma perda de produção, o sistema foi capaz de atenuar os desvios de frequência graças à resposta rápida dos tanques de betume ao ajustar a carga.

Embora a contribuição de 72 MW de alteração de carga dos tanques de betume seja modesta no contexto do sistema elétrico britânico, os resultados indicam que a implementação deste tipo de controlo de frequência em outras cargas poderia contribuir significativamente para a atenuação de desvios de frequência.

Engelbrecht et al. [64] apresentam os principais resultados de dois casos de estudo reais que comprovam a viabilidade e os benefícios de uma gestão de congestionamentos baseada no mercado, recorrendo à flexibilidade disponível na rede de distribuição. No âmbito deste projeto, foram desenvolvidos processos colaborativos com o objetivo de utilizar a flexibilidade de um parque industrial como resposta a um congestionamento real ocorrido na rede de 110 kV da *MITNETZ STROM*. Estes processos demonstram como a flexibilidade pode ser integrada de forma eficaz na gestão de congestionamentos, utilizando um modelo de mercado.

No primeiro caso de estudo, os processos desenvolvidos foram aplicados na operação real da rede de 110 kV da *MITNETZ STROM*, utilizando a flexibilidade fornecida por um parque industrial para a gestão de congestionamentos. Esta abordagem permitiu evitar o corte de FER, uma prática comum em situações de congestionamento na rede elétrica. A utilização da flexibilidade do parque industrial demonstrou a eficácia do mecanismo baseado no mercado para resolver congestionamentos, promovendo uma operação da rede mais eficiente e sustentável.

No segundo caso de estudo, foi também avaliada a adequação da gestão de congestionamentos baseada no mercado, recorrendo a cargas flexíveis, para reduzir ou evitar medidas convencionais de gestão de congestionamentos. Para este caso de estudo, foi analisada a eficácia da carga flexível num congestionamento real na *WEMAG Netz*. O congestionamento numa linha aérea de 110 kV, causado pela geração renovável, poderia ser aliviado com um aumento de consumo de energia de 1 MW.

A flexibilidade, disponibilizada neste projeto-piloto, demonstrou um impacto significativamente maior na moderação dos congestionamentos da rede do que a redução convencional das FER. A estimativa de poupança é de cerca de 40 mil euros e 240 toneladas de CO₂ num único dia, resultantes da utilização do mercado de flexibilidade local. O potencial de flexibilidade não só gera um impacto físico mais eficaz sobre o congestionamento, ao reduzir a energia durante o período crítico, como também apresenta um custo mais baixo do que o *curtailment* de FER. Esta abordagem reduz o custo total das medidas de gestão dos congestionamentos em até 14 vezes neste cenário. Para o fornecedor de flexibilidade, a receita potencial oferece incentivos suficientes para investimentos adicionais, sempre que necessário do ponto de vista da rede.

Turdybek et al. [65] destacam que as indústrias tendem a agrupar-se em Parques Industriais (PIs), aproveitando a partilha de infraestruturas para reduzir custos operacionais. Os PIs oferecem um ambiente favorável para a partilha de recursos locais, como a produção descentralizada de energia e o armazenamento de eletricidade.

As estratégias de gestão de energia para PI diferem, assim, das soluções específicas adotadas noutros modelos, como nas CER, adaptando-se às necessidades e características singulares dos PI.

Os autores consideram, neste estudo, o esquema de um PI, onde se assume que as indústrias presentes no parque instalam vários ativos capazes de fornecer flexibilidade de formas variadas. A produção local e o armazenamento de energia são, respetivamente, assegurados por painéis fotovoltaicos e sistemas de baterias. Além disso, cada indústria tem a capacidade de gerir diferentes tipos de cargas flexíveis.

Neste contexto, classificam-se as cargas em três categorias principais:

- Cargas Reduzíveis;
- Cargas Interruptíveis ;
- Cargas Ajustáveis.

Este estudo propõe um mercado local para um PI, onde indústrias transacionam eletricidade através de mecanismos *Peer-to-Peer* (P2P) com preços locais, geridos por um operador central. Este gestor, além de decidir transações com a rede externa, define os preços da eletricidade e da flexibilidade, diferenciando este modelo de outros aplicados a microrredes e comunidades energéticas.

A análise considera um PI composto por três indústrias ligadas a uma rede de distribuição, com preços baseados no mercado da *PJM FE Ohio*. Foram definidos três cenários de estudo:

1. Cenário base com flexibilidade garantida por baterias e cargas flexíveis;
2. Cenário sem armazenamento;
3. Cenário sem produção renovável local.

Os resultados mostram que a ausência de armazenamento ou de geração renovável eleva os custos das indústrias e reduz a eficiência do mercado.

Os preços locais de energia acompanham os preços da rede, sendo que a presença de baterias permite suavizar os picos. Além disso, os preços da flexibilidade atingem o limite máximo permitido, evidenciando a sua relevância económica para o gestor do parque. A análise energética demonstra que a produção renovável reduz a potência importada, enquanto a ausência de armazenamento leva a um perfil de consumo mais estável, mas menos eficiente.

Cargas ajustáveis são adaptadas estrategicamente para maximizar os lucros e minimizar custos, sendo que, sem geração renovável, o consumo deve ser antecipado para evitar períodos de elevada procura. A energia importada aumenta significativamente na ausência de fontes renováveis, enquanto a exportação é praticamente eliminada sem armazenamento.

Dois cenários extremos foram analisados: um sem qualquer flexibilidade (*noFlex*) e outro sem flexibilidade e sem armazenamento (*0Flex*). Nestes casos, a ausência de mecanismos flexíveis impede a estabilização dos preços e elimina receitas provenientes da flexibilidade. No entanto, a economia das indústrias é mais afetada pela ausência de geração renovável do que pela falta de cargas flexíveis.

Apesar das vantagens do modelo centralizado, desafios como a volatilidade dos preços e a necessidade de equilíbrio orçamental do gestor do parque podem limitar a sua implementação em contextos reais.

Esmat et al. [60] analisam a implementação de mercados de flexibilidade num alimentador de MT em Espanha, composto por 79 barramentos e operando a 15 kV. Devido à falta de dados detalhados sobre o consumo individual dos clientes e a sua capacidade de flexibilidade, adotou-se uma abordagem baseada em níveis estimados de integração de flexibilidade, considerando que 10% da carga total dos barramentos elegíveis pode ser disponibilizada ao ORD.

Para avaliar o impacto da flexibilidade na gestão da rede, foram testados níveis de 10%, 20%, 30%, 40% e 50%. A análise demonstra que um aumento na integração da flexibilidade reduz os custos operacionais do ORD, melhorando a eficiência da rede. Com 40% de integração, apenas os barramentos estrategicamente localizados são ativados, maximizando a moderação de congestionamentos e minimizando perdas. Quando estes níveis atingem os 50%, as poupanças do ORD aumentam até 4,5% em comparação com o cenário de 10%.

A maior disponibilidade de flexibilidade beneficia não apenas o ORD, que pode selecionar ofertas mais competitivas e evitar investimentos dispendiosos na rede, mas também os agregadores e consumidores finais, que geram receitas adicionais ao oferecer flexibilidade. O aumento da liquidez do mercado pressiona os preços para baixo, reduzindo custos operacionais e garantindo remuneração justa aos participantes.

PROPOSTA DO MERCADO DE FLEXIBILIDADE LOCAL

Este capítulo tem como principal objetivo apresentar uma proposta de um LFM, explorando as suas características principais, os desafios associados e as soluções propostas para a sua implementação e operação.

A secção 4.1 apresenta as principais características do mercado proposto, abordando o papel dos participantes, a necessidade de coordenação eficiente e a integração com mercados existentes. Destaca-se a escolha de um operador independente para garantir transparência, bem como regras de proteção de dados e padronização de processos. Além disso, analisam-se mecanismos de remuneração e produtos de flexibilidade, alinhando as necessidades do mercado com a viabilidade técnica das redes.

A secção 4.2 discute soluções para desafios como a falta de liquidez, fiabilidade e custos de infraestrutura, incluindo estratégias para mitigar riscos e garantir um mercado competitivo e eficiente.

4.1 Características Principais do Mercado Proposto

A conceção de um mercado de flexibilidade local eficiente é um desafio multifacetado que exige a resposta a várias questões e a superação de barreiras estruturais e operacionais, como as mencionada na secção 3.3. A proposta de mercado apresentada procura abordar estas dimensões de forma integrada, promovendo um sistema que combine transparência, robustez, simplicidade e competitividade.

4.1.1 Participantes de Mercado

O mercado de flexibilidade proposto adota uma abordagem inclusiva, permitindo a participação de diferentes agentes do setor elétrico, com papéis distintos e complementares. Entre os principais participantes encontram-se os ORD, as BRP, os FSP, os agregadores e os *prosumers*. Cada um desempenha um papel essencial na criação de um ecossistema robusto e eficiente para a gestão de flexibilidade.

No modelo proposto, apresentado na Figura 4.1, estão incluídos os principais componentes necessários para a sua operação: o serviço de flexibilidade, o operador de mercado, os participantes do mercado e o modo de operação. Esta estrutura foi concebida para que o mercado funcione de forma integrada, permitindo a facilitação de transações de flexibilidade de maneira eficiente e coordenada, garantindo o alinhamento entre as necessidades da rede e a capacidade de resposta dos participantes.

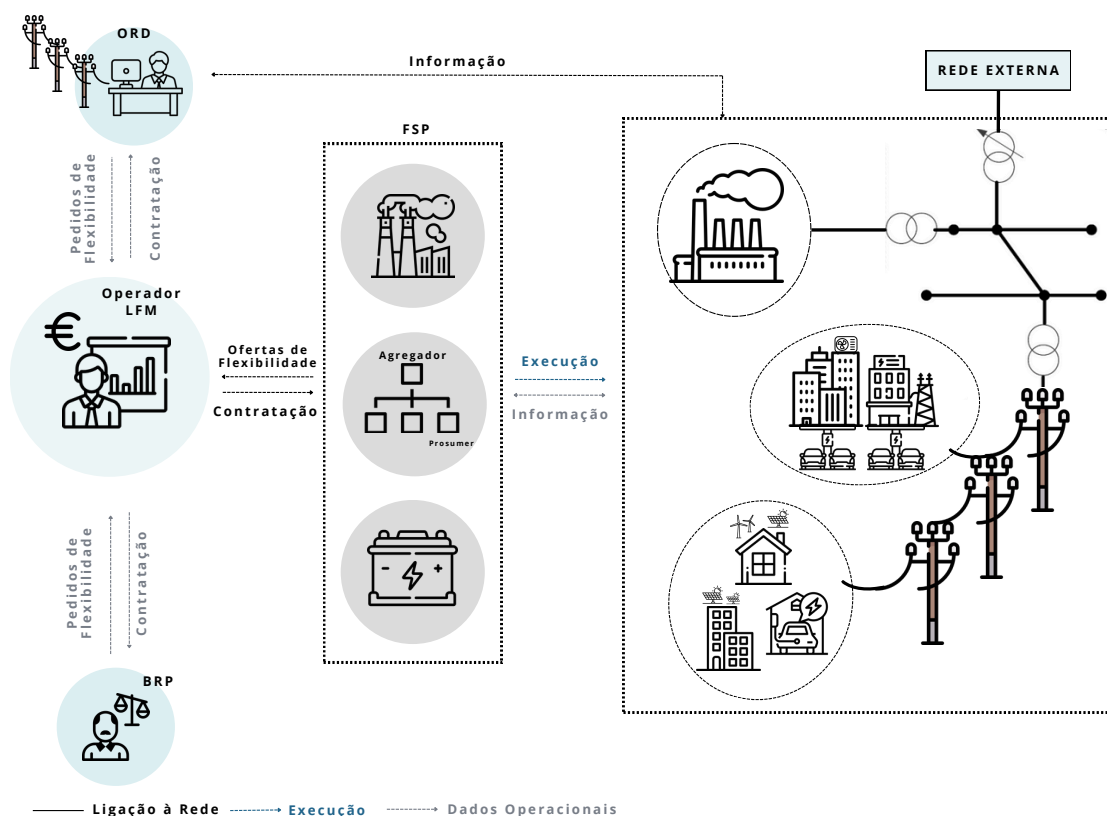


Figura 4.1: Esquema Geral do Mercado de Flexibilidade Local. (Adaptado de [58]).

A proposta de mercado promove a neutralidade tecnológica, permitindo a participação de qualquer tecnologia ou recurso que possa oferecer flexibilidade, desde que cumpram os requisitos mínimos estabelecidos. Para além disso, o papel dos agregadores facilita a participação de pequenos recursos e a integração de tecnologias emergentes, como veículos elétricos, sistemas de armazenamento e soluções de Resposta à Procura (DR).

Esta abordagem assegura uma ampla participação e promove a eficiência do mercado, permitindo que diferentes agentes contribuam para a transição energética e a sustentabilidade do setor elétrico.

4.1.2 Integração do Mercado

A integração do LFM nas plataformas já existentes é uma das premissas da proposta. Optar por uma plataforma integrada aumenta a liquidez do mercado, simplifica o acesso para os participantes e reduz os custos de transação, especialmente para novos participantes. Além disso, a inclusão de mercados contínuos em vez de mecanismos de leilão assegura uma alocação mais eficiente de flexibilidade e facilita a gestão dos congestionamentos de forma coordenada e economicamente viável.

4.1.3 Operador de Mercado Independente

A proposta considera um operador de mercado independente para gerir o mercado de flexibilidade. Esta abordagem garante neutralidade, aumenta a transparência e evita potenciais conflitos de interesse associados à gestão direta pelos operadores de rede. A independência do operador também facilita a padronização de procedimentos e a adoção de boas práticas, assegurando uma implementação mais rápida e eficaz da plataforma.

4.1.4 Regras de Mercado

Uma das prioridades é restringir o acesso do ORD a informações sensíveis sobre os concorrentes, como o nome das empresas participantes. Para garantir a confidencialidade e a transparência, uma Entidade Independente (EI) ou um operador de dados é responsável pela recolha das informações durante as fases de certificação e submissão de propostas. Esta entidade assegura que o ORD recebe apenas as informações técnicas estritamente necessárias para interagir com o mercado, mantendo a confidencialidade e incentivando um ambiente competitivo.

A divisão de funções entre o ORD e a EI pode seguir diferentes abordagens. No entanto, a gestão de dados sensíveis e a coordenação geral do mercado é delegada a uma EI.

No que diz respeito à compensação no mercado de flexibilidade, o ORD desempenha um papel essencial na validação técnica das propostas, garantindo que estas estejam em conformidade com as restrições e necessidades da rede elétrica. Por outro lado, a responsabilidade pela compensação económica recai sobre a EI, que assegura o processamento financeiro das transações, promovendo um mercado equilibrado e transparente. Essa divisão de responsabilidades contribui para o funcionamento eficiente e confiável do mercado de flexibilidade local.

A identificação de congestionamentos permanece como uma função crítica atribuída ao ORD, devido ao seu conhecimento detalhado e especializado sobre a rede elétrica. Este papel é essencial para garantir uma gestão eficiente da rede e a mitigação de problemas operacionais. No entanto, a partilha de informações sensíveis, como a localização de empresas associadas aos congestionamentos, é gerida de forma cuidadosa para preservar a concorrência no mercado e garantir a confidencialidade dos dados. Este equilíbrio entre

transparência e proteção de informações é fundamental para promover um mercado competitivo e confiável.

4.1.5 Estrutura do Mercado Proposto

A estrutura do mercado de flexibilidade local define o seu princípio de funcionamento, o produtos a negociar, o mecanismo de remuneração e a forma como interage com os mercados grossistas.

4.1.5.1 Implementação e Interação entre Mercados Grossistas

A proposta para o mercado de flexibilidade local adota um modelo contínuo de negociação com um mecanismo de fixação de preços PAB, inspirado nas melhores práticas observadas em plataformas como a *NODES*, a *GOPACS* e a *Enera*. Este modelo contínuo proporciona uma resposta ágil e eficiente às necessidades da rede, alinhando-se com mercados intradiários como o *Nord Pool* e o *EPEX SPOT*, e favorecendo uma gestão flexível e dinâmica de congestionamentos.

O método PAB destaca-se como especialmente apropriado nesse contexto, pois remunera os fornecedores de flexibilidade com base no valor exato das suas licitações. Este mecanismo garante previsibilidade financeira aos operadores de rede, ao mesmo tempo que estimula a competitividade entre os participantes, priorizando soluções mais económicas e eficientes. A abordagem equilibra eficiência operacional e simplicidade de implementação, sendo ideal para o estágio inicial do mercado de flexibilidade local e permitindo possíveis ajustes e evoluções futuras.

Além disso, o LFM tem a capacidade de interagir com os mercados grossistas de eletricidade, dependendo dos serviços de flexibilidade oferecidos. Por exemplo, os serviços fornecidos pelas BRP podem ser utilizados para reduzir os custos de eletricidade enquanto os mercados de curto prazo, como o mercado diário e o mercado intradiário, permanecem abertos. Os agregadores também podem explorar oportunidades adicionais ao participar em mercados de balanços, beneficiando da negociação de flexibilidade para ajustar desequilíbrios energéticos.

Essas interações tornam-se particularmente importantes para a integração da flexibilidade local nos mercados grossistas, permitindo que o LFM opere como uma conexão entre os recursos distribuídos e as necessidades de maior escala do sistema.

A Figura 4.2 representa o funcionamento do mercado de flexibilidade local com os mercados grossistas, ilustrando como a flexibilidade local pode ser aplicada em diferentes fases do sistema de energia. Para simplificar a análise, o mercado proposto foca-se exclusivamente nas interações de curto prazo, como mercados grossistas diários e intradiários, excluindo o potencial valor da flexibilidade local nos mercados de capacidade. Essa restrição permite concentrar-se nas interações diretas e imediatas que os LFM podem estabelecer com os mercados grossistas, promovendo uma transição gradual e controlada na integração da flexibilidade local no setor energético.

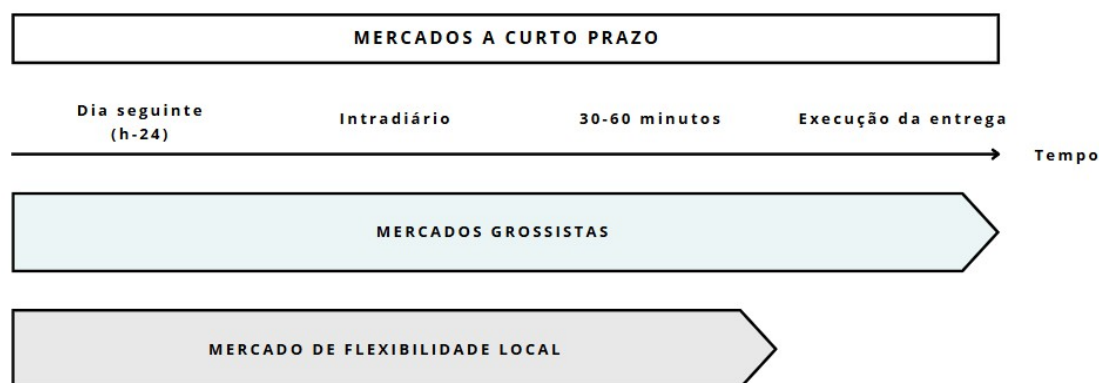


Figura 4.2: Interação entre Mercados. (Adaptado de [59]).

4.1.5.2 Produto e Remuneração

No mercado de flexibilidade proposto, os FSP são remunerados exclusivamente por pagamentos de ativação, correspondendo a ajustes efetivos na produção ou no consumo de eletricidade em relação ao plano ou programação inicial. Estes ajustes são negociados em intervalos de 60 minutos, promovendo uma janela de tempo mais ampla para a execução e monitorização das ações de flexibilidade.

Os pagamentos de ativação (€/kWh) são concedidos com base nos ajustes realizados pelos FSP em resposta a solicitações específicas de flexibilidade. Este modelo garante que os FSP sejam compensados diretamente pelas ações realizadas no momento da ativação, promovendo uma relação clara entre a prestação do serviço e a remuneração recebida. A simplicidade deste sistema facilita a gestão do mercado, reduzindo a complexidade administrativa e operacional.

Optar exclusivamente por pagamentos de ativação reflete uma abordagem inicial mais simples e pragmática, ideal para um mercado ainda em desenvolvimento. Este modelo elimina a necessidade de processos complexos para calcular e gerir reservas de flexibilidade, focando-se apenas na compensação pelo serviço efetivamente prestado. Além disso, ao basear-se em intervalos de 60 minutos, o mercado equilibra as necessidades técnicas e operacionais, proporcionando maior estabilidade para o planeamento dos FSP.

Os produtos transacionados no mercado são classificados como flexibilidade local, que exigem que os FSP ajustem as suas cargas líquidas para se manterem dentro de limites definidos.

Os produtos de flexibilidade propostos são os seguintes:

- *Down*: Direcionado a congestionamentos causados por excesso de procura, este produto exige que os FSP mantenham a sua carga líquida abaixo de um limite máximo predefinido.
- *Up*: Para congestionamentos devido ao excesso de produção, este produto requer que os FSP mantenham a sua carga líquida acima de um limite mínimo estabelecido.

Embora a proposta atual não inclua pagamentos de disponibilidade (€/kW), esta possibilidade não é descartada para futuras iterações do mercado. A introdução de pagamentos de reserva poderá ser considerada à medida que o mercado amadureça e seja necessário garantir uma maior fiabilidade em regiões com baixa liquidez ou flexibilidade limitada. Este mecanismo permitiria aos FSP uma compensação adicional pela reserva de capacidade, incentivando uma maior participação e diversificação dos recursos disponíveis.

A combinação dos pagamentos de ativação com a definição clara de flexibilidade local fornece uma estrutura robusta para o mercado proposto, garantindo que as necessidades imediatas da rede sejam atendidas de forma eficiente, enquanto se cria uma base sólida para futuras expansões e melhorias.

4.1.6 Padronização de Produtos de Flexibilidade

A padronização dos produtos de flexibilidade é promovida na proposta para reduzir a complexidade do mercado e aumentar a transparência. No entanto, a padronização é equilibrada com a necessidade de flexibilidade para acomodar especificidades locais e tecnológicas, assegurando que os produtos transacionados atendam às exigências dos operadores de rede e às capacidades dos fornecedores de flexibilidade.

Para garantir que o mercado funcione de forma eficiente e transparente, cada oferta submetida por um agente deve incluir as seguintes informações:

- Identificação do agente: Permite identificar claramente o fornecedor ou comprador de flexibilidade no mercado.
- Data e hora a que a oferta se refere: Assegura que as propostas estão alinhadas com o período de tempo específico em que a flexibilidade é necessária.
- Localização: Especifica o local onde o serviço de flexibilidade é solicitado ou oferecido, permitindo aos operadores de rede avaliar adequadamente a relevância da oferta para as necessidades locais de gestão de congestionamentos.
- Quantidade do produto: Define a quantidade da flexibilidade oferecida ou requerida, garantindo uma correspondência adequada entre oferta e procura.
- Preço: Indica o valor proposto para a prestação do serviço de flexibilidade, refletindo o custo associado à ativação da oferta.

Este formato estruturado para as ofertas promove a padronização e simplificação, enquanto preserva a capacidade do mercado de atender às necessidades específicas dos operadores de rede e fornecedores de flexibilidade. Assim, cria-se um ambiente mais inclusivo, eficiente e adaptável, promovendo a confiança e a participação ativa no mercado de flexibilidade local.

4.1.7 Incentivos Através de Pagamentos de Reserva

Para lidar com a baixa liquidez, reconhece-se a eficácia dos pagamentos de reserva e dos contratos de longo prazo na mitigação de riscos e na garantia de disponibilidade de flexibilidade em regiões com menor número de FSP. Contudo, a proposta atual opta por não implementar pagamentos de reserva devido à sua complexidade operacional e ao estágio inicial de desenvolvimento do mercado. Este mecanismo poderá ser reavaliado e implementado em fases futuras, à medida que o mercado amadureça e a infraestrutura necessária seja consolidada. A estratégia inicial foca-se em incentivar a participação no mercado por meio de um design simplificado, transparente e acessível, promovendo a entrada gradual de recursos e a expansão da liquidez ao longo do tempo.

4.1.8 Coordenação entre Operadores de Rede

A coordenação entre ORT e ORD é amplamente reconhecida como um fator essencial para o sucesso de mercados de flexibilidade. Um mercado partilhado poderia, idealmente, facilitar uma melhor utilização dos recursos de flexibilidade em diferentes níveis de rede. No entanto, dada a complexidade associada à implementação de uma coordenação plena entre ORT e ORD e as limitações no estágio atual do mercado, a proposta não inclui essa funcionalidade. Esta decisão permite priorizar a criação de uma plataforma funcional e eficiente no curto prazo, deixando a possibilidade de integração futura entre ORT e ORD como parte de um plano de evolução do mercado.

4.2 Respostas aos Desafios Comuns na Proposta do Mercado

A proposta do mercado de flexibilidade local enfrenta desafios importantes. Para cada um deles, foram consideradas soluções realistas e adequadas à fase inicial de desenvolvimento do mercado.

4.2.1 Liquidez do Mercado

A proposta enfrenta o problema da baixa liquidez através de mecanismos como integração de mercados e inclusão de agregadores que promove a competitividade e também aumenta a escala e diversidade de participação, reduzindo o impacto da dispersão geográfica.

4.2.2 Fiabilidade e Erros de previsão

Para garantir fiabilidade, a proposta adota medidas de validação rigorosas para os recursos de flexibilidade e mecanismos de monitorização em tempo real, incentivando uma participação confiável e de longo prazo. De modo a minimizar erros de previsão, a proposta incentiva o aumento da agregação de recursos e investe em ferramentas de previsão baseadas em dados em tempo real.

4.2.3 Custos de Medição e Infraestrutura

O mercado é projetado para minimizar os custos operacionais através da utilização de tecnologias de redes inteligentes existentes e medições automatizadas. Além disso, os investimentos em infraestrutura são partilhados entre os operadores de rede e os fornecedores de flexibilidade, assegurando uma distribuição equitativa dos custos.

4.2.4 Práticas de *inc-dec gaming*

Um dos desafios centrais na conceção do mercado de flexibilidade é a diminuição de práticas de manipulação, como o *inc-dec gaming*. Este fenómeno representa um risco significativo para a integridade e eficiência do mercado, especialmente em sistemas com alta penetração de renováveis e previsibilidade de congestionamentos.

Embora reconheça a importância de medidas como transparência nos preços, regras contra manipulação, penalizações claras, a proposta atual opta por não incluir práticas específicas para amenizar o *inc-dec gaming* nesta fase inicial. Tal decisão deve-se à complexidade técnica e regulatória associada a essas medidas, bem como à necessidade de consolidar a maturidade do mercado no sistema elétrico antes de introduzir soluções mais avançadas.

Apesar de não abordar diretamente o *inc-dec gaming* no design inicial, a proposta tem plena consciência dos riscos e impactos deste problema. A sua resolução é considerada uma prioridade para fases futuras de evolução do mercado, quando a infraestrutura, os participantes e a regulamentação estiverem mais desenvolvidos e preparados para implementar práticas eficazes de moderação. Desta forma, a abordagem atual visa estabelecer uma base sólida, assegurando que o mercado possa evoluir de forma estruturada e capaz de responder a desafios complexos como o *inc-dec gaming* no futuro.

4.2.5 Efeito de Retorno

O efeito de retorno, que se refere à possível transferência de congestionamento de um período para outro com a implementação do mercado de flexibilidade, constitui um desafio relevante no design deste tipo de mercado. Embora o mercado proposto não inclua medidas diretas para tratar esses efeitos, investigações futuras poderão explorar mais detalhadamente o impacto do efeito de retorno. Estudos futuros podem quantificar os efeitos desse fenómeno e desenvolver estratégias adicionais de moderação eficaz, contribuindo para a evolução e a eficiência do mercado de flexibilidade local.

IMPLEMENTAÇÃO DO MÓDULO DO MERCADO DE FLEXIBILIDADE LOCAL

O presente capítulo descreve o Módulo do Mercado de Flexibilidade Local (MMFL) desenvolvido no âmbito desta dissertação, com o objetivo de criar uma ferramenta que possibilite a realização de estudos mais aprofundados sobre o funcionamento deste tipo de mercado. Este módulo foi concebido como uma aplicação informática com foco educativo, procurando replicar a dinâmica do mercado de flexibilidade local descrito no capítulo 4.

Na secção 5.1, são detalhadas as características e as diversas funcionalidades integradas no módulo, concebido para proporcionar uma experiência intuitiva e acessível ao utilizador.

Para o desenvolvimento do sistema, foi utilizada a linguagem de programação Java, sendo a plataforma *NetBeans IDE* o ambiente de desenvolvimento escolhido. Importa ainda referir que o módulo foi construído tendo como base o *Multi-Agent Trading in Electricity Markets* (MATREM) e a dissertação de mestrado Mercados de Energia Elétrica: Simulador Didático para Estudantes Universitários [33], o que garantiu um suporte robusto e fidedigno para a implementação das dinâmicas características de um módulo de mercado de flexibilidade local.

5.1 Interface Gráfica

A interface gráfica do módulo foi desenvolvida em inglês, pretendendo garantir a sua aplicabilidade em contextos académicos e empresariais internacionais. As imagens apresentadas nesta secção têm carácter meramente ilustrativo, representando casos exemplificativos que auxiliam na compreensão do sistema.

A conceção da interface gráfica teve como objetivo principal assegurar que esta fosse acessível e intuitiva (*user-friendly*), facilitando a familiarização dos utilizadores com o MMFL. Para a correta execução das simulações e obtenção de resultados, o módulo requer que os procedimentos sejam realizados de forma sequencial, assegurando o pleno funcionamento das dinâmicas do MMFL.

Na sequência desta secção, será apresentada uma descrição detalhada das diferentes funcionalidades do módulo, com destaque para as operações disponíveis e a sua relevância no contexto do mercado de flexibilidade local.

A Figura 5.1 ilustra a interface gráfica principal do MMFL, na qual o utilizador pode observar os seguintes elementos:

- Uma janela à esquerda (a vermelho) que apresenta os vendedores (*Sellers*);
- Uma janela à direita (a verde) que apresenta os compradores (*Buyers*);
- Uma janela na parte inferior que descreve as ações realizadas pelo utilizador, como a criação, importação ou remoção de participantes, bem como os participantes ativos na sessão de mercado, entre outras ações;
- Uma barra de opções localizada na parte superior, composta por cinco menus principais: *File*, *Participants*, *Simulation*, *Case Study* e *Help*.

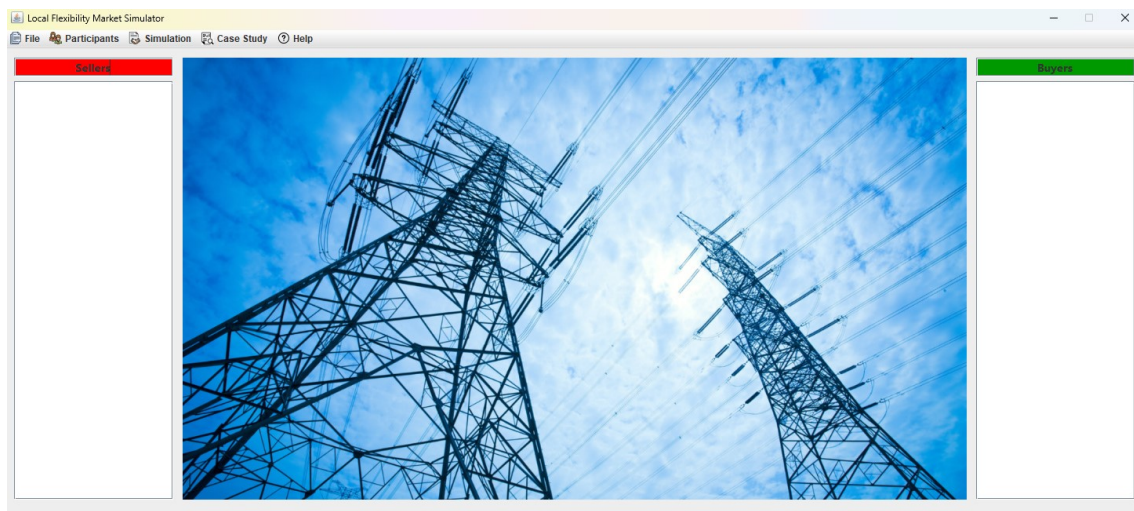


Figura 5.1: Ilustração da Interface Gráfica do Módulo de Mercado de Flexibilidade Local.

5.1.1 Menu Ficheiros (*File*)

Este menu permite carregar dados de participantes previamente guardados (*Open File*) ou gravar novos dados (*Save File*) em ficheiros no formato *Excel*, utilizando a janela na Figura 5.2.

Função *Open File*

Ao seleccionar a opção *Open File*, os dados de um ficheiro *Excel* escolhido pelo utilizador são carregados para o módulo. Este processo inclui mecanismos de validação de dados que garantem a integridade das informações inseridas, destacando-se:

- Verificação de caracteres nos preços e volumes de energia: assegura que os valores carregados contêm apenas números. Caso sejam identificados caracteres inválidos, o participante em questão e as respetivas informações não serão guardados;
- Verificação de nomes de participantes: garante que cada participante possui um nome único. Se for detetada duplicação, o módulo oferece ao utilizador a opção de introduzir um novo nome ou de não carregar o participante em questão;
- Verificação dos nomes das folhas do ficheiro *Excel*: assegura a correta distinção das informações, permitindo a sua categorização e distribuição pelas secções adequadas do módulo.

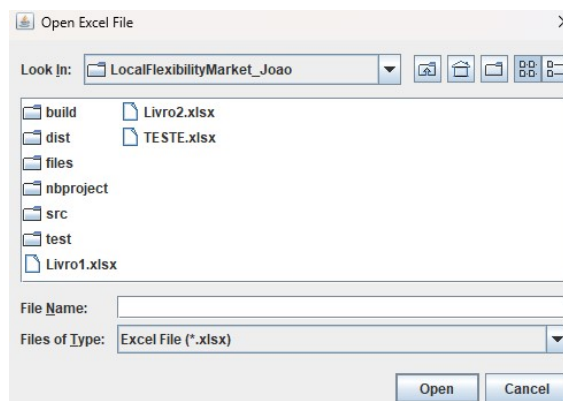


Figura 5.2: Janela de Seleção de Ficheiros.

Função *Save File*

Ao seleccionar *Save File*, os dados atualmente presentes no módulo são guardados num ficheiro *Excel*. Estes dados incluem:

- O nome dos participantes;
- Os preços e volumes de energia disponibilizados pelos participantes no momento da simulação;
- Os dados relativos aos contratos celebrados em sessões anteriores do mercado.

Para guardar as informações, o utilizador apenas necessita de seleccionar *Save File* e indicar o local de armazenamento desejado. Esta funcionalidade permite ao utilizador preservar as configurações e os resultados obtidos para posterior análise ou reutilização.

5.1.2 Menu Participantes (*Participants*)

Este menu permite ao utilizador realizar operações de gestão dos participantes no módulo, incluindo a criação (*New*) ou remoção de participantes (*Delete*), bem como a eliminação total dos dados presentes no sistema (*Delete All*).

Função *New*

A criação de novos participantes é realizada através da janela apresentada na Figura 5.3. Nesta interface, o utilizador pode definir:

- O nome do participante;
- O tipo de participante, que pode ser vendedor ou comprador.

Após a inserção dos dados, o participante é adicionado à lista de utilizadores do módulo, permitindo a sua participação nas dinâmicas do mercado de flexibilidade local.

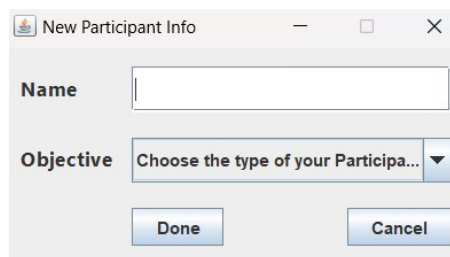
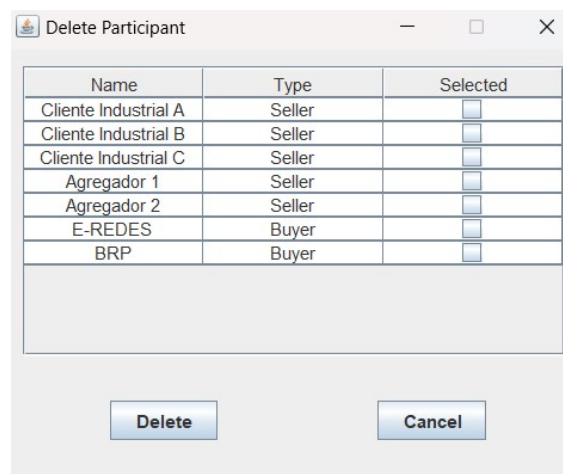


Figura 5.3: Janela de Criação de Novos Participantes.

Função *Delete*

A remoção de um ou mais participantes específicos é efetuada utilizando a janela ilustrada na Figura 5.4. Nesta interface, o utilizador pode selecionar os participantes que deseja eliminar, garantindo um controlo preciso sobre os dados que serão removidos do sistema.



Name	Type	Selected
Cliente Industrial A	Seller	☐
Cliente Industrial B	Seller	☐
Cliente Industrial C	Seller	☐
Agregador 1	Seller	☐
Agregador 2	Seller	☐
E-REDES	Buyer	☐
BRP	Buyer	☐

Figura 5.4: Janela de Seleção de Participantes a Remover.

Função *Delete All*

A opção *Delete All* permite eliminar de forma definitiva todos os dados presentes no módulo, incluindo os participantes e as informações associadas. Esta funcionalidade é útil em situações onde seja necessário reiniciar completamente o ambiente de simulação ou preparação de novos cenários.

Estas operações oferecem ao utilizador flexibilidade e controlo sobre a gestão dos dados, assegurando que o módulo se mantém ajustado às necessidades do estudo ou simulação em curso.

5.1.3 Menu Simulação (*Simulation*)

Este menu contém três opções principais: *Contracts - Buyers*, *Contracts - Sellers* e *Local Flexibility Market*. Estas funcionalidades permitem ao utilizador gerir ofertas, criar contratos e analisar o mercado de flexibilidade local.

Função *Buyers e Sellers*

Ao seleccionar as opções *Buyers* ou *Sellers*, o MMFL abre a janela representada na Figura 5.5. Através desta janela, o utilizador pode realizar as seguintes operações:

- *New Offer*: Criar uma nova oferta.
- *Edit Offer*: Editar ofertas já existentes (alteração do preço e do volume).
- *Remove Offer*: Apagar ofertas submetidas anteriormente.
- *Contracts*: Visualizar os contratos celebrados pelos participantes.

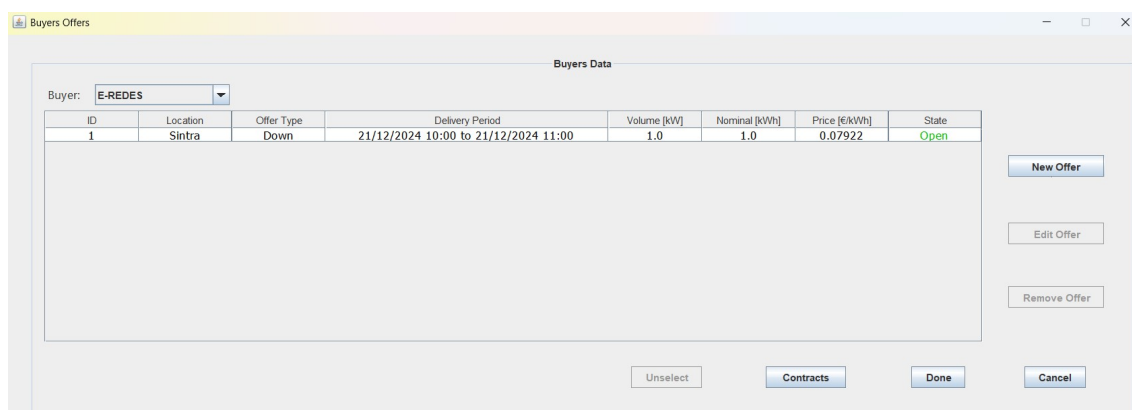


Figura 5.5: Janela com as Ofertas Criadas pelos Participantes.

Nesta janela, é possível consultar os detalhes das ofertas submetidas, nomeadamente:

- *ID*: Identificação numérica automática da oferta;
- *Location*: Local onde a oferta tem efeito;
- *Offer Type*: Tipo de oferta (*Up* ou *Down*);
- *Delivery Period*: Período de entrega da oferta;
- *Volume*: Potência constante a fornecer/receber, em kW;
- *Nominal*: Energia total entregue durante o contrato, em kWh;
- *Price*: Preço da oferta, em €/kWh;
- *State*: Estado da oferta, *Open* (aberta), *Closed* (fechada) ou *Contract* (oferta celebrada).

Para criar uma nova oferta, é aberta a janela Figura 5.6(a), onde o utilizador define:

- O tipo de oferta (*Up* ou *Down*);
- A localização da oferta;
- A duração do período de entrega (apenas disponível para ofertas de um dia).

Após a definição destes parâmetros, a janela Figura 5.6(b) é aberta, permitindo ao utilizador configurar:

- O volume (em kW).
- O dia de entrega;
- A hora de início e fim do período de mobilização da flexibilidade;
- O preço (em €/kWh);

Os restantes campos são preenchidos automaticamente, com base nos parâmetros definidos na janela da Figura 5.6(a) e na janela das especificações dos contratos de flexibilidade da Figura 5.6(b).

Após a submissão de uma nova oferta, o MMFL verifica automaticamente todas as ofertas ativas, para determinar se existe uma correspondência. Para que um contrato seja estabelecido, as seguintes condições têm de ser verificadas:

- As ofertas devem ser submetidas por diferentes participantes;
- Uma oferta deve ser de compra e a outra de venda;
- Os restantes parâmetros (volume, período e preço) devem coincidir.

CAPÍTULO 5. IMPLEMENTAÇÃO DO MÓDULO DO MERCADO DE FLEXIBILIDADE LOCAL

New Offer - Local Flexibility Contract

Local Flexibility Contract Offer

Offer Type:

☐ Up☒ Down

Duration:

Day

Location:

Alameda

Next

Cancel

Offer Specifications

Local Flexibility Contract Offer Specifications

Volume:

175

kW

Nominal:

175

kWh

Contract Day:

20/12/2024

Contract Start Time:

21:00

Contract End Time:

22:00

Delivery Period:

20/12/2024 21:00 to 20/12/2024 22:00

Trading Period:

20/12/2024 12:01 to 20/12/2024 20:00

Price:

0.09124

€/kWh

Back

Cancel

Submit

(a) Criação da Oferta. (b) Especificação da Oferta.

Figura 5.6: Janelas para a Criação de uma Oferta.

No final da sessão de negociação, todas as ofertas deixam de estar disponíveis, assegurando que o módulo segue a dinâmica real do mercado de flexibilidade local.

Função *Local Flexibility Market*

A opção *Local Flexibility Market* abre a janela representada na Figura 5.7, que apresenta todas as ofertas submetidas na sessão atual. Estas ofertas são exibidas de forma confidencial, garantindo transparência no processo de negociação e protegendo os interesses dos participantes.

Local Flexibility Market Board

ID	Agent Type	Location	Offer Type	Delivery Period	Volume [kW]	Nominal [kWh]	Price [€/kWh]
3	Buyer	Alameda	Down	24/01/2025 10:00 to 24/01/2025 11:00	595.0	595.0	0.05684
2	Buyer	Alameda	Down	24/01/2025 10:00 to 24/01/2025 11:00	590.0	590.0	0.0585
1	Buyer	Alameda	Down	24/01/2025 10:00 to 24/01/2025 11:00	225.0	225.0	0.07922
4	Buyer	Alameda	Down	24/01/2025 10:00 to 24/01/2025 11:00	305.0	305.0	0.576

Location:

Alameda

Accept Offer

Unselect

Contracts

Figura 5.7: Quadro do Mercado de Flexibilidade Local.

Nesta janela, são apresentados os seguintes detalhes das ofertas:

- *ID*;
- *Agent Type* (*Buyer* ou *Seller*);
- *Offer Type* (*Up* ou *Down*);
- *Delivery Period*;
- *Volume*;
- *Nominal*;
- *Price*.

Para facilitar a análise das ofertas submetidas, o MMFL permite ao utilizador aplicar filtros com base no perfil de localização das ofertas.

Ao aceitar uma oferta, o participante comprador deve confirmar o vendedor, conforme ilustrado na Figura 5.8(a). Após a confirmação, uma nova janela é aberta, como representado na Figura 5.8(b), detalhando o acordo alcançado, incluindo:

- Identificação do vendedor e do comprador (previamente desconhecidos);
- Valor aceite pelo comprador.

(a) Accept Offer

Location:	Alameda
Offer Type	Down
Delivery Period:	01/2025 10:00 to 24/01/2025 11:00
Volume:	225.0 kW
Nominal:	225.0 kWh
Price:	0.07922 €/kWh
Participant Name:	Cliente Industrial A

Buttons: Cancel, Accept

(b) Local Flexibility Contract #1

Local Flexibility Contract Details	
ID:	1
Location:	Alameda
Buyer Agent:	E-REDES
Seller Agent:	Cliente Industrial A
Contract Type:	Down
Duration:	Day
Volume:	225.0 kW
Nominal:	225.0 kWh
First Delivery Day:	24/01/2025
Start Time:	10:00
Last Delivery Day:	24/01/2025
End Time:	11:00
Delivery Period:	24/01/2025 10:00 to 24/01/2025 11:00
Trading Period:	24/01/2025 08:00 to 24/01/2025 09:00
Price:	0.07922 €/kWh

Button: OK

(a) Seleção do Participante.

(b) Especificação do Contrato

Figura 5.8: Janelas com os Detalhes de um Contrato.

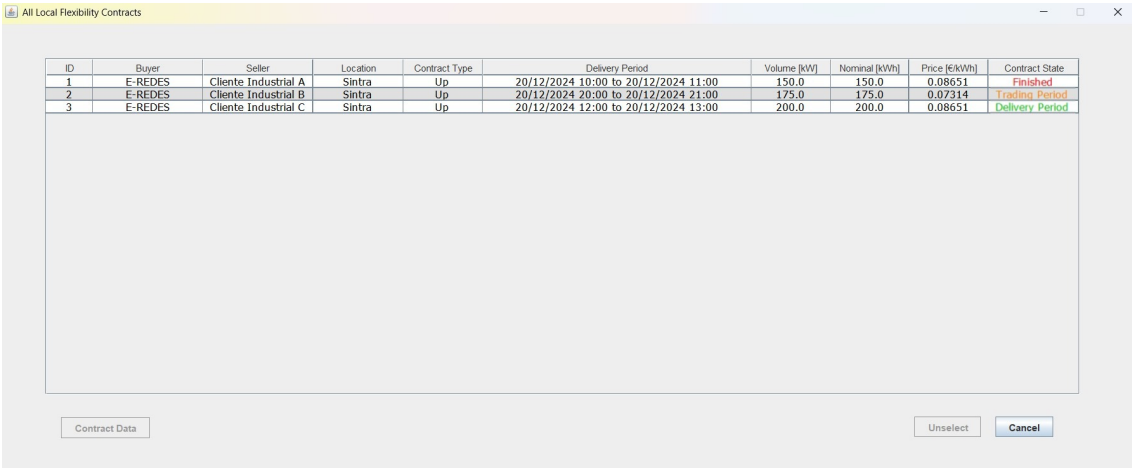
Opção *Contracts*

Através da opção *Contracts*, é possível aceder a todos os contratos celebrados na sessão. A janela correspondente (Figura 5.9) permite consultar:

- Os participantes envolvidos no contrato;
- O período de entrega;
- O volume negociado;
- O nominal da oferta;
- O preço acordado.

Para facilitar a visualização, a coluna referente ao estado do contrato apresenta cores distintas:

- Laranja: Período de negociação ativo;
- Verde: Período de entrega em curso;
- Vermelho: Contrato finalizado.



ID	Buyer	Seller	Location	Contract Type	Delivery Period	Volume [kW]	Nominal [kWh]	Price [€/kWh]	Contract State
1	E-REDES	Cliente Industrial A	Sintra	Up	20/12/2024 10:00 to 20/12/2024 11:00	150.0	150.0	0.08651	Finished
2	E-REDES	Cliente Industrial B	Sintra	Up	20/12/2024 20:00 to 20/12/2024 21:00	175.0	175.0	0.07314	Trading Period
3	E-REDES	Cliente Industrial C	Sintra	Up	20/12/2024 12:00 to 20/12/2024 13:00	200.0	200.0	0.08651	Delivery Period

Figura 5.9: Janela de Exibição dos Contratos.

Além da consulta, o MMFL permite editar contratos celebrados anteriormente. Esta funcionalidade é particularmente útil, visto que os contratos podem ser renegociados até ao início do período de entrega. Caso o utilizador deseje renegociar, é necessário criar uma nova oferta oposta à posição atual do participante no contrato (compra ou venda).

5.1.4 Menu Caso de Estudo (*Case Study*)

Neste menu é apresentado o caso de estudo relacionado com o mercado de flexibilidade local. É disponibilizada uma opção para realizar uma simulação simples, utilizando alguns dos dados associados ao caso de estudo. O principal objetivo desta funcionalidade é demonstrar o funcionamento do módulo e auxiliar o utilizador na compreensão da dinâmica característica deste tipo de mercado.

Função *Local Flexibility Market - Alameda*

O caso de estudo disponibilizado intitula-se “Local Flexibility Market – Alameda”. No capítulo 6 é apresentada uma descrição detalhada do caso de estudo, assim como os resultados obtidos durante a simulação.

Após a seleção do caso de estudo, o módulo MMFL abre uma janela inicial (Figura 5.10), que apresenta:

- Uma breve descrição do caso de estudo;
- A identificação do cenário que será simulado.

Em sequência, surge uma janela adicional, idêntica à da Figura 5.9, que exhibe os resultados obtidos durante a execução do caso de estudo.

Esta implementação permite ao utilizador explorar um exemplo prático, facilitando a aprendizagem e análise das dinâmicas do mercado de flexibilidade local.

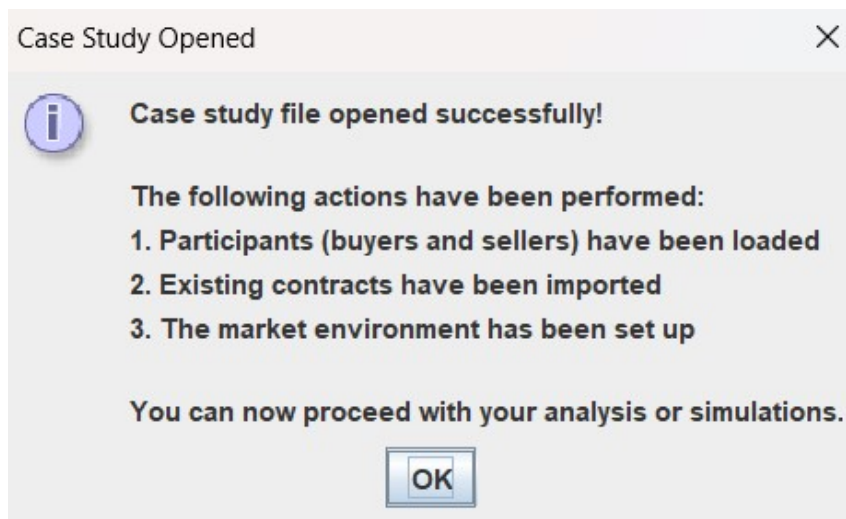


Figura 5.10: Breve Descrição e Detalhes do Caso de Estudo.

5.1.5 Menu Ajuda (*Help*)

O menu *Help* oferece funcionalidades de suporte ao utilizador, permitindo o acesso a informações essenciais sobre o funcionamento do MMFL. Esta opção visa auxiliar o utilizador na compreensão das principais características e funcionalidades da aplicação.

Função *Show Help*

A função *Show Help* apresenta uma janela *pop-up* (Figura 5.11) com uma visão geral das funcionalidades do simulador. Esta janela inclui uma breve descrição do objetivo da aplicação, destacando a sua capacidade de simular um mercado de flexibilidade local.

As principais funcionalidades disponíveis, nomeadamente:

- Adicionar e gerir compradores e vendedores;
- Abrir e guardar configurações do mercado;
- Executar simulações do mercado de flexibilidade local;
- Visualizar e analisar resultados.
- Para mais informações detalhadas, a janela sugere a consulta do manual de utilizador ou o contacto com o suporte técnico.

A função *Show Help* proporciona um apoio rápido e eficiente, facilitando a utilização da aplicação, tanto para novos utilizadores como para utilizadores experientes.

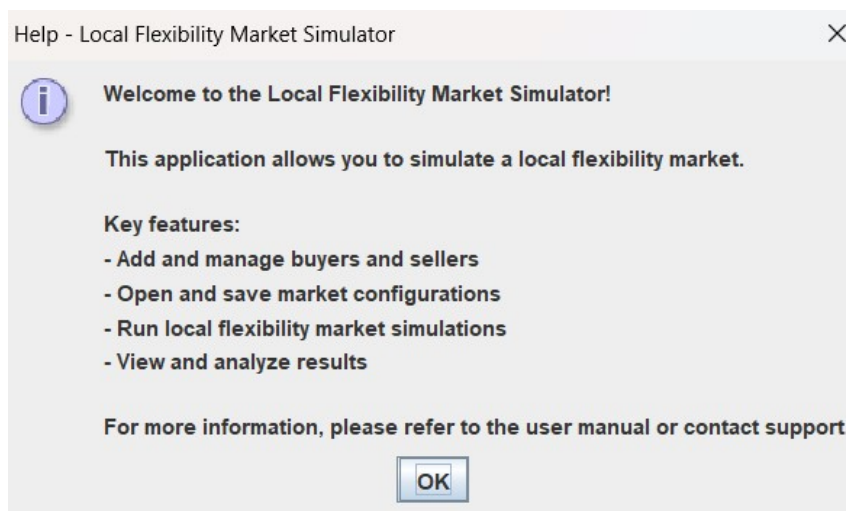


Figura 5.11: Janela com Mensagem de Apoio ao Módulo.

CASO DE ESTUDO

O presente capítulo apresenta em detalhe o caso de estudo desenvolvido para explorar a aplicação e os impactos do mercado de flexibilidade local no contexto do sistema elétrico português. Este caso de estudo foi concebido para avaliar a eficácia dos mercados de flexibilidade na resolução de congestionamentos, na integração de FER e na promoção de uma gestão eficiente da rede elétrica, considerando o cenário de eletrificação crescente e transição energética.

Na secção 6.1, são apresentadas as considerações gerais que justificam a escolha do período, local e dados utilizados para a análise, incluindo a relevância da localização (código postal 1000 - Lisboa, Alameda) e do mês de janeiro de 2023 para os objetivos do estudo.

Na secção 6.2, são discutidos os resultados obtidos durante a simulação, com destaque para os contratos celebrados entre os agentes participantes no mercado, os volumes de flexibilidade mobilizados e os preços praticados. São também analisados os custos e as receitas, permitindo compreender o impacto financeiro da utilização do mercado de flexibilidade local.

Por fim, a secção 6.3 apresenta uma discussão dos impactos do mercado de flexibilidade local, destacando benefícios como a resolução de congestionamentos, o incentivo à inovação tecnológica e a descarbonização do setor elétrico. Identifica ainda as limitações do estudo e propõe indicações para investigação futura, incluindo a análise noutros contextos geográficos e temporais.

6.1 Considerações Gerais

A análise de um mercado de flexibilidade local em Portugal deve focar-se em períodos críticos para a rede elétrica, onde os desafios de equilíbrio entre oferta e procura são mais acentuados. Estes períodos são ideais para avaliar a eficácia, a necessidade e os benefícios dos serviços de flexibilidade no contexto nacional, nomeadamente:

- Inverno (dezembro a fevereiro): Durante os meses de inverno, o aumento significativo no consumo de energia é impactado pelo uso intensivo de sistemas de

aquecimento. Este aumento pode levar a picos de procura que sobrecarregam a rede elétrica, especialmente em horários de maior utilização residencial e industrial. Estes períodos oferecem uma oportunidade para analisar como a flexibilidade pode aliviar congestionamentos e melhorar a gestão da rede.

- Verão (junho a agosto): Nos meses de verão, o consumo de eletricidade é elevado devido ao uso generalizado de sistemas de ar condicionado, particularmente durante períodos de maior de calor. Este cenário apresenta desafios para a estabilidade da rede, tornando necessário testar a capacidade do mercado de flexibilidade para responder a aumentos súbitos na procura.
- Primavera (março a maio): A primavera é marcada por uma elevada produção de energia renovável, principalmente de origem solar e eólica. Estes períodos frequentemente resultam em excesso de geração, surgindo a necessidade de mecanismos de flexibilidade para equilibrar a oferta e a procura evitando desperdício de energia renovável ou situações de instabilidade na rede.

Adicionalmente, é importante considerar outros fatores que influenciam a necessidade de flexibilidade na rede elétrica. Cenários extraordinários, como condições meteorológicas extremas (ondas de calor ou de frio) e acontecimentos de grande escala, podem provocar variações significativas no consumo e na produção de energia, colocando à prova a capacidade de resposta e a resiliência dos mercados de flexibilidade. Adicionalmente, a utilização de dados históricos e a identificação de padrões sazonais de consumo e geração elétrica permitem reconhecer períodos críticos com maior precisão. Estes dados são essenciais para a modelação de cenários e para o desenvolvimento de soluções eficazes na gestão de situações de sobrecarga na rede elétrica.

Os meses de inverno e verão são particularmente interessantes para a análise de um mercado de flexibilidade em Portugal devido aos picos de consumo associados às necessidades de aquecimento e arrefecimento, respetivamente. Por outro lado, a primavera oferece um cenário relevante para estudar a integração de energias renováveis intermitentes, avaliando como os mecanismos de flexibilidade podem ser utilizados para equilibrar a rede durante períodos de excedente de produção.

Para a análise do mercado de flexibilidade local em Portugal, considera-se o mês de janeiro de 2023. Este mês foi marcado por picos de consumo de energia, impulsionados pelas baixas temperaturas características do inverno, que aumentaram significativamente a procura por aquecimento residencial e comercial. Estas condições resultaram numa pressão acrescida sobre a rede elétrica, evidenciando a necessidade de mecanismos de flexibilidade para gerir os desafios associados aos períodos de elevada procura.

Em adição, a variabilidade na produção de energias renováveis, como a eólica e a solar, representou um desafio adicional. Durante o inverno, a geração eólica tende a ser elevada devido às condições climáticas favoráveis, enquanto a produção solar é limitada pela menor duração diária de luz. Esta combinação pode ter exigido ajustes contínuos

na operação da rede para equilibrar a oferta e a procura, especialmente em períodos de maior intermitência das renováveis.

Portanto, janeiro de 2023 apresenta um cenário ideal para avaliar a eficácia dos serviços de flexibilidade no contexto do sistema elétrico português. Este período permite observar como a flexibilidade pode ser utilizada para resolver congestionamentos na rede, responder aos picos de consumo e integrar FER de forma eficiente. A análise deste mês oferece *insights* valiosos para o desenvolvimento e a otimização de mercados locais de flexibilidade em Portugal.

Para a análise do mercado de flexibilidade local em Portugal, o código postal 1000 (zona central de Lisboa) é uma escolha adequada, considerando-se as características urbanas e energéticas da área. Esta localização oferece uma combinação ideal de fatores que influenciam tanto a procura quanto a oferta de energia, proporcionando um cenário ideal para avaliar a aplicação de soluções de flexibilidade, tais como:

1. Diversidade no consumo de energia: A zona da Alameda é caracterizada por uma mistura de atividades residenciais, comerciais e de serviços. Este perfil diversificado resulta em padrões de consumo distintos ao longo do dia, permitindo avaliar como a flexibilidade pode ser aplicada em diferentes contextos, desde horários de pico residencial até períodos de elevada atividade comercial.
2. Elevada densidade populacional: A área é densamente povoada, com uma grande quantidade de edifícios residenciais.
3. Atividade económica variada: Na Alameda constam edifícios de escritórios, estabelecimentos comerciais e pequenos negócios, o que permite estudar a interação entre diferentes perfis de consumidores e a necessidade de flexibilidade na gestão da rede elétrica.
4. Infraestruturas energéticas desenvolvidas: Como parte de Lisboa, a zona possui uma rede elétrica bem estruturada, capaz de suportar tecnologias de medição avançada e iniciativas de monitorização necessárias para implementar mercados de flexibilidade.
5. Relevância para extrapolação: A localização no centro de Lisboa torna os resultados obtidos altamente relevantes para outras áreas urbanas com características semelhantes, tanto em Portugal quanto em outras cidades europeias com desafios energéticos comparáveis.

O portal Open Data da E-REDES [66] fornece uma plataforma essencial para apoiar a transição energética e a digitalização no setor elétrico. Alinhada com os princípios de transparência e inovação tecnológica, a E-REDES disponibiliza dados relevantes relacionados com a sua atividade. Entre os *datasets* acessíveis, destaca-se a temática de consumo horário por código postal (4 dígitos). Esta ferramenta permite a extração de dados para

ficheiros *Excel*, facilitando a manipulação e análise das informações para simular mercados de flexibilidade local.

Recorrendo à plataforma da E-REDES, que disponibiliza o mapa da Rede Nacional de Distribuição, incluindo infraestruturas de Alta Tensão e subestações, é possível realizar uma associação aproximada do perfil de consumo horário por código postal à subestação correspondente. Para o código postal 1000, verifica-se uma ligação direta à subestação Alameda.

Para obter informações detalhadas sobre esta subestação, consulta-se o documento Caracterização das Redes de Distribuição a 31 de dezembro de 2023 [67], que apresenta dados técnicos e operacionais relevantes. Estes dados são cruciais para entender o comportamento da rede no contexto da análise do mercado de flexibilidade local.

Além disso, os dados de consumo fornecidos pelo portal são complementados com informações da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) [68], que disponibiliza o consumo elétrico desagregado por município e tipo de consumidor. Essa segmentação permite uma análise mais detalhada e a inclusão de dados aproximados à realidade no âmbito das simulações. Dessa forma, é possível integrar variáveis importantes, como a integração de DER, VE, bombas de calor e alterações no perfil de consumo e geração, criando cenários mais precisos e representativos para a análise do mercado de flexibilidade.

Os dados de preços horários do mercado diário foram obtidos através do portal OMIE [69], que disponibiliza informações sobre os preços marginais no sistema português, no sistema espanhol e a energia negociada no mercado diário. Estes dados serviram de base para configurar os parâmetros de simulação do caso de estudo, permitindo a criação de cenários consistentes com a realidade do setor elétrico. Os preços das ofertas de flexibilidade utilizadas nas simulações acompanham os valores praticados no mercado diário durante o mês de janeiro de 2023, assegurando coerência com o consumo horário observado no portal de dados da E-REDES.

Conforme mencionado no capítulo 2, prevê-se um aumento da procura elétrica impulsionado por vários fatores, incluindo a eletrificação dos transportes, com a crescente adoção de veículos elétricos, e a descarbonização da indústria, que implica a substituição de processos que recorrem a combustíveis fósseis por soluções elétricas, reduzindo assim as emissões de gases com efeito de estufa. A par disso, o crescimento económico deverá intensificar a atividade industrial e comercial, contribuindo ainda mais para essa tendência.

Considera-se então um aumento de 30% no consumo elétrico até ao ano de 2040, em linha com o crescimento projetado e discutido na secção 2.1.1. Traçando-se uma linha horizontal correspondente aos 30 MVA, representando a Potência Garantida da subestação Alameda, obtém-se o gráfico ilustrado na Figura 6.1. Neste gráfico, observa-se que, em determinados momentos do mês de janeiro de 2040, o consumo horário ultrapassaria o referido valor de referência, evidenciando a necessidade de mecanismos adicionais para gerir potenciais congestionamentos na rede elétrica.

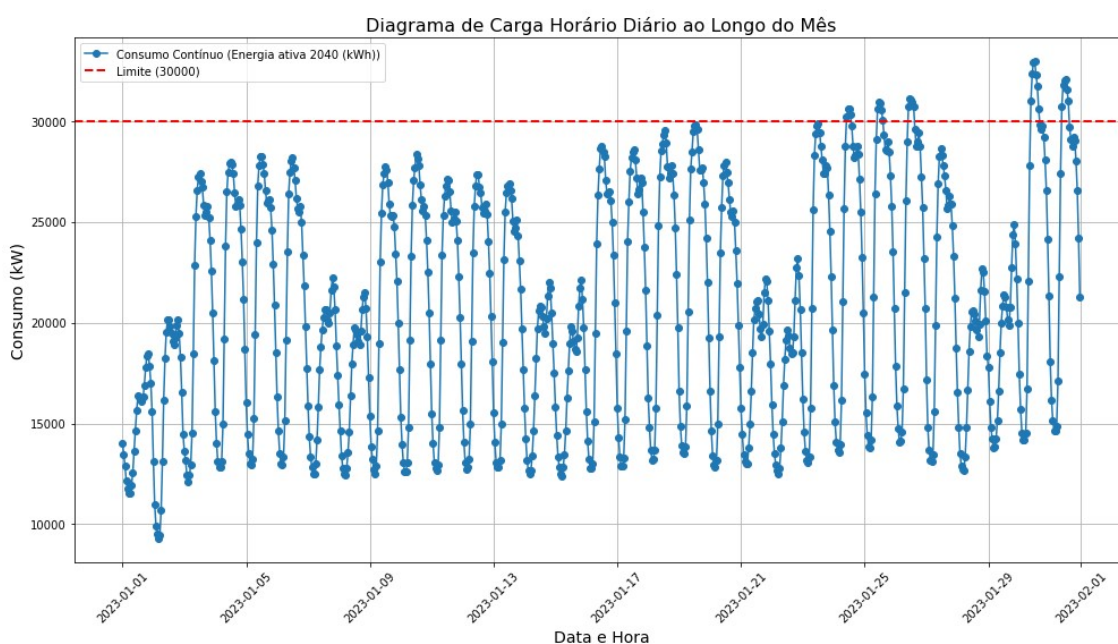


Figura 6.1: Diagrama de Carga do Mês de Janeiro 2040.

Baseado no trabalho desenvolvido por [65] e detalhado na secção 3.4, os parques industriais, devido ao seu elevado consumo de energia e à diversidade de tipos de cargas, apresentam um grande potencial para a aplicação de soluções de flexibilidade. Estas características tornam-nos particularmente adequados para programas de gestão da procura e para a introdução de mecanismos que permitam resolver congestionamentos e otimizar o uso da infraestrutura elétrica.

Posto isto, e de modo a utilizar o mercado de flexibilidade local descrito no capítulo 4 para resolver os congestionamentos identificados, desenvolveu-se um cenário composto por três parques industriais e dois agregadores, designadamente:

- Cliente Industrial A;
- Cliente Industrial B;
- Cliente Industrial C;
- Agregador 1;
- Agregador 2.

Na Tabela 6.1 são apresentados os momentos em que, no caso português, a E-REDES (ORD) recorreria ao mercado de flexibilidade local para resolver os congestionamentos previstos na localidade associada ao código postal 1000 no mês de janeiro.

Tabela 6.1: Dados dos Congestionamentos Previstos - Janeiro de 2040.

Data	Hora	Potência Ativa 2040 (MW)	Potência Excedente (kW)
24/01/2040	10	30,22	225
24/01/2040	11	30,59	588
24/01/2040	12	30,59	592
24/01/2040	13	30,30	301
25/01/2040	10	30,62	618
25/01/2040	11	30,97	966
25/01/2040	12	30,88	884
25/01/2040	13	30,57	575
25/01/2040	14	30,07	71
26/01/2040	10	30,75	747
26/01/2040	11	31,13	1126
26/01/2040	12	31,06	1056
26/01/2040	13	30,94	936
26/01/2040	14	30,74	742
30/01/2040	9	30,98	981
30/01/2040	10	32,33	2332
30/01/2040	11	32,94	2940
30/01/2040	12	32,95	2947
30/01/2040	13	32,29	2289
30/01/2040	14	31,73	1733
30/01/2040	15	30,60	604
31/01/2040	9	30,72	719
31/01/2040	10	31,82	1816
31/01/2040	11	32,01	2013
31/01/2040	12	32,08	2083
31/01/2040	13	31,58	1575
31/01/2040	14	31,00	1003

Os dados apresentados na Tabela 6.1 dizem respeito exclusivamente à localidade associada ao código postal 1000. É importante salientar que a necessidade de o ORD recorrer ao mercado de flexibilidade local não ocorre diariamente, uma vez que depende dos congestionamentos e do estado operacional das redes de distribuição e transporte. Contudo, a liquidez do mercado de flexibilidade local apresenta um volume significativo, dado que abrange uma ampla área geográfica. Neste caso de estudo, no entanto, a análise está restrita ao código postal 1000.

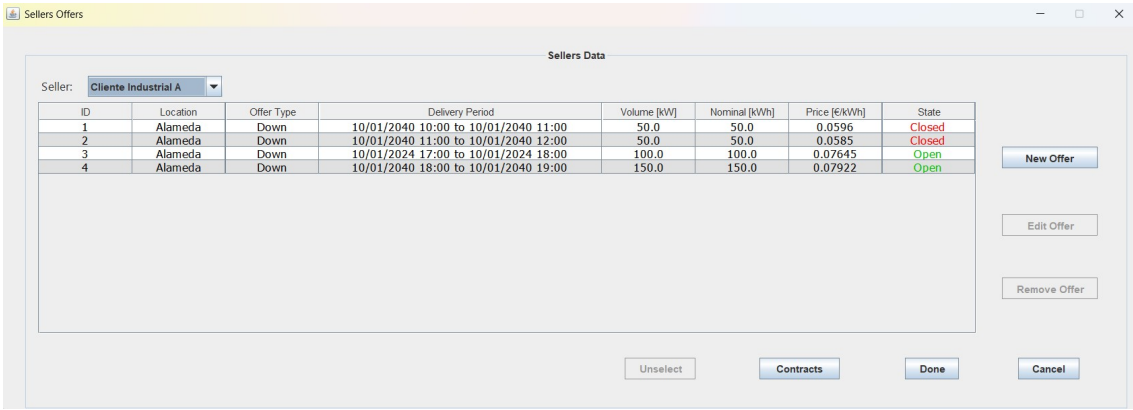
De seguida, apresenta-se o período de funcionamento normal do mercado de flexibilidade local em distintas ocasiões, nomeadamente:

- Ausência de congestionamentos e de ajustes de balanços nos portfólios das BRP;
- Ausência de congestionamentos, mas com necessidade de ajustes nos portfólios das BRP;
- Presença de congestionamentos.

Dia 10 de janeiro de 2040

O dia 10 de janeiro de 2040 é apresentado como um exemplo de um dia em que o funcionamento dos mercados de energia elétrica dispensa a necessidade de recorrer ao mercado de flexibilidade local. Tal situação ocorre porque não estão previstos quaisquer congestionamentos na localização associada ao código postal 1000, nem surge a necessidade de qualquer BRP ajustar posições no seu portefólio.

No entanto, tal situação não impede que os vendedores submetam ofertas no mercado de flexibilidade, de forma a demonstrar a sua disponibilidade para mobilizar flexibilidade nas janelas temporais especificadas nas suas ofertas, caso surja algum constrangimento ou emergência (como um congestionamento imprevisto). Na Figura 6.2, apresenta-se um exemplo das ofertas submetidas por um vendedor, sendo, neste caso, o Cliente Industrial A.



ID	Location	Offer Type	Delivery Period	Volume [kW]	Nominal [kWh]	Price [€/kWh]	State
1	Alameda	Down	10/01/2040 10:00 to 10/01/2040 11:00	50.0	50.0	0.0596	Closed
2	Alameda	Down	10/01/2040 11:00 to 10/01/2040 12:00	50.0	50.0	0.0585	Closed
3	Alameda	Down	10/01/2040 17:00 to 10/01/2040 18:00	100.0	100.0	0.07645	Open
4	Alameda	Down	10/01/2040 18:00 to 10/01/2040 19:00	150.0	150.0	0.07922	Open

Figura 6.2: Ofertas do Cliente Industrial A no Dia 10 de Janeiro de 2040.

Como se observa na Figura 6.2, o Cliente Industrial A dispõe de ofertas abertas disponíveis no mercado (*Open*) e de ofertas que foram encerradas sem terem sido contratualizadas (*Closed*). Neste dia, não foram celebrados quaisquer contratos na localidade da Alameda, embora tal facto não implique que outras regiões sigam o mesmo procedimento.

A Figura 6.2 representa o estado do mercado de flexibilidade no dia 10 de janeiro de 2040, às 16 horas, ilustrando a coexistência de ofertas abertas e ofertas fechadas.

Dia 20 de janeiro de 2040

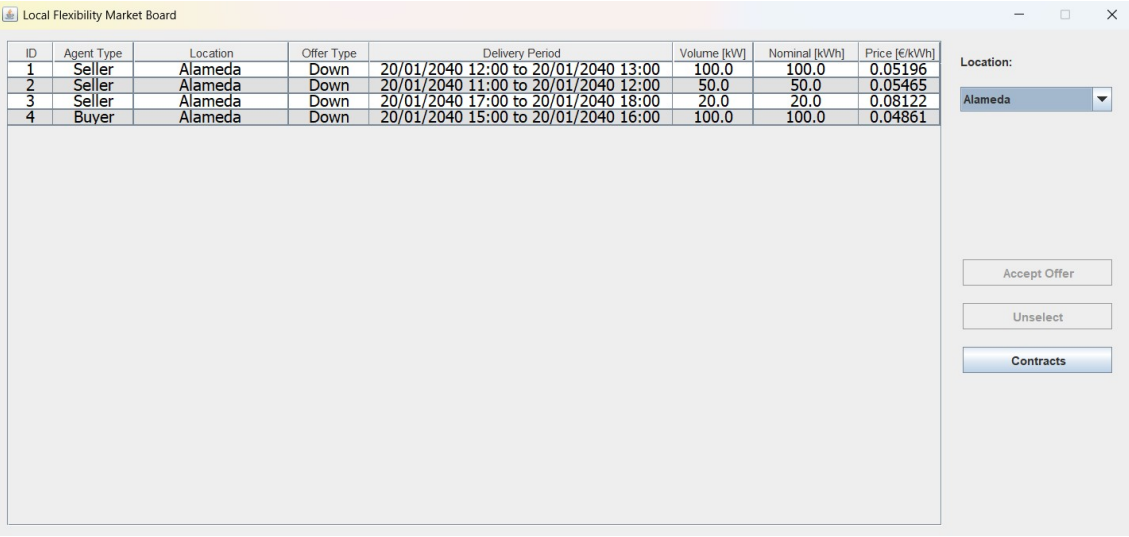
Relembrando a iniciativa do Projeto-Piloto de Participação do Consumo no Mercado de Reserva de Regulação, mencionada na secção 2.3, e a descrição do mercado de flexibilidade local no Capítulo 4, destaca-se a possibilidade de as BRP participarem no mercado de flexibilidade local. Esta participação permite que as BRP ajustem os seus portefólios de forma a evitar penalizações no Mercado de Serviços de Sistemas (Mercado de Balanços).

Adicionalmente, dado que o mercado de flexibilidade local opera de forma contínua, as BRP podem recorrer a este mecanismo sempre que não consigam atualizar a sua participação no Mercado de Balanços, minimizando assim o risco de penalizações. Além

disso, a flexibilidade adquirida localmente pode representar um custo inferior à alteração da oferta no Mercado de Balanços, tornando esta estratégia mais eficiente do ponto de vista económico.

Considera-se que, no dia 20 de janeiro de 2040, não haverá quaisquer necessidades do ORD recorrer ao mercado de flexibilidade local. No entanto, o mercado será utilizado por uma BRP com o propósito de atualizar o seu balanço, de forma a evitar penalizações no Mercado de Serviço de Sistemas.

Do mesmo modo que no dia 10 de janeiro, e em diversos outros dias, os vendedores recorrem ao mercado de flexibilidade local com ofertas. Contudo, devido a condições específicas associadas à BRP, torna-se necessário ajustar o seu portefólio, submetendo uma oferta de 100 kW no dia 20 de janeiro, no período das 15 horas às 16 horas, conforme ilustrado na Figura 6.3.



ID	Agent Type	Location	Offer Type	Delivery Period	Volume [kW]	Nominal [kWh]	Price [€/kWh]
1	Seller	Alameda	Down	20/01/2040 12:00 to 20/01/2040 13:00	100.0	100.0	0.05196
2	Seller	Alameda	Down	20/01/2040 11:00 to 20/01/2040 12:00	50.0	50.0	0.05465
3	Seller	Alameda	Down	20/01/2040 17:00 to 20/01/2040 18:00	20.0	20.0	0.08122
4	Buyer	Alameda	Down	20/01/2040 15:00 to 20/01/2040 16:00	100.0	100.0	0.04861

Location: Alameda

Accept Offer

Unselect

Contracts

Figura 6.3: Ofertas Associadas à Zona da Alameda no Dia 20 de Janeiro de 2040.

Como se verifica na Figura 6.3, nenhuma das ofertas submetidas pelos vendedores corresponde diretamente ao mesmo período, quantidade e preço necessários para celebrar um contrato de flexibilidade de forma imediata. No entanto, observa-se que existe uma oferta com a mesma quantidade requerida, mas para um período diferente e a um custo superior. Essa oferta foi submetida pelo Cliente Industrial A, cuja identidade é conhecida apenas pela EI, uma vez que o anonimato entre os agentes de mercado é mantido para aumentar a competitividade.

As cargas do Cliente Industrial A são constituídas por cargas flexíveis, o que oferece várias opções para a prestação de flexibilidade. Nesse contexto, o Cliente Industrial A mobilizou a oferta original destinada ao período das 12 horas às 13 horas para responder à necessidade de compra da BRP, ajustando-se a um valor inferior e permitindo a concretização do contrato. O resultado deste acordo encontra-se representado na Figura 6.4.

The screenshot shows a window titled 'Local Flexibility Contract #1' with a sub-header 'Local Flexibility Contract Details'. It contains a form with the following fields and values:

Field	Value
ID:	1
Location:	Alameda
Buyer Agent:	BRP
Seller Agent:	Cliente Industrial A
Contract Type:	Down
Duration:	Day
Volume:	100.0 kW
Nominal:	100.0 kWh
First Delivery Day:	20/01/2040
Start Time:	15:00
Last Delivery Day:	20/01/2040
End Time:	16:00
Delivery Period:	20/01/2040 15:00 to 20/01/2040 16:00
Trading Period:	20/01/2040 10:00 to 20/01/2040 14:00
Price:	0.04861 €/kWh

An 'OK' button is located at the bottom right of the form.

Figura 6.4: Contrato Celebrado para o Dia 20 de Janeiro de 2040.

Dias de janeiro de 2040 com congestionamentos

Nesta secção, apresenta-se o caso que reflete o principal objetivo da conceptualização do mercado de flexibilidade local: a resolução de congestionamentos através do uso do mercado em vez de investimentos dispendiosos na infraestrutura da rede.

De acordo com a Caracterização das Redes de Distribuição a 31 de dezembro de 2023 [67], o pico da carga natural foi inferior à potência instalada em todas as subestações, não se registando quaisquer sobrecargas. Contudo, como referido no capítulo 2, o panorama do sistema elétrico está em constante transformação. Neste contexto, o mercado de flexibilidade local surge como uma solução inovadora, permitindo uma gestão mais inteligente e eficiente da rede.

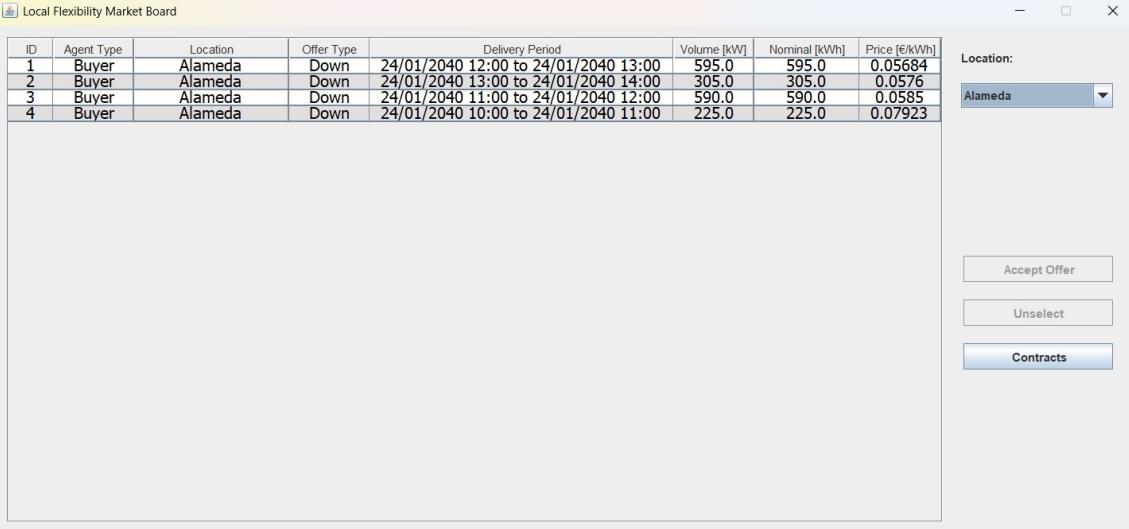
Deste modo, o ORD pode contratualizar flexibilidade recorrendo ao mercado de flexibilidade local para resolver os congestionamentos identificados na Tabela 6.1. Esta abordagem permite uma gestão mais eficiente da rede, maximizando o uso de recursos disponíveis no mercado em vez de recorrer a investimentos em infraestruturas mais dispendiosas.

Devido à característica previsível dos congestionamentos, o ORD antecipa a sua ocorrência e recorre ao mercado de flexibilidade local para resolvê-los de forma proativa. Em consequência destas ações, o ORD participa no mercado submetendo quatro ofertas de compra para redução de consumo (*Down*) no dia 24 de janeiro de 2040.

Estas ofertas destinam-se aos períodos:

- Das 10 horas às 11 horas;
- Das 11 horas às 12 horas;
- Das 12 horas às 13 horas;
- Das 13 horas às 14 horas.

Cada oferta apresenta a quantidade necessária, em kW, para resolver o congestionamento previsto. Os detalhes destas ofertas apresentam-se na Figura 6.5.



The screenshot shows a software window titled "Local Flexibility Market Board". It contains a table with the following data:

ID	Agent Type	Location	Offer Type	Delivery Period	Volume [kW]	Nominal [kWh]	Price [€/kWh]
1	Buyer	Alameda	Down	24/01/2040 12:00 to 24/01/2040 13:00	595.0	595.0	0.05684
2	Buyer	Alameda	Down	24/01/2040 13:00 to 24/01/2040 14:00	305.0	305.0	0.0576
3	Buyer	Alameda	Down	24/01/2040 11:00 to 24/01/2040 12:00	590.0	590.0	0.0585
4	Buyer	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	225.0	225.0	0.07923

Below the table is a large empty rectangular area. To the right of the table, there is a "Location:" dropdown menu currently set to "Alameda". Below this are three buttons: "Accept Offer", "Unselect", and "Contracts".

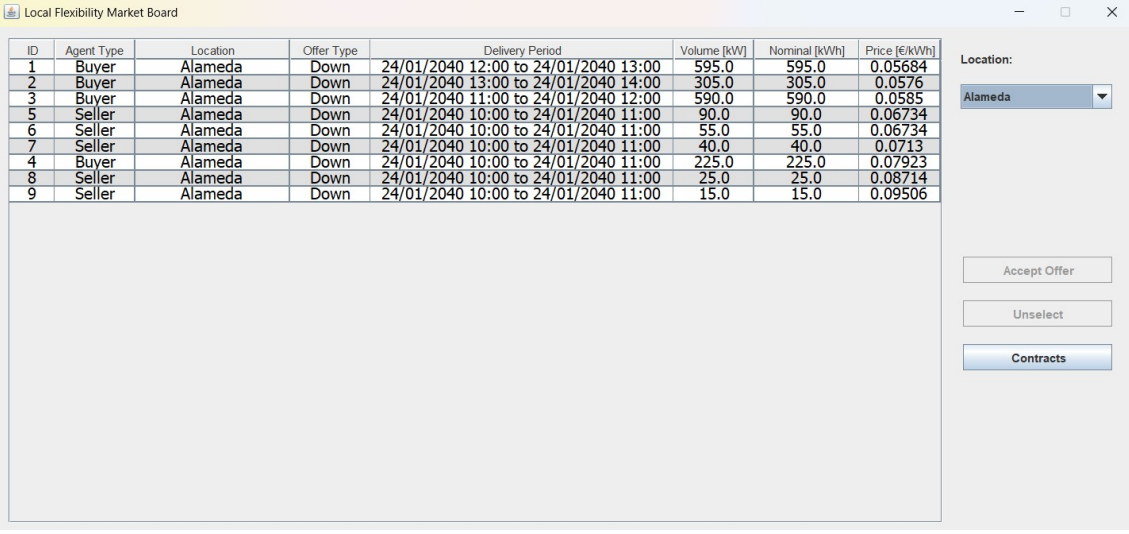
Figura 6.5: Ofertas da E-REDES no Dia 24 de Janeiro de 2040.

Os agentes de mercado vendedores, ao consultarem a janela das ofertas ilustradas na Figura 6.5, têm a possibilidade de aceitar as ofertas pelo preço proposto, comprometendo-se a disponibilizar a quantidade de flexibilidade requerida na localidade e no período especificado. Alternativamente, os vendedores podem optar por submeter ao mercado uma nova oferta:

- Com um preço mais elevado;
- Com uma quantidade de flexibilidade (em kW) inferior, devido às limitações nas características técnicas ou operacionais dos agentes vendedores.

Para o período horário entre as 10h00 e as 11h00, os agentes vendedores incluem o Cliente Industrial A, Cliente Industrial B, Cliente Industrial C, o Agregador 1 e o Agregador 2, que apresentam as respetivas ofertas, conforme representado na Figura 6.6.

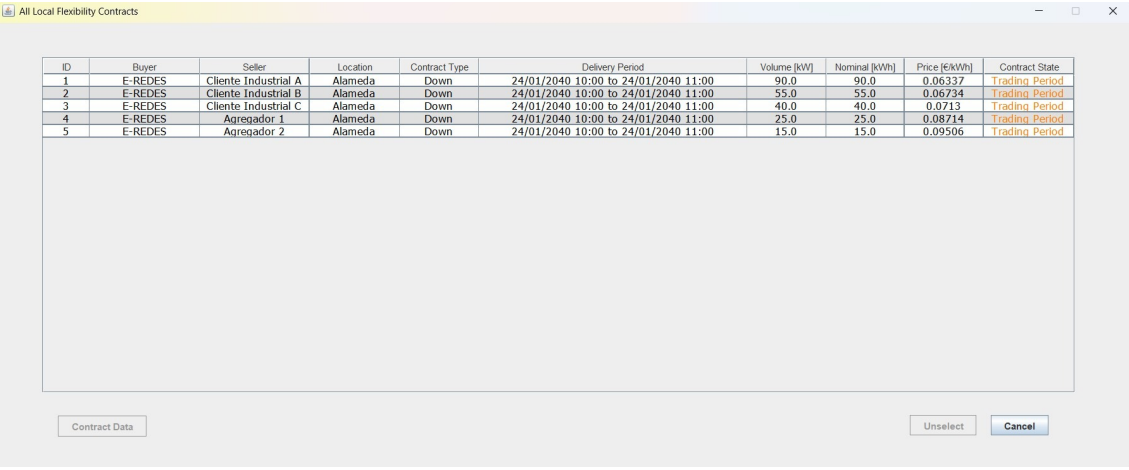
6.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS



ID	Agent Type	Location	Offer Type	Delivery Period	Volume [kW]	Nominal [kWh]	Price [€/kWh]
1	Buyer	Alameda	Down	24/01/2040 12:00 to 24/01/2040 13:00	595.0	595.0	0.05684
2	Buyer	Alameda	Down	24/01/2040 13:00 to 24/01/2040 14:00	305.0	305.0	0.0576
3	Buyer	Alameda	Down	24/01/2040 11:00 to 24/01/2040 12:00	590.0	590.0	0.0585
5	Seller	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	90.0	90.0	0.06734
6	Seller	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	55.0	55.0	0.06734
7	Seller	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	40.0	40.0	0.0713
4	Buyer	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	225.0	225.0	0.07923
8	Seller	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	25.0	25.0	0.08714
9	Seller	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	15.0	15.0	0.09506

Figura 6.6: Ofertas dos Agentes Vendedores no Dia 24 de Janeiro de 2040 para o Período das 10 Horas às 11 Horas.

Como se observa na Figura 6.6, os agentes vendedores submeteram as suas ofertas de forma competitiva, refletindo as dinâmicas do mercado de flexibilidade local. Para resolver o congestionamento previsto, a E-REDES aceitou as ofertas dos agentes vendedores, celebrando cinco contratos, que se encontram detalhados na Figura 6.7.



ID	Buyer	Seller	Location	Contract Type	Delivery Period	Volume [kW]	Nominal [kWh]	Price [€/kWh]	Contract State
1	E-REDES	Cliente Industrial A	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	90.0	90.0	0.06337	Trading Period
2	E-REDES	Cliente Industrial B	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	55.0	55.0	0.06734	Trading Period
3	E-REDES	Cliente Industrial C	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	40.0	40.0	0.0713	Trading Period
4	E-REDES	Agregador 1	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	25.0	25.0	0.08714	Trading Period
5	E-REDES	Agregador 2	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	15.0	15.0	0.09506	Trading Period

Figura 6.7: Contratos Celebrados no Dia 24 de Janeiro de 2040 para o Período das 10 Horas às 11 Horas.

Após a celebração destes contratos, a janela de ofertas no mercado apresenta três ofertas de compra, todas associadas ao ORD, correspondentes aos restantes períodos do dia 24 de janeiro de 2040, como se apresenta na Figura 6.8. O modo de operação do mercado e o processo de celebração de contratos nos outros períodos será semelhante ao observado no período horário das 10 horas às 11 horas.

ID	Agent Type	Location	Offer Type	Delivery Period	Volume [kW]	Nominal [kWh]	Price [€/kWh]
3	Buyer	Alameda	Down	24/01/2040 12:00 to 24/01/2040 13:00	595.0	595.0	0.05684
4	Buyer	Alameda	Down	24/01/2040 13:00 to 24/01/2040 14:00	305.0	305.0	0.0576
2	Buyer	Alameda	Down	24/01/2040 11:00 to 24/01/2040 12:00	590.0	590.0	0.0585

Figura 6.8: Ofertas da E-REDES no Dia 24 de Janeiro de 2040 Após Contratação das 10 Horas às 11 Horas.

Quando o período compreendido entre as 10 horas e as 11 horas do dia 24 de janeiro de 2040 for alcançado, o *Contract State* das ofertas apresentadas na Figura 6.7 mudará automaticamente para *Delivery Period*, indicando que os contratos estão em fase de execução. Após o término deste período, o estado dos contratos será atualizado para *Finished*, refletindo a conclusão das obrigações contratuais.

Na Figura 6.9(a), apresenta-se o consumo horário correspondente ao código postal 1000, sem recurso ao mercado de flexibilidade local. Como se pode observar tanto na Figura 6.9(a) como na Tabela 6.1, identificam-se quatro períodos em que o consumo horário excede o *threshold* de 30 MW.

No entanto, após a intervenção no mercado de flexibilidade local e a celebração dos contratos necessários, o consumo horário para o mesmo código postal, com os congestionamentos resolvidos, é apresentado na Figura 6.9(b). Este resultado demonstra a eficácia do mercado de flexibilidade local na resolução dos congestionamentos previstos.

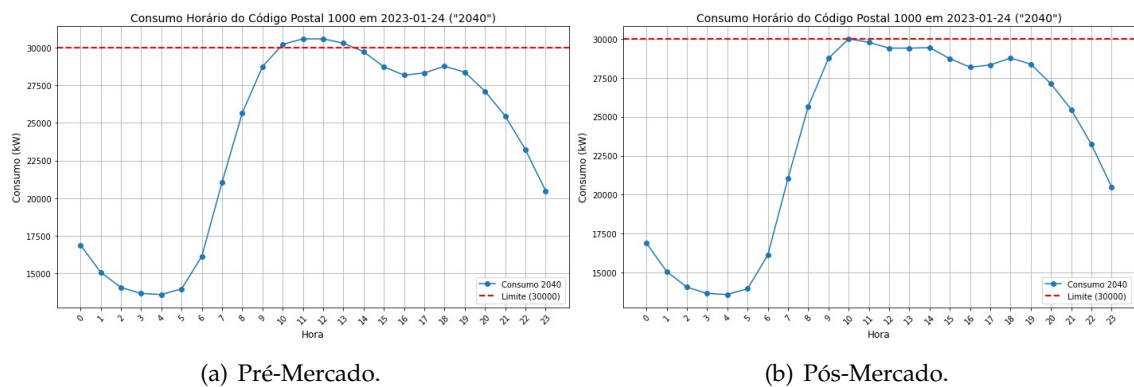


Figura 6.9: Consumo Horário do Código Postal 1000 do Dia 24 de Janeiro de 2040.

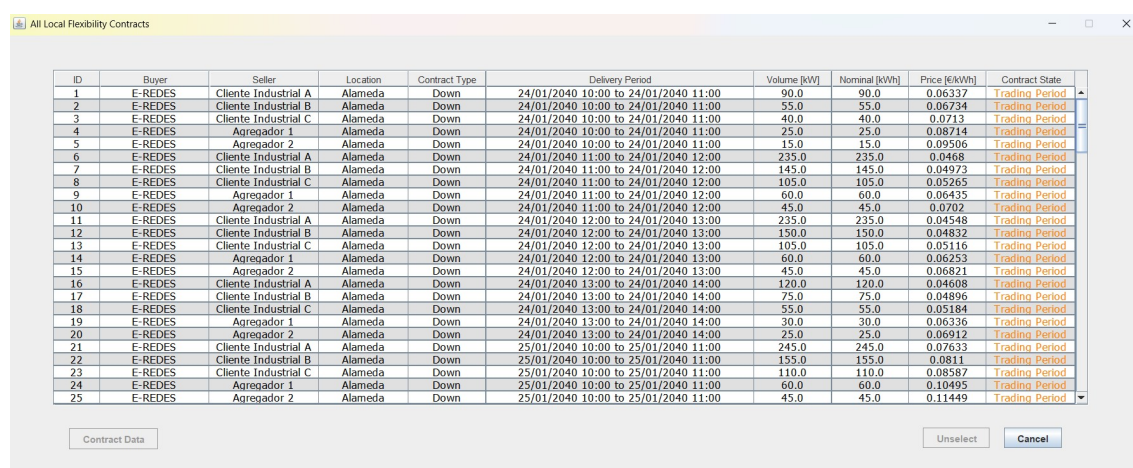
6.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Encontram-se agora reunidos os conhecimentos e as condições necessárias para resolver os congestionamentos apresentados na Tabela 6.1, tendo em consideração a participação ativa dos cinco agentes vendedores de mercado previamente mencionados. Estes agentes, através da sua flexibilidade e competitividade, permitem solucionar os congestionamentos de forma eficiente, assegurando o cumprimento das necessidades identificadas pelo ORD e pelo BRP no mercado de flexibilidade local.

No entanto, para simplificar o caso de estudo e considerando o foco principal na resolução de congestionamentos, as ofertas submetidas pelo BRP serão negligenciadas neste contexto.

Recorrendo ao Menu Caso de Estudo da interface gráfica, descrito na secção 5.1.4, é disponibilizada a janela representada na Figura 6.10, onde são apresentados os contratos necessários para resolver os congestionamentos identificados na Tabela 6.1.

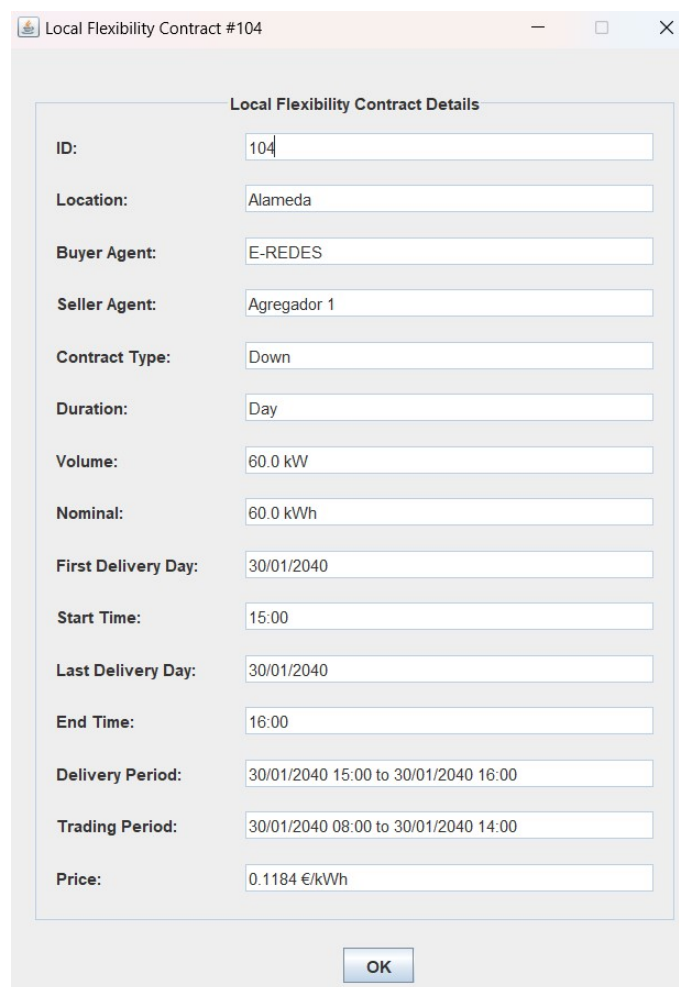
Na Figura 6.10, encontra-se um total de 135 contratos celebrados, com detalhes sobre cada transação.



ID	Buyer	Seller	Location	Contract Type	Delivery Period	Volume [kW]	Nominal [kWh]	Price [€/kWh]	Contract State
1	E-REDES	Cliente Industrial A	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	90.0	90.0	0.06337	Trading Period
2	E-REDES	Cliente Industrial B	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	55.0	55.0	0.06734	Trading Period
3	E-REDES	Cliente Industrial C	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	40.0	40.0	0.0713	Trading Period
4	E-REDES	Agregador 1	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	25.0	25.0	0.08714	Trading Period
5	E-REDES	Agregador 2	Alameda	Down	24/01/2040 10:00 to 24/01/2040 11:00	15.0	15.0	0.09506	Trading Period
6	E-REDES	Cliente Industrial A	Alameda	Down	24/01/2040 11:00 to 24/01/2040 12:00	235.0	235.0	0.0468	Trading Period
7	E-REDES	Cliente Industrial B	Alameda	Down	24/01/2040 11:00 to 24/01/2040 12:00	145.0	145.0	0.04973	Trading Period
8	E-REDES	Cliente Industrial C	Alameda	Down	24/01/2040 11:00 to 24/01/2040 12:00	105.0	105.0	0.05265	Trading Period
9	E-REDES	Agregador 1	Alameda	Down	24/01/2040 11:00 to 24/01/2040 12:00	60.0	60.0	0.06435	Trading Period
10	E-REDES	Agregador 2	Alameda	Down	24/01/2040 11:00 to 24/01/2040 12:00	45.0	45.0	0.0702	Trading Period
11	E-REDES	Cliente Industrial A	Alameda	Down	24/01/2040 12:00 to 24/01/2040 13:00	235.0	235.0	0.04548	Trading Period
12	E-REDES	Cliente Industrial B	Alameda	Down	24/01/2040 12:00 to 24/01/2040 13:00	150.0	150.0	0.04832	Trading Period
13	E-REDES	Cliente Industrial C	Alameda	Down	24/01/2040 12:00 to 24/01/2040 13:00	105.0	105.0	0.05116	Trading Period
14	E-REDES	Agregador 1	Alameda	Down	24/01/2040 12:00 to 24/01/2040 13:00	60.0	60.0	0.06253	Trading Period
15	E-REDES	Agregador 2	Alameda	Down	24/01/2040 12:00 to 24/01/2040 13:00	45.0	45.0	0.06821	Trading Period
16	E-REDES	Cliente Industrial A	Alameda	Down	24/01/2040 13:00 to 24/01/2040 14:00	120.0	120.0	0.04608	Trading Period
17	E-REDES	Cliente Industrial B	Alameda	Down	24/01/2040 13:00 to 24/01/2040 14:00	75.0	75.0	0.04896	Trading Period
18	E-REDES	Cliente Industrial C	Alameda	Down	24/01/2040 13:00 to 24/01/2040 14:00	55.0	55.0	0.05184	Trading Period
19	E-REDES	Agregador 1	Alameda	Down	24/01/2040 13:00 to 24/01/2040 14:00	30.0	30.0	0.06336	Trading Period
20	E-REDES	Agregador 2	Alameda	Down	24/01/2040 13:00 to 24/01/2040 14:00	25.0	25.0	0.06912	Trading Period
21	E-REDES	Cliente Industrial A	Alameda	Down	25/01/2040 10:00 to 25/01/2040 11:00	245.0	245.0	0.07633	Trading Period
22	E-REDES	Cliente Industrial B	Alameda	Down	25/01/2040 10:00 to 25/01/2040 11:00	155.0	155.0	0.0811	Trading Period
23	E-REDES	Cliente Industrial C	Alameda	Down	25/01/2040 10:00 to 25/01/2040 11:00	110.0	110.0	0.08587	Trading Period
24	E-REDES	Agregador 1	Alameda	Down	25/01/2040 10:00 to 25/01/2040 11:00	60.0	60.0	0.10495	Trading Period
25	E-REDES	Agregador 2	Alameda	Down	25/01/2040 10:00 to 25/01/2040 11:00	45.0	45.0	0.11449	Trading Period

Figura 6.10: Janela com Todos os Contratos para a Resolução dos Congestionamentos para o Mês de Janeiro de 2040.

Adicionalmente, a interface disponibiliza a funcionalidade *Contract Data*, que permite examinar pormenorizadamente cada contrato. Um exemplo disso é o contrato com o ID 104, cujos detalhes são apresentados na Figura 6.11.



The screenshot shows a window titled "Local Flexibility Contract #104". Inside, there is a section titled "Local Flexibility Contract Details" containing a list of contract parameters, each with a label and a text input field. The parameters are: ID (104), Location (Alameda), Buyer Agent (E-REDES), Seller Agent (Agregador 1), Contract Type (Down), Duration (Day), Volume (60.0 kW), Nominal (60.0 kWh), First Delivery Day (30/01/2040), Start Time (15:00), Last Delivery Day (30/01/2040), End Time (16:00), Delivery Period (30/01/2040 15:00 to 30/01/2040 16:00), Trading Period (30/01/2040 08:00 to 30/01/2040 14:00), and Price (0.1184 €/kWh). An "OK" button is located at the bottom center of the window.

Field	Value
ID:	104
Location:	Alameda
Buyer Agent:	E-REDES
Seller Agent:	Agregador 1
Contract Type:	Down
Duration:	Day
Volume:	60.0 kW
Nominal:	60.0 kWh
First Delivery Day:	30/01/2040
Start Time:	15:00
Last Delivery Day:	30/01/2040
End Time:	16:00
Delivery Period:	30/01/2040 15:00 to 30/01/2040 16:00
Trading Period:	30/01/2040 08:00 to 30/01/2040 14:00
Price:	0.1184 €/kWh

Figura 6.11: Janela com a Informação Detalhada Referente ao Contrato com o ID 104.

6.2 Análise dos Resultados

Na presente secção, analisam-se os resultados obtidos no mercado de flexibilidade local, com particular ênfase nos contratos estabelecidos entre os agentes de mercado. Para uma análise detalhada, apresentam-se as seguintes Tabelas:

- Tabela 6.2: Resumo geral dos contratos celebrados, incluindo informações como o número total de contratos, volumes e preços negociados;
- Tabela 6.3: Contribuição dos contratos por vendedor, destacando o impacto de cada agente para o mercado;
- Tabela 6.4: Análise dos contratos estabelecidos por compradores, indicando os volumes adquiridos e os preços médios pagos.
- Tabela 6.5: Inclui os vendedores (receitas) e o comprador (custo).

Estas Tabelas permitem compreender a dinâmica do mercado e avaliar a eficácia do mesmo na resolução de congestionamentos.

Tabela 6.2: Parâmetros Mínimos, Médios e Máximos dos Contratos.

Parâmetro	Volume (kW)	Preço (€/kWh)	Número de Contratos
Médio	240,48	0,0868	-
Mínimo	5	0,0404	-
Máximo	1180	0,1828	-
Total	-	-	135

Tabela 6.3: Volume Total e Preço Médio dos Vendedores.

Vendedor	Volume Total (kW)	Preço Médio (€/kWh)
Cliente Industrial A	12980	0,0716
Cliente Industrial B	8115	0,0761
Cliente Industrial C	5685	0,0805
Agregador 1	3255	0,0984
Agregador 2	2430	0,1074

Tabela 6.4: Volume Total e Preço Médio do Comprador.

Comprador	Volume Total (kW)	Preço Médio (€/kWh)
E-REDES	32465	0,0868

Tabela 6.5: Tabela de Custos e Receitas por Agente.

Agente	Valor (€)	Tipo
Cliente Industrial A	1.039.206	Receitas
Cliente Industrial B	690.267	Receitas
Cliente Industrial C	511.835	Receitas
Agregador 1	358.179	Receitas
Agregador 2	291.771	Receitas
E-REDES	2.891.528	Custo

Conforme mencionado ao longo do estudo, o foco deste trabalho é a resolução de congestionamentos através do mercado de flexibilidade local. Como demonstrado na Figura 6.12, em nenhum momento o consumo horário referente ao código postal 1000 excede o *threshold* de 30 MW. Este resultado evidencia a eficácia do mercado na resolução dos congestionamentos e na garantia do funcionamento eficiente da rede elétrica.

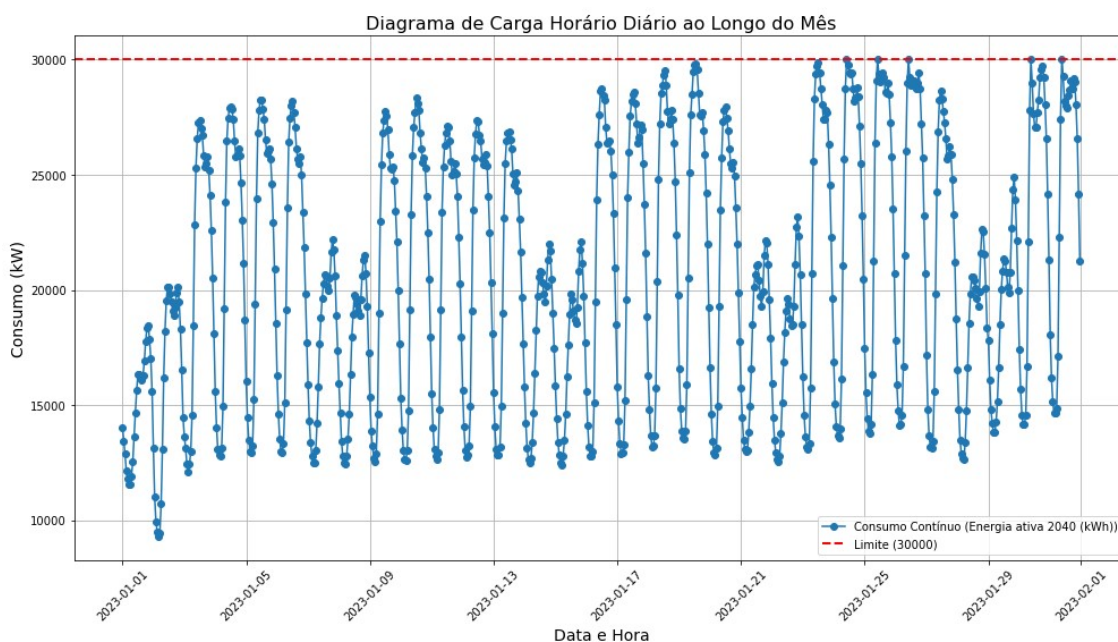


Figura 6.12: Diagrama de Carga do Mês de Janeiro 2040 Após Mercado.

Na Figura 6.13 apresenta-se a análise da relação entre o volume e o preço dos contratos, representados num gráfico de dispersão. Este gráfico permite observar padrões e correlações entre estas duas variáveis fundamentais nos mercados de flexibilidade local. A dispersão dos pontos reflete as diferentes combinações de volume e preço ao longo dos contratos analisados. De uma forma geral, é possível observar uma tendência de dispersão significativa, indicando que não há uma correlação linear forte entre o volume e o preço.

Estes resultados destacam a importância de considerar não só os volumes mas também as condições específicas do mercado no momento da negociação para compreender melhor as dinâmicas de preços nos mercados de flexibilidade local. Adicionalmente, reforçam a necessidade de aprofundar análises estatísticas ou econométricas para identificar fatores subjacentes que possam explicar variações nos preços em função dos volumes contratados.

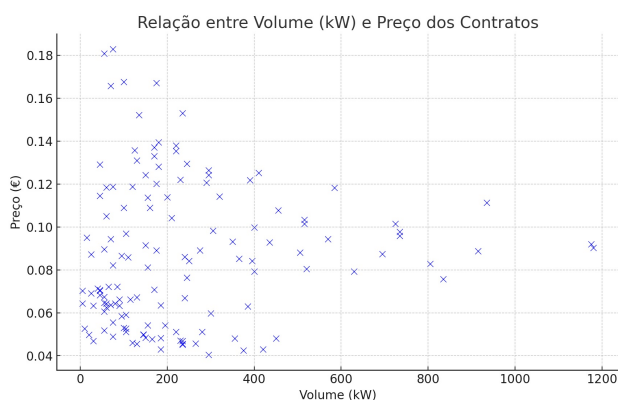


Figura 6.13: Gráfico de Dispersão: Relação entre o Volume e o Preço.

A Tabela 6.2 apresenta uma visão global das características dos contratos analisados. O volume médio dos contratos é de 240,48 kW, enquanto o preço médio praticado é de 0,0868 €/kWh. Os valores mínimos indicam que o menor volume contratado foi de 5 kW, enquanto o menor preço praticado foi de 0,0404 €/kWh, embora estes dois parâmetros não estejam associados ao mesmo contrato. De forma semelhante, os valores máximos revelam um contrato com 1180 kW e outro com um preço de 0,1828 €/kWh, que também não estão diretamente relacionados. Ao todo, foram analisados 135 contratos, evidenciando uma diversidade significativa em termos de volumes e preços praticados.

A Tabela 6.3 fornece uma análise detalhada do volume total negociado e do preço médio praticado pelos diferentes vendedores. Os clientes industriais apresentam volumes significativamente maiores, com o Cliente Industrial A destacando-se com 12.980 kW a um preço médio de 0,0716 €/kWh. Os agregadores, por outro lado, têm volumes mais modestos, mas praticam preços médios mais elevados, como o Agregador 2, que apresenta um preço médio de 0,1074 €/kWh. Estes resultados refletem diferentes estratégias e perfis de atuação no mercado.

Na Tabela 6.4, observa-se que o comprador único, a E-REDES, adquiriu um volume total de 32.465 kW a um preço médio de 0,0868 €/kWh. Este dado consolida a sua posição central no mercado, sendo o principal agregador de flexibilidade, o que reforça a importância de políticas de regulação e negociação para garantir eficiência e equidade no mercado. É importante salientar que a BRP foi excluída desta análise, dado que o foco do caso de estudo é a resolução de congestionamentos. Apesar de poder haver coordenação com o ORT, tal abordagem foi excluída deste caso de estudo, conforme mencionado no capítulo 4.

A Tabela 6.5, referente aos custos e receitas, apresenta o impacto financeiro dos contratos celebrados no mercado de flexibilidade local para os diferentes agentes. Os vendedores, compostos por clientes industriais e agregadores, obtiveram receitas que variam entre 291.771 €, alcançados pelo Agregador 2, e 1.039.206 €, obtidos pelo Cliente Industrial A, que registou a maior receita entre os participantes.

Por outro lado, a E-REDES, como único comprador no mercado, incorreu num custo total de 2.891.528 €. Este valor reflete o investimento necessário para garantir a flexibilidade do sistema elétrico na zona geográfica correspondente à Alameda.

Esses dados permitem compreender a distribuição dos valores no mercado, avaliando a viabilidade económica do modelo e a sustentabilidade financeira dos agentes, além de reforçar o impacto positivo da utilização do mercado de flexibilidade na gestão eficiente da rede elétrica.

6.3 Discussão de Impactos

A análise do caso de estudo demonstra a eficácia e os benefícios do mercado de flexibilidade local na resolução de congestionamentos e na gestão eficiente da rede elétrica, especialmente num cenário de maior integração de fontes renováveis e de crescimento

da eletrificação. Nesta secção, discute-se o impacto destas soluções, abordando tanto os benefícios a curto e longo prazo como a necessidade de expandir a análise para outros contextos geográficos e temporais.

Os resultados do estudo evidenciam que o mercado de flexibilidade local permite uma gestão ágil e eficiente da rede elétrica. A capacidade de resolver congestionamentos através de contratos de flexibilidade reduz a necessidade de intervenções estruturais imediatas, como a expansão da capacidade de subestações ou o reforço de linhas de distribuição. Isto traduz-se numa redução de custos operacionais e num melhor aproveitamento da infraestrutura existente.

Adicionalmente, os agentes de mercado, especialmente os consumidores industriais e os agregadores, encontram no mercado de flexibilidade uma nova oportunidade de gerar receitas através da disponibilização de flexibilidade. Este incentivo promove a participação ativa de diferentes agentes, aumentando a liquidez e a competitividade do mercado.

A adoção de mercados de flexibilidade local contribui significativamente para a transição energética e para a descarbonização do setor elétrico. Ao integrar de forma mais eficaz fontes renováveis e ao permitir uma melhor resposta a eventos de elevada variabilidade na produção e no consumo, estas soluções reforçam a resiliência e a sustentabilidade do sistema elétrico.

Além disso, o mercado de flexibilidade local incentiva a inovação tecnológica e a modernização das redes elétricas, uma vez que requer a implementação de sistemas avançados de medição, monitorização e gestão de dados. A longo prazo, estas infraestruturas serão essenciais para acomodar o crescimento contínuo da eletrificação e a descentralização da geração de energia.

Embora o presente estudo tenha demonstrado a viabilidade do mercado de flexibilidade local na zona geográfica do código postal 1000 (Lisboa - Alameda), é essencial expandir a análise para outras áreas e períodos do ano. As características geográficas, os perfis de consumo e geração, e as condições meteorológicas podem variar significativamente, influenciando a dinâmica do mercado e a eficácia das soluções propostas.

Por exemplo, zonas predominantemente residenciais ou rurais podem apresentar desafios distintos, como a menor densidade de consumidores ou a menor diversidade de perfis de consumo. Da mesma forma, períodos como o verão, caracterizados por um aumento da utilização de sistemas de refrigeração, podem exigir estratégias diferentes para a gestão da flexibilidade.

Outro aspeto relevante a considerar é o impacto socioeconómico do mercado de flexibilidade local. A criação deste mercado pode promover o desenvolvimento socioeconómico e oportunidades de negócio, impulsionando a economia local. Além disso, a redução de custos operacionais pode ser traduzida em menores tarifas para os consumidores finais, viabilizando a aceitação pública destas soluções.

CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO

O presente capítulo apresenta as conclusões finais da dissertação, consolidando os principais resultados obtidos e analisando o papel dos mercados de flexibilidade local na modernização do setor elétrico.

A secção 7.1 sintetiza os principais contributos do trabalho, reforçando a relevância dos mercados de flexibilidade como ferramentas essenciais para enfrentar desafios técnicos e operacionais dos sistemas elétricos modernos.

Na secção 7.2, apresentam-se propostas para investigação futura, sugerindo a expansão do estudo para diferentes cenários regionais e temporais, a análise da resposta a eventos extremos e a avaliação dos impactos ambientais. Estas recomendações visam aprofundar o conhecimento sobre os mercados de flexibilidade e contribuir para a sua implementação sustentável no setor elétrico.

7.1 Síntese Conclusiva

Compreende-se que, para que cada país cumpra as metas definidas no PNEC e se consiga alcançar uma neutralidade carbónica até 2050, a introdução de elevados níveis de geração renovável nos perfis de produção dos países europeus é algo inevitável e de extrema importância.

As características inerentes das FER adicionam uma série de obstáculos ao funcionamento contínuo e estável do setor elétrico. Apresentaram-se algumas dessas adversidades, como a invariabilidade de produção que desequilibra o balanço entre a oferta e a procura, e a importância de um *mix* energético variado. Explicou-se que a eletricidade não é uma *commodity* comum e que os fluxos energéticos e as propriedades físicas influenciam o seu comércio surgindo a necessidade de Operadores de Sistemas responsáveis pela estabilidade da rede elétrica.

Descreveu-se a evolução dos sistemas elétricos antes da liberalização dos mercados de eletricidade, considerando-se relevante compreender o passado e as ações que levaram à mudança. Referiu-se o modo de funcionamento de um MEE, nomeadamente o MIBEL e alguma incidência na tendência de aglutinação dos vários mercados europeus no Mercado

Interno de Energia, expondo-se, por exemplo, a importância da capacidade de interligação transfronteiriça.

Este desenho do mercado elétrico tem intrínseco o crescimento significativo de FER, sendo que, devido à sua volatilidade, é de extrema importância que esta evolução do mercado tenha bem assente a melhoria na segurança de abastecimento e na resiliência a instabilidades nos preços. É fulcral manter certos elementos do atual modelo de mercado que provaram ser competitivos e que funcionam bem, de modo a assegurar uma transição suave.

Relacionou-se a crescente importância da flexibilidade com o aumento da geração renovável, identificando-se medidas do lado da oferta e da procura. Esta evolução exige estratégias que equilibrem tecnologia, regulação e operação em sistemas cada vez mais descentralizados. Os mercados de flexibilidade local surgem como resposta às limitações dos modelos tradicionais, que dependiam de reforços de rede e cortes em renováveis para gerir congestionamentos. Os LFM permitem aos operadores de rede usar recursos distribuídos para responder a necessidades locais, promovendo a integração de DER, reduzindo custos operacionais e apoiando os objetivos da transição energética. Garantir um sistema operacional estável, livre de combustíveis fósseis e com incentivos ao investimento em FER será essencial para a sustentabilidade e resiliência do sistema elétrico futuro.

A regulamentação europeia, apoiada por iniciativas como o Pacto Ecológico Europeu e o Pacote *Fit for 55*, destacou-se por estabelecer um quadro claro para a participação dos agentes de mercado e a gestão de congestionamentos. Este enquadramento regulatório tem sido fundamental para viabilizar o funcionamento dos LFM, assegurando condições adequadas para a sua integração no sistema elétrico.

Entre os principais desafios enfrentados pelos LFM, destacaram-se a necessidade de coordenação entre ORT e ORD, a definição de padrões para os produtos de flexibilidade e o alívio de práticas manipuladoras no mercado.

Efetuiu-se uma análise dos LFM que têm sido amplamente testados em projetos-piloto na Europa, destacando-se como instrumentos complementares aos mecanismos regulatórios tradicionais para a gestão de congestionamentos. Exemplos notáveis incluem as plataformas *Piclo Flex* no Reino Unido, *NODES* na Noruega e *GOPACS* nos Países Baixos.

Constatou-se que, os LFM oferecem benefícios claros que os tornam ferramentas promissoras para a gestão de redes elétricas no contexto da transição energética. Entre os principais benefícios, destacou-se a transparência, que promove a visibilidade da oferta e da procura de flexibilidade, incentivando uma maior eficiência no mercado. Adicionalmente, os LFM facilitam a participação de recursos locais, permitindo a contribuição ativa de consumidores, comunidades e agregadores para a estabilidade da rede. Outro benefício significativo é a redução de custos operacionais, uma vez que os LFM diminuem a necessidade de reforços na infraestrutura e maximizam o uso eficiente dos recursos existentes.

Demonstrou-se que, embora ainda estejam numa fase inicial, os LFM possuem um

enorme potencial para se tornarem soluções permanentes na gestão de redes elétricas. Contudo, será indispensável superar as barreiras técnicas e regulatórias existentes para garantir uma expansão sustentável e eficiente, consolidando o papel dos LFM como elementos chave na transição energética.

Propôs-se um mercado de flexibilidade local para abordar os desafios técnicos e económicos associados à gestão de redes de distribuição. Este modelo baseou-se na inclusão de diversos participantes, como ORD, FSP, agregadores e *prosumers*, promovendo um sistema colaborativo e eficiente. A estrutura do mercado integrou características essenciais, como a padronização de produtos de flexibilidade, que reduziu a complexidade e aumentou a transparência, bem como um mecanismo de remuneração de preços baseado em PAB, assegurando previsibilidade financeira para os participantes. Além disso, a interação com mercados grossistas permite maior colaboração entre recursos locais e necessidades do sistema elétrico, contribuindo para uma gestão mais eficiente.

Identificou-se também incentivos para aumentar a participação no mercado, como pagamentos de reserva e contratos a longo prazo. Contudo, optou-se por deixar alguns desses mecanismos para fases futuras, priorizando uma implementação inicial simplificada e acessível, capaz de fomentar a entrada de participantes e o desenvolvimento gradual do mercado.

Desenvolveu-se o MMFL como uma ferramenta educativa e prática para simular as operações de um mercado de flexibilidade. Implementado em Java, o MMFL permite gerir participantes, simular negociações e analisar resultados por meio de uma interface gráfica intuitiva. O sistema suporta operações como submissão de ofertas, gestão de contratos e integração de dados, utilizando filtros avançados para promover transparência e eficiência no mercado.

Este módulo reforçou os conceitos teóricos apresentados ao longo da dissertação, contribuindo para a aplicação prática de estratégias de mercado e incentivando a adoção de soluções de flexibilidade como resposta aos desafios da transição energética.

O caso de estudo demonstrou a eficácia do mercado de flexibilidade local na resolução de congestionamentos na rede elétrica, com base em dados simulados para a zona geográfica do código postal 1000, em Lisboa. A análise revelou que, ao longo de janeiro de 2040, celebraram-se 135 contratos, envolvendo diferentes agentes, como clientes industriais e agregadores. Estes contratos garantiram a redução de picos de consumo, melhoraram a eficiência da rede e promoveram benefícios económicos para os participantes, como evidenciado pelos ganhos financeiros dos vendedores e pelos custos geridos do comprador, a E-REDES.

Os mercados de flexibilidade local demonstraram ser uma solução viável e necessária para enfrentar os desafios impostos pela transição energética. Contudo, a sua implementação em larga escala exige esforços coordenados para superar barreiras técnicas, económicas e regulatórias. Esta dissertação contribuiu para a compreensão desses mercados, fornecendo recomendações práticas e teóricas para apoiar a transição energética em Portugal e na Europa.

7.2 Propostas para Trabalho Futuro

Com base nos resultados obtidos e na análise discutida, recomendam-se os seguintes passos futuros:

- **Estudo de Outras Regiões:** Expandir a análise para áreas rurais, industriais e urbanas com características distintas, como o Norte de Portugal ou regiões predominantemente agrícolas.
- **Avaliação de Diferentes Períodos:** Realizar estudos em meses como agosto ou dezembro, que apresentam perfis de consumo e produção significativamente diferentes devido a fatores sazonais.
- **Simulações de Eventos Extremos:** Testar a capacidade do mercado de flexibilidade em responder a eventos de grande impacto, como ondas de calor, períodos de seca ou tempestades severas.
- **Análise de Benefícios Ambientais:** Quantificar os impactos ambientais, como a redução de emissões de gases com efeito de estufa e o aumento da integração de fontes renováveis.
- **Desenvolvimento de Políticas Públicas:** Reforçar a regulamentação e o apoio governamental para incentivar a adesão e o desenvolvimento do mercado de flexibilidade local.
- **Melhorias no Modelo de Mercado:** Otimizar os mecanismos de licitação para garantir maior competitividade e transparência. Além disso, é necessário implementar soluções que reduzam o tempo de resposta dos agentes, facilitando a participação em tempo real. Também se recomenda a ampliação dos critérios de avaliação das ofertas, incorporando métricas como sustentabilidade e eficiência energética, além de preço e volume. Deve-se ainda estabelecer a coordenação entre o ORT e o ORD, assegurando uma gestão mais eficiente da rede e a integração de mercados de diferentes níveis. Adicionalmente, a implementação de pagamentos de reserva e contratos a longo prazo pode aumentar a previsibilidade e incentivar investimentos em flexibilidade. Por fim, devem ser introduzidas funcionalidades que incentivem a participação de novos agentes, como comunidades energéticas e pequenos consumidores.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Conselho da União Europeia. *Paris Agreement on Climate Change*. Acedido em 19/01/2024. URL: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/paris-agreement-climate/>.
- [2] Conselho da União Europeia. *Energia renovável: Conselho adota novas regras*. Acedido em 19/01/2024. URL: <https://www.consilium.europa.eu/pt/press/press-releases/2023/10/09/renewable-energy-council-adopts-new-rules/>.
- [3] F. Lopes. «Chapter 3 - From wholesale energy markets to local flexibility markets: structure, models and operation». Em: *Local Electricity Markets*. Ed. por T. Pinto, Z. Vale e S. Widergren. Academic Press, 2021, pp. 37–61. ISBN: 978-0-12-820074-2. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820074-2.00009-5>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128200742000095>.
- [4] ERSE. *Liberalização do mercado de energia elétrica em Portugal*. Acedido em 10/02/2024. 2022. URL: https://www.erse.pt/media/g5bngcw/20220626_slides_cpfl_pv_partilhado.pdf.
- [5] AEA e ACER. *Flexibility Solutions to Support a Decarbonised and Secure EU Electricity System*. Acedido em 04/03/2024. 2023. URL: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/flexibility-solutions-to-support>.
- [6] ACER. *Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*. Acedido em 04/03/2024. 2022. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf.
- [7] P. Cramton. «Electricity market design». Em: *Oxford Review of Economic Policy* 33 (2017-12), pp. 589–612. DOI: [10.1093/oxrep/grx041](https://doi.org/10.1093/oxrep/grx041).
- [8] ACER. *2023 Market Monitoring Report: Barriers to Demand Response and Other Distributed Energy Resources*. Acedido em 05/03/2024. URL: <https://www.acer.europa.eu/barriers-demand-response-and-other-distributed-energy-resources-2023-market-monitoring-report>.

- [9] A. Haque et al. «Congestion management in smart distribution network». Em: *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. 2014, pp. 1–6. DOI: [10.1109/UPEC.2014.6934751](https://doi.org/10.1109/UPEC.2014.6934751).
- [10] M. Energy. *How local flexibility markets for electricity work*. Acedido em 06/03/2024. 2019. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=rzU6J8ZLCkw>.
- [11] AEA. *Share of energy consumption from renewable sources in Europe*. Acedido em 02/04/2024. 2024. URL: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/share-of-energy-consumption-from>.
- [12] ACER e CEER. *Energy Retail and Consumer Protection 2023 Market Monitoring Report*. Acedido em 10/04/2024. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2023_MMR_Energy_Retail_Consumer_Protection.pdf.
- [13] ERSE. *Relatório Anual sobre os Mercados de Eletricidade e de Gás Natural em 2023*. Acedido em 10/04/2024. URL: https://www.erse.pt/media/2knplxqj/relat%C3%B3rio_ce-2023_pt.pdf.
- [14] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. *Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera os Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União*. Acedido em 10/05/2024. URL: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj>.
- [15] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. *Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera as Diretivas (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União*. Acedido em 13/05/2024. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1711/oj>.
- [16] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. *Regulamento (UE) 2019/942 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, que cria a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia*. Acedido em 14/05/2024. URL: <http://data.europa.eu/eli/reg/2019/942/oj>.
- [17] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. *Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade*. Acedido em 14/05/2024. URL: <http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>.
- [18] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. *Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis*. Acedido em 14/05/2024. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>.

- [19] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. *Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho*. Acedido em 14/05/2024. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>.
- [20] Cuatrecasas. *Principais Aspetos da Reforma do Mercado Europeu da Eletricidade*. Acedido em 29/05/2024. URL: <https://www.cuatrecasas.com/pt/portugal/energia-infraestrutura/art/principais-aspetos-da-reforma-do-mercado-europeu-da-eletricidade>.
- [21] Perez Llorca. *Reforma del Mercado Europeo de la Electricidad*. Acedido em 29/05/2024. URL: <https://www.perezllorca.com/pt/actualidad/nota-legal/reforma-del-mercado-europeo-de-la-electricidad/>.
- [22] ACER e CEER. *Challenges of the Future Electricity System: Recommendations and Commitments*. Acedido em 30/05/2024. 2024. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Future_electricity_system_challenges_2024.pdf.
- [23] THOMASSEN, Georg et al. *Redispatch and Congestion Management*. 2024. DOI: 10.2760/853898.
- [24] D. F. M. KOOLEN Derck e B. Sebastian. *Flexibility Requirements in Future European Power Systems*. 2023. DOI: 10.2760/384443.
- [25] Iberdrola. *História da eletricidade*. Acedido em 02/06/2024. URL: <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/historia-eletricidade>.
- [26] Goldenergy. *O que é um Comercializador de Último Recurso*. Acedido em 06/06/2024. URL: <https://goldenergy.pt/glossario/comercializador-ultimo-recurso-cur/>.
- [27] D. Kirschen e G. Strbac. *Fundamentals of Power System Economics*. English. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2004. ISBN: 0-470-84572-4. DOI: 10.1002/0470020598.
- [28] Daniela Rebelo. «Análise da Influência da Produção Eólica sobre os Preços do Mercado Ibérico de Eletricidade». Orientador: Doutor Fernando Jorge Ferreira Lopes; Coorientadora: Doutora Anabela Monteiro Gonçalves Pronto. Acedido em 15/06/2024. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, 2019. URL: <http://hdl.handle.net/10362/93427>.
- [29] J. Borges. «MIBEL and the Market Splitting - 5th International Conference on the European electricity market». Em: *2008 5th International Conference on the European Electricity Market*. 2008, pp. 1–5. DOI: 10.1109/EEM.2008.4579105.
- [30] OMIP. *Funções*. Acedido em 20/06/2024. URL: <https://www.omip.pt/pt/funcoes-omip>.
- [31] OMIE. *Sobre nós*. Acedido em 20/06/2024. URL: <https://www.omie.es/pt/sobre-nosotros>.

- [32] MIBEL. *Constituição*. Acedido em 20/06/2024. URL: <https://www.mibel.com/conselho-de-reguladores/constituicao/>.
- [33] Frederico Atanásio. «Mercados de Energia Elétrica: Simulador Didático para Estudantes Universitários». Orientador: Doutor Fernando Jorge Ferreira Lopes; Coorientadora: Doutora Anabela Monteiro Gonçalves Pronto. Acedido em 25/06/2024. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, 2020. URL: <http://hdl.handle.net/10362/106549>.
- [34] OMIE. *Principais Resultados do Mercado Elétrico*. Acedido em 26/06/2024. 2023. URL: https://www.omie.es/sites/default/files/2024-01/omie_informe_precios_2023_PT.pdf.
- [35] ACER. *2023 Market Monitoring Report on Cross-Zonal Capacities and the 70% Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade (MACZT)*. Acedido em 26/06/2024. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2023_MMR_MACZT.pdf.
- [36] W. Hogan. «Electricity Market Design and Zero-Marginal Cost Generation». Em: *Current Sustainable/Renewable Energy Reports* 9 (2022-03), pp. 1–12. DOI: [10.1007/s40518-021-00200-9](https://doi.org/10.1007/s40518-021-00200-9).
- [37] OMIE. *Mercado da electricidade*. Acedido em 02/07/2024. URL: <https://www.omie.es/pt/mercado-de-electricidad>.
- [38] ERSE. *Mercado*. Acedido em 02/07/2024. URL: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/mercado/>.
- [39] DGEG. *Mercado a Prazo*. Acedido em 07/07/2024. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/mibel/mercado-a-prazo/>.
- [40] Parlamento Europeu. *Mercado interno da energia | Fichas temáticas sobre a União Europeia*. Acedido em 07/07/2024. URL: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/pt/sheet/45/mercado-interno-da-energia>.
- [41] L. H. Lam, V. Ilea e C. Bovo. «Impact of the price coupling of regions project on the day-ahead electricity market in Italy». Em: *2017 IEEE Manchester PowerTech*. 2017, pp. 1–6. DOI: [10.1109/PTC.2017.7981215](https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981215).
- [42] Iniciativa Energia para a Sustentabilidade, Universidade de Coimbra. *A Transição Energética e os Recursos Energéticos Distribuídos*. Apresentação realizada em 6 de janeiro de 2021. Acedido em 10/07/2024. URL: <https://www.erse.pt/media/evhazwg1/20201206-efs-universidade-coimbra-transi%C3%A7%C3%A3o-energ%C3%A9tica-e-recursos-energ%C3%A9ticos-distribuidos.pdf>.

- [43] T. L. Afonso, A. C. Marques e J. A. Fuinhas. «Accommodating renewable energy sources in a small electricity market: An analysis considering the interactions of sources within Portugal and Spain». Em: *Heliyon* 5.8 (2019), e02354. ISSN: 2405-8440. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e02354>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844019360141>.
- [44] REN. *Informação de Sistema - Mercado de Eletricidade*. Acedido em 10/10/2024. URL: <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfSistema/Paginas/default.aspx>.
- [45] ERSE. *Diretiva n.º 20/2023: Aprova as regras especiais de participação da procura nos serviços de sistema*. Rel. téc. Acedido em 11/10/2024. ERSE, 2023. URL: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/diretiva/20-2023-835663385>.
- [46] ERSE. *Operação das Redes - Regulamentos de Eletricidade*. Acedido em 12/10/2024. URL: <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/operacao-das-redes/>.
- [47] ERSE. *Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico*. Rel. téc. Acedido em 12/10/2024. ERSE, 2023. URL: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/regulamento/816-2023-216251912>.
- [48] ERSE. *Projetos-piloto aprovados ao abrigo do artigo 78.º do Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico*. Rel. téc. Inclui detalhes sobre projetos de flexibilidade, como o FIRMe da E-Redes. Acedido em 13/10/2024. ERSE, 2023. URL: https://www.erse.pt/media/ugcnlvc2/lista_projetos_piloto_ror.pdf.
- [49] CEER. *DSO Procedures of Procurement of Flexibility: A CEER Paper*. Acedido em 17/11/2024. 2020. URL: <https://www.ceer.eu/publication/ceer-paper-on-dso-procedures-of-procurement-of-flexibility/>.
- [50] CEER. *Flexibility Use at Distribution Level: A CEER Conclusions Paper*. Acedido em 17/11/2024. 2018. URL: <https://www.ceer.eu/flexibility-use-at-distribution-level>.
- [51] NODES Market. *NODES Market Platform*. Acedido em 14/12/2024. URL: <https://nodesmarket.com>.
- [52] Enera Flexmarkt. *Market for Flexibility in Germany*. Acedido em 14/12/2024. URL: <https://www.energymeteo.com>.
- [53] Piclo Flex. *Independent Market Platform for Flexibility*. Acedido em 14/12/2024. URL: <https://www.picloflex.com>.
- [54] GOPACS Platform. *Grid Operator Platform for Congestion Solutions*. Acedido em 14/12/2024. URL: <https://www.gopacs.eu/en/>.
- [55] S. Chondrogiannis et al. *Local Electricity Flexibility Markets in Europe*. Rel. téc. Luxembourg: Publications Office of the European Union: Joint Research Centre (JRC), European Commission, 2022. DOI: [10.2760/9977](https://doi.org/10.2760/9977).

- [56] S. Potenciano Menci e O. Valarezo. «Decoding design characteristics of local flexibility markets for congestion management with a multi-layered taxonomy». Em: *Applied Energy* 357 (2024), p. 122203. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122203>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923015672>.
- [57] IDAE e OMIE. *Modelo de Funcionamiento de los Mercados Locales de Electricidad*. Rel. téc. Versão 2.0. Acedido em 16/12/2024. Proyecto IREMEL, 2019. URL: https://www.omie.es/sites/default/files/2019-12/modelo_de_funcionamiento_mercados_locales_electricidad_v2_0.pdf.
- [58] X. Jin, Q. Wu e H. Jia. «Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods». Em: *Applied Energy* 261 (2020), p. 114387. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114387>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919320744>.
- [59] P. Olivella-Rosell et al. «Local Flexibility Market Design for Aggregators Providing Multiple Flexibility Services at Distribution Network Level». Em: *Energies* 11.4 (2018). ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en11040822](https://doi.org/10.3390/en11040822). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/4/822>.
- [60] A. Esmat, J. Usaola e M. Á. Moreno. «A Decentralized Local Flexibility Market Considering the Uncertainty of Demand». Em: *Energies* 11.8 (2018). ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en11082078](https://doi.org/10.3390/en11082078). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/8/2078>.
- [61] N. Mirzaei Alavijeh et al. «Capacity limitation based local flexibility market for congestion management in distribution networks: Design and challenges». Em: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 156 (2024), p. 109742. ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109742>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061523007998>.
- [62] T. Schittekatte e L. Meeus. «Flexibility markets: Q&A with project pioneers». Em: *Utilities Policy* 63 (2020), p. 101017. ISSN: 0957-1787. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101017>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178720300126>.
- [63] M. Cheng et al. «Power System Frequency Response From the Control of Bitumen Tanks». Em: *IEEE Transactions on Power Systems* 31.3 (2016), pp. 1769–1778. DOI: [10.1109/TPWRS.2015.2440336](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2440336).
- [64] D. Engelbrecht et al. «Demonstration of a Market-based Congestion Management using a Flexibility Market in Distribution Networks». Em: *International ETG-Congress 2019; ETG Symposium*. Acedido em 17/12/2024. 2019, pp. 1–6. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8836008>.

- [65] B. Turdybek et al. «A local electricity market mechanism for flexibility provision in industrial parks involving Heterogenous flexible loads». Em: *Applied Energy* 359 (2024), p. 122748. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122748>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261924001314>.
- [66] E-Redes. *Open Data Platform*. Acedido em 18/12/2024. URL: <https://e-redes.opendatasoft.com/pages/homepage/>.
- [67] E-REDES. *Caracterização das Redes de Distribuição a 31 de dezembro de 2023*. Rel. téc. Acedido em 18/12/2024. 2023. URL: https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2025-05/Caracterizacao%20das%20Redes%20de%20Distribuicao%20MT%20AT%202023_0.pdf.
- [68] DGEG. *Consumo de Eletricidade por Município e Tipo de Consumidor*. Acedido em 19/12/2024. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/eletricidade/consumo-por-municipio-e-tipo-de-consumidor/>.
- [69] OMIE. *Resultados do Mercado Diário - Preço Diário e Horário*. Acedido em 22/12/2024. 2024. URL: <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>.



2025

Mercados de Flexibilidade Local e a Resolução de Congestionamentos na Rede Elétrica com Níveis Elevados de Geração Renovável

João Jorge

FEUP

NOVA
FEDERAL SCHOOL OF
ENGINEERING
TECHNOLOGY