



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

**Departamento de Engenharia Eletrotécnica de Energia e
Automação**



Mecanismos alternativos para a formação de preços no mercado diário de energia elétrica

Bruno Miguel Rodrigues Diogo
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação de natureza científica para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica na área de especialização de energia

Orientadores:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professor João Hermínio Ninitas Lagarto

Júri:

Presidente: Professor Hiren Canacsinh

Vogais:

Professor Rui José Oliveira Nóbrega Pestana
Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa

fevereiro de 2023

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

**Departamento de Engenharia Eletrotécnica de Energia e
Automação**



Mecanismos alternativos para a formação de preços no mercado diário de energia elétrica

Bruno Miguel Rodrigues Diogo
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação de natureza científica para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica na área de especialização de energia

Orientadores:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professor João Hermínio Ninitas Lagarto

Júri:

Presidente: Professor Hiren Canacsinh

Vogais:

Professor Rui José Oliveira Nóbrega Pestana
Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa

fevereiro de 2023

Resumo

A proteção do meio ambiente, o aumento do preço da energia, as questões geopolíticas associadas aos combustíveis fósseis e o conflito despoletado pela guerra na Ucrânia promoveu condições para o incremento mais célere da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis.

Especialistas alertam para que a subida do preço da eletricidade é inevitável, os grandes consumidores admitem um agravamento nos custos de produção nas empresas.

Portugal está inserido num mercado liberalizado de eletricidade, regulamentado em conjunto com Espanha, o Mercado Ibérico (MIBEL).

Com o início da guerra na Ucrânia o preço praticado nos mercados do gás tem estado em valores ascendentes o que faz com que a eletricidade tenha também valores muito altos. Durante o ano de 2021 o preço da eletricidade aumentou a um ritmo vertiginoso, tendo batido recordes, muitos especialistas sugerem a alteração da forma de cálculo do valor da eletricidade usado atualmente.

O mercado da eletricidade tem conseguido transmitir aos consumidores que a energia é escassa, embora esta não tenha surtido os efeitos pretendidos. Existem especialistas que propõem uma alteração regulamentar no MIBEL, por forma a ser possível reduzir o preço a que a eletricidade está a ser comercializada.

Nesta dissertação pretende-se apresentar um mecanismo alternativo para a formação de preços no mercado diário de eletricidade como alternativa ao método que está a ser utilizado atualmente.

Ir-se-á apresentar dois métodos alternativos e efetuar a sua comparação com o atual modelo por forma a ser possível verificar qual o método mais eficaz. A produção de eletricidade tem cada vez mais por base as energias renováveis, embora não esteja a ser valorizado o investimento efetuado nas novas tecnologias.

Através das simulações efetuadas nos dois métodos apresentados verificou-se que o mais vantajoso será aquele em que é calculado a média ponderada de cada tecnologia em separado.

Palavras-chave—mecanismo alternativo para a formação de preço; mecanismo de preço uniforme; MIBEL; preço de mercado

Abstract

The protection of the environment, the increase in energy prices, the progressive problems with fossil fuels supply and the escalation of violence in Ukraine have created favorable conditions for the increase in the production of electricity from renewable sources, the so-called green energy.

Experts warn that the rise in electricity prices is inevitable, large consumers admit a rise in production costs in companies.

Portugal is part of the liberalized electricity market, regulated jointly with Spain, the Iberian Market (MIBEL).

With the beginning of the war in Ukraine, the price practiced in the gas markets has been on the rise, which means that electricity also has very high prices. During the year 2021 the price of electricity increased at a dizzying pace, having broken records, many specialists suggest changing the way of calculating the value of electricity currently used, since it puts renewable energies on an equal footing with electricity from production using polluting energies.

The electricity market has managed to convey to consumers that energy is scarce, although this has not had the intended effects. There are specialists who propose a regulatory change in the MIBEL, to be able to reduce the price at which electricity is being sold.

This dissertation intends to present an alternative mechanism for price formation in the daily electricity market as an alternative to the method that is currently being used.

Going to present two alternative methods and compare them with the current model to be able to verify which method is more effective. Electricity production is increasingly based on renewable energies, although investment in new technologies is not being valued.

Through the simulations carried out in the two methods presented, it was verified that the most advantageous will be the one in which the weighted average of each technology is calculated separately.

Keywords— alternative pricing mechanism; market price; MIBEL; Uniform price mechanism

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao orientador desta Dissertação, o Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa e o Professor João Hermínio Ninitas Lagarto, pela oportunidade de estudar este tema, pela disponibilidade apresentada e pela ajuda despendida ao longo do semestre.

Gostaria também de gratificar a instituição, o Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, por fornecer todas as condições para o estudo e a realização desta Dissertação.

Dirijo um agradecimento especial à minha família, particularmente aos meus pais e à minha irmã pelo apoio e incentivo constantes e pelos ensinamentos de vida transmitidos.

Por último, mas não menos importante, gostaria de agradecer aos meus amigos pela ajuda, pela boa disposição e pelo bom ambiente fundamentais na elaboração desta Dissertação.

I. Índice

Resumo	v
Abstract	vii
Agradecimentos.....	ix
I.Índice	xi
II.Índice de Tabelas	xiii
III.Índice de Figuras	xiv
IV. Lista de abreviaturas e acrónimos	xv
V.Lista de símbolos	xvi
1. Introdução.....	3
1.1 Enquadramento	3
1.2 Motivação	4
1.3 Objetivo e metodologia	6
1.4 Estrutura	7
2. Estado da Arte	11
2.1 História do MIBEL	11
2.1.1 Objetivo do MIBEL	12
2.1.2 Estrutura.....	13
2.1.3 Mercados grossistas do MIBEL.....	14
2.1.3.1 Mercado diário	14
2.1.3.2 Curva de oferta.....	15
2.1.3.3 Curva de procura	16
2.1.3.4 Ponto de encontro do mercado.....	16
2.1.3.5 Ofertas complexas	17
2.1.3.6 Mercado Intradiário.....	18
2.1.3.7 Mercado a Prazo.....	19
2.1.3.8 Estrutura temporal do MIBEL	20
2.1.3.9 Separação de mercados – <i>Market splitting</i>	21
2.1.3.10. Supervisão dos mercados.....	22
2.2 Mecanismos de formação de preços em mercado elétricos	22

2.2.1	O mecanismo de <i>Pay-as-Bid</i>	22
2.2.2	Preço médio por tecnologia	26
2.2.3	Mecanismo para o desacoplamento do preço do gás natural do MIBEL	27
2.2.4	Preço marginal local	29
2.2.5	Proposta para reforma do mercado de eletricidade	35
3.	Metodologia	39
3.1	Mecanismo de preço usando preço máximo licitado por tecnologia	39
3.2	Mecanismo de preço usando preço máximo licitado por tecnologia térmica e não térmica	41
3.3	Excedente consumidor e produtor	42
3.4	Pandas Python	43
4.	Análise de resultados	47
4.1	Tratamento de dados	47
4.2	Preço máximo licitado pela tecnologia	47
4.3	Comparação dos preços	56
4.3.1	Análise Anual	61
4.3.2	Excedente do consumidor e do produtor	63
5.	Conclusões	69
	Referências bibliográficas	73
	Anexos	77
Anexo A.	Programação utilizada no Pandas Python	77

II. Índice de Tabelas

Tabela 4.1 -Percentagem de horas em que cada tecnologia marcou o preço de mercado	55
Tabela 4.2 – Média aritmética do preço de mercado do MIBEL e dos mecanismos alternativos .	61
Tabela 4.3 - Variação do excedente do consumidor, das receitas dos produtores e do preço de mercado para o ano 2021	64
Tabela 4.4 - Variação do excedente do consumidor, das receitas dos produtores e do preço de mercado para o ano 2022	65

III. Índice de Figuras

Figura 1.1 – Preço médio aritmético mensal de Portugal para o ano de 2021 [3]	4
Figura 2.1 – Curvas agregadas de oferta e demanda para o dia 26/04/2022 na hora 1 [3].....	17
Figura 2.2 – Horário das sessões do mercado intradiário de leilões [3].....	18
Figura 2.3 – Preço horário do mercado diário no dia 10 de fevereiro de 2022 [3]	21
Figura 2.4 – PAB Vs. Preço marginal [16].....	23
Figura 2.5 - Gráfico do preço médio para cada tecnologia [21]	26
Figura 3.1 - curva de oferta do mercado.....	40
Figura 3.2 – Determinação do preço de mercado pela média ponderada para todas as tecnologias	40
Figura 3.3 – Determinação do preço de mercado pela média ponderada entre as tecnologias térmicas e não térmicas.....	41
Figura 3.4 – Cálculo do excedente do consumidor e do produtor [28]	42
Figura 4.1 – Preços máximos licitados da CCGT e do Carvão para o mês de janeiro de 2021.....	48
Figura 4.2 - Preços máximos licitados da CCGT e do Carvão para o mês de outubro de 2021	48
Figura 4.3 - Preços máximos licitados da CCGT e do Carvão para o mês de março de 2022	49
Figura 4.4 - Preços máximos licitados da CCGT e do Hídrica para o mês de janeiro de 2021	50
Figura 4.5 - Preços máximos licitados da CCGT e do Hídrica para o mês de outubro de 2021 ...	51
Figura 4.6 - Preços máximos licitados da CCGT e do Hídrica para o mês de março de 2022.....	52
Figura 4.7 Preços máximos licitados da CCGT, Nuclear e da PRE para o mês de janeiro de 2021	53
Figura 4.8 - Preços máximos licitados da CCGT, Nuclear e da PRE para o mês de outubro de 2021	54
Figura 4.9 - Preços máximos licitados da CCGT, Nuclear e da PRE para o mês de março de 2022	54
Figura 4.10 - Gráfico de comparação dos preços do MIBEL com os novos para o mês de janeiro de 2021.....	56
Figura 4.11 - Gráfico de comparação dos preços do MIBEL com os novos para o mês de outubro de 2021.....	57
Figura 4.12 - Gráfico de comparação dos preços do MIBEL com os novos para o mês de março de 2022.....	58
Figura 4.13 - Gráfico de comparação dos preços do MIBEL com os novos para o mês de junho de 2022	58
Figura 4.14 – Curva de duração de preço para o mês de janeiro de 2021	59
Figura 4.15 - Curva de duração de preço para o mês de outubro de 2021	60
Figura 4.16 - Curva de duração de preço para o mês de março de 2022.....	60
Figura 4.17 – Média aritmética do preço de mercado do MIBEL e dos mecanismos alternativos	62

IV. Lista de abreviaturas e acrónimos

CCGT – Centrais de ciclo combinado a gás natural

CfDs – Contratos por Diferença

CMVM – Comissão de Mercado de Valores Mobiliários

CNE - *Comisión Nacional de Energía*

CNMV - *Comisión Nacional del Mercado de Valores*

CRMs – Mecanismos de Remuneração de Capacidade

ERCOT - *Electricity Reliability Council of Texas*

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

LMP – *Locational Marginal Pricing*

MA1 – Mecanismo alternativo N°1

MA2 – Mecanismo alternativo N°2

MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade

OMI - Operador do Mercado Ibérico

OMIE - Operador do Mercado Ibérico – polo espanhol

OMIP – Operador do Mercado Ibérico – polo português

PAB – *Pay-as-bid*

PJM - *Pennsylvania-New Jersey - Maryland*

PPAs – Contratos de Compra de Energia

PRE – Produção em regime especial

PRO – Produção em Regime Ordinário

RNT – Rede Nacional de Transporte

SEN – Sistema Elétrico Nacional

UE – União Europeia

V. Lista de símbolos

ΔP – Diferença entre os preços do MIBEL e dos mecanismos alternativos.

ΔR^p - Diferença das receitas dos produtores entre o MIBEL e os mecanismos alternativos.

ΔW^c – Diferença do excedente do consumidor entre o MIBEL e os mecanismos alternativos.

E_t – Energia transacionada de tecnologia t .

P_{gn} - Preço do gás natural em €/MWh determinado através da média ponderada de todas transações dos produtos diários e fim de semana, quando aplicável;

$P_{max_{t,h}}$ - Preço máximo licitado da tecnologia t na hora h .

P_{mec1_h} - Preço de mercado do mecanismo alternativo 1 hora h .

P_{mec2_h} - Preço de mercado do mecanismo alternativo 2 hora h .

P_{rn} - Preço de referência do gás natural com um valor inicial de 40 €/MWh, com evolução crescente ao longo do período da aplicação do mecanismo de ajuste.

Y_i - Valor do ajuste diário calculado através do preço do gás transacionado expresso em €/MWh;

Capítulo 1

Introdução

1. Introdução

1.1 Enquadramento

Segundo a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), o mercado de eletricidade considera-se liberalizado quando os vários operadores concorrerem livremente tanto em preço e condições comerciais, respeitando as regras da concorrência, os regulamentos aplicáveis e a lei geral. As empresas de transporte e de distribuição da energia elétrica exercem atividades em regime de serviço público, sendo garantido o acesso a terceiros à rede em condições de transparência e de não discriminação.

No início de 1995 os grandes consumidores industriais começaram a poder escolher o seu fornecedor de energia elétrica, ou seja, entrar no mercado liberalizado e a 4 setembro de 2006 com a última etapa da liberalização do mercado de eletricidade a totalidade dos clientes em Portugal continental começaram a passar a escolher o fornecedor que mais se adequava às suas necessidades no fornecimento de energia elétrica [1].

Atualmente o mercado grossista da energia elétrica está totalmente liberalizado, com este tipo de mercado começou a ser permitida a transação de energia elétrica em múltiplos cenários consoante os interesses de ambos os lados, tanto do vendedor como do comprador. O preço de mercado é encontrado através do cruzamento entre a curva agregada da oferta e a curva agregada da procura e corresponde ao menor preço a que oferta consegue satisfazer a procura.

O mercado em que Portugal se enquadra é o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), estando associado ao mercado de Espanha, e as transações efetuadas podem ser de curto, médio e de longo prazo.

O operador de mercado é a entidade que gere e opera os mercados de energia elétrica, procedendo à determinação da quantidade e do preço de mercado. Também é o operador de mercado que faz a liquidação do mercado, ou seja, recebe o pagamento dos compradores e entrega-o aos vendedores.

Existem dois operadores de mercado de energia elétrica, o Operador do Mercado Ibérico, polo português (OMIP) que gere o mercado a prazo e o Operador do Mercado Ibérico, polo espanhol (OMIE) que gere os mercados diário e o intradiário.

O mercado a prazo é um mercado futuro em que a energia elétrica é transacionada a uma semana, mês, trimestre ou ano.

O mercado diário é realizado para a transação de energia elétrica para as 24 horas do dia seguinte.

O mercado intradiário é onde os agentes ajustam as suas posições de compra ou de venda do mercado diário e estes ajustes podem ser originados por situações imprevistas como avarias de centrais e falhas de previsão de vento ou de consumo.

1.2 Motivação

Especialistas alertam que a subida do preço da energia elétrica é inevitável e os grandes consumidores admitem um agravamento nos custos das empresas e já falam em deslocalização. Enquanto os comercializadores pedem a mudança do sistema de fixação de preços ao governo, este garante ter almofadas para diluir estes aumentos [2].

O mercado da eletricidade tem evoluído muito, mas a enorme volatilidade dos mercados contribui para que os consumidores e os vendedores de energia elétrica tentem otimizar os custos e desenvolver estratégias de negociação a fim de obterem os melhores resultados.

O preço de mercado da energia elétrica aumentou a um ritmo elevado durante 2021, como se pode verificar no gráfico da figura 1.1, que apresenta o preço médio mensal na área portuguesa do mercado diário do MIBEL nesse período.

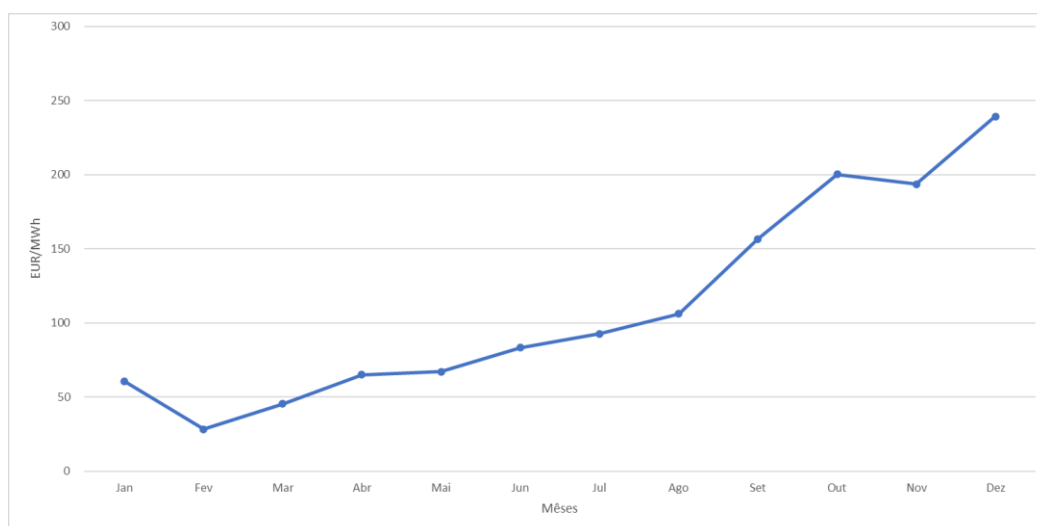


Figura 1.1 – Preço médio aritmético mensal de Portugal para o ano de 2021 [3]

Os comercializadores compram todos os dias no mercado grossista a energia elétrica necessária para satisfazer o consumo dos seus clientes. É neste mercado que se têm verificado constantes aumentos no preço da energia elétrica, devendo-se esses aumentos à seca severa e aos compromissos políticos assumidos para que se possa atingir uma produção de energia livre de emissões de gases com efeito de estufa. Como tal, a produção com recurso a combustíveis fósseis tem vindo a diminuir rumo a uma descarbonização dos consumos fósseis e logo a produção tem recorrido mais a recursos de fontes renováveis. O preço da eletricidade comercializada durante o ano 2021 bateu sucessivos recordes, no MIBEL. Em 2020 estava-se a comercializar energia elétrica a aproximadamente 50 €/MWh e no ano seguinte chegou a ser comercializada acima dos 200 €/MWh.

Com a acalmia no mercado é possível verificar a dimensão do problema resultante da subida do valor da eletricidade. A causa do aumento do valor da energia elétrica reside no facto de o mercado ser um mercado marginalista, ou seja, a última central de produção de energia elétrica chamada a suprir as necessidades da procura é a que marca o preço para cada hora no mercado diário e todas as outras centrais de produção mesmo tendo custos mais baixos, beneficiam do preço nesse período do dia.

Os produtores de energia elétrica a partir de fontes renováveis podem ter produções reduzidas pois essas fontes são intermitentes, sem vento, sol ou chuva fica comprometido o seu contributo na produção de energia elétrica e assim podem precisar de produzir através da energia térmica como backup das renováveis.

O custo do gás natural e das licenças de emissão de CO_2 têm vindo a aumentar dia a dia, devido às políticas de transição energética da União Europeia (UE) que têm desativado ou reduzido a utilização de centrais a carvão (mais poluentes) passando a utilizar as centrais de ciclo combinado com gás natural, mas desde o início da guerra na Ucrânia em fevereiro de 2022, com os graves problemas geopolíticos a decorrer na Europa o valor deste combustível duplicou o que faz com que o custo marginal da energia elétrica produzida nestas centrais tenha aumentado vertiginosamente.

Outra influência no preço da eletricidade foi a adaptação dos limites de preços de oferta no MIBEL para os limites europeus que entrou em vigor a 6 de julho de 2021, passando no mercado diário o limite máximo de 180 €/MWh para 3000 €/MWh, e o limite mínimo de 0 €/MWh para -500 €/MWh. Com esta mudança nos limites verificou-se que houve um aumento no preço da eletricidade, pois um dos

fatores para essa alteração, foi o aumento do preço do gás como já referido e um inverno mais frio no ano 2020/21, tendo levado a um aumento do consumo de gás natural que não estava previsto fazendo diminuir os níveis de inventário que ficaram abaixo da média. Com o aumento dos custos marginais da CCGT procedeu-se à retirada do limite máximo do preço de mercado diário, pois com o limite imposto anteriormente, poderia levar que os custos marginais de produção não iram ser cobridos.

Os mercados de eletricidade durante esta crise energética, conseguiram transmitir ao consumidor a mensagem de que a energia é escassa, através de preços de mercado mais altos.

Pelo que a *Florence School of Regulation* (FSR) solicitou à comissão europeia uma 5ª reforma do mercado da eletricidade em que os atuais mercados podem ser complementados com outros instrumentos regulatórios [4].

Neste sentido o Conselho Europeu "exorta a comissão a apresentar propostas que abordem eficazmente o problema dos preços excessivos da eletricidade, preservando a integridade do mercado único, mantendo os incentivos à transição ecológica, preservando a segurança do abastimento e evitando custos orçamentais desproporcionados" [5].

1.3 Objetivo e metodologia

Esta dissertação tem como objetivo apresentar um mecanismo alternativo para a formação de preços no mercado diário de eletricidade em alternativa ao que está atualmente a ser utilizado, que é o mecanismo marginalista, isto é, o preço de mercado definido pela interseção da curva de oferta com a curva de procura.

Serão apresentados dois mecanismos alternativos comparando-se com o atual modelo o qual tem sido objeto de críticas, uma vez que o preço final tem ficado cada vez mais elevado, devido à constantes subidas do preço do gás natural.

No primeiro mecanismo alternativo, o preço de mercado será calculado considerando a média ponderada do preço máximo das licitações casadas de cada tecnologia pela energia transacionada dessas tecnologias. Neste caso as tecnologias de produção de energia elétrica a considerar são: a tecnologia nuclear, a carvão, centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT), a hídrica e a produção em regime especial. No segundo mecanismo alternativo, as tecnologias serão agrupadas em térmicas (nuclear, carvão e CCGT) e não térmicas (hídrica e produção em regime

especial - PRE). O preço de mercado será calculado considerando a média ponderada do preço máximo das licitações casadas de tecnologia térmica e não térmica pela energia transacionada térmica e não térmica.

1.4 Estrutura

A estrutura da dissertação divide-se em cinco capítulos, referências bibliográficas e anexos.

O capítulo 1 é a introdução do tema da dissertação, consistindo no enquadramento, na motivação, objetivos pretendidos com a presente dissertação, metodologia adotada para a elaborar e a estrutura do documento.

O capítulo 2 apresenta o estado da arte, onde é descrita uma breve história do MIBEL, os seus objetivos e estrutura. Neste capítulo são descritos vários mecanismos de formação de preços em mercado elétrico para além do mercado marginalista.

O capítulo 3 contém a metodologia utilizada nesta dissertação, apresentando dois mecanismos alternativos à formação do preço de mercado de energia elétrica.

O capítulo 4 é alusivo à análise dos preços máximos das várias tecnologias de produção de energia elétrica. É também analisado os preços de mercado dos mecanismos alternativos com o preço de mercado do MIBEL. Por fim é feita uma análise da variação do excedente do consumidor e das receitas dos produtores entre o MIBEL e os mecanismos alternativos.

No último capítulo, o capítulo 5, são formuladas as conclusões gerais de toda a dissertação.

Capítulo 2

Estado da Arte

2. Estado da Arte

2.1 História do MIBEL

Até ao final da década de 80, as empresas do setor elétrico podiam produzir, transportar, distribuir e comercializar a sua própria energia, sem que existisse concorrência. No início dos anos 90, por forma a acabar com as barreiras geográficas, os monopólios e evitar o abuso de posição dominante, a UE aprovou diretivas com regras e leis comuns, para a produção, o transporte e distribuição.

A Diretiva Europeia 96/92/CE foi aprovada em 1996 pela comissão europeia e estabeleceu regras gerais de organização do setor elétrico, bem como regras para a exploração das redes elétricas (redes de transporte e de distribuição). O processo de liberalização do setor foi sendo aprofundado e em 2003 foi aprovada a Diretiva 2003/54/CE, que teve como objetivo estabelecer regras comuns para a produção, transporte, distribuição e fornecimento de eletricidade, incluindo a criação de entidades reguladoras.

Para a criação das entidades reguladoras, cada estado-membro teve de designar um ou mais organismos competentes com funções de entidades reguladoras. Estas entidades devem ser totalmente independentes dos interesses do setor da eletricidade. Compete-lhes garantir a não discriminação, uma concorrência efetiva e o bom funcionamento do mercado acompanhando em especial:

- As normas relativas à gestão e atribuição de capacidades da interligação.
- Os mecanismos destinados a lidar com a situação de congestionamento da rede nacional de eletricidade.
- Os períodos de espera, para a execução de ligações e reparações pelas empresas de transporte e distribuição.
- A publicação pelos operadores das redes de transporte e distribuição das informações adequadas relativas às interligações, à utilização da rede e à distribuição de capacidade aos interessados, tendo em conta a necessidade de considerar sujeitos ao sigilo comercial aos dados agregados.

- Separação efetiva das contas, conforme previsto no artigo 19º para garantir que não haja subvenções cruzadas entre as atividades de produção, transporte, distribuição e fornecimento.

- As condições e tarifas da ligação de novos produtores de eletricidade para garantir a sua objetividade, transparência e caráter não discriminatório em especial tendo plenamente em conta os custos e benefícios das tecnologias associadas às fontes de energias renováveis, da produção distribuída e da produção combinada de calor e eletricidade

- Em que medida as operadoras das redes de transporte e de distribuição cumpre as suas atribuições, em conformidade com os artigos 9º e 14º.

- O nível de transparência e de concorrência.

As entidades instituídas nos termos da Diretiva 2003/54/CE de 26 de junho de 2003 devem publicar um relatório anual sobre os resultados das suas atividades de acompanhamento referido nos pontos anteriores.

Em 2000, o governo de Portugal fez uma proposta à Espanha, para criar e desenvolver um novo mercado regional de energia elétrica, chamando-se MIBEL.

Desde a sua criação em 1 de julho de 2007 o MIBEL foi gradualmente implementado na tentativa de se chegar a uma convergência entre Portugal e Espanha.

2.1.1 Objetivo do MIBEL

A motivação que levou Portugal e Espanha a assinarem um protocolo com vista à criação do MIBEL foi a de beneficiar os consumidores ibéricos com energia mais barata, na medida em que o MIBEL permitiria a aquisição de energia elétrica em regime de livre concorrência a qualquer produtor ou comercializador que atue em Portugal ou Espanha, e assegurar o acesso de todos os agentes ao mercado em condições de igualdade de tratamento, transparência e de objetividade, num quadro jurídico estável e em linha com a legislação e regulamentação europeia [6].

2.1.2 Estrutura

O MIBEL foi estabelecido com base num modelo misto, no qual estão integrados o mercado diário e o mercado intradiário, e os contratos bilaterais físicos e financeiros.

Como tal, este mercado foi formado com a criação do Operador do Mercado Ibérico (OMI), contendo estes dois polos: o Operador do Mercado Ibérico – polo espanhol (OMIE), que gere os mercados diários e intradiários e o Operador do Mercado Ibérico – polo português (OMIP), que gere o mercado a prazo [7].

Sucintamente, na sua composição, o MIBEL é baseado em ofertas diárias em que se remuneram os produtores de energia ao preço marginal ou são realizados contratos bilaterais entre os produtores e os comercializadores.

A melhor maneira de compreender o MIBEL e a sua organização é realizar a sua subdivisão em mercado grossista e mercado retalhista [8]. No primeiro mercado, os agentes produtores procuram obter colocação para a eletricidade e os agentes que precisam dela procuram comprá-la para consumo próprio ou para fornecimento/comercialização a clientes finais. Já no mercado retalhista, ocorre a disputa do fornecimento da eletricidade por parte dos agentes retalhistas de forma a assegurar, posteriormente, o fornecimento aos consumidores finais.

O mercado grossista do MIBEL é composto por uma grande variedade de modelos de contratação de eletricidade, que assentam nos diversos tipos de funcionamento do setor da energia elétrica, nos quais existe equilíbrio entre a produção e o consumo.

Portanto, é possível encontrar:

- Mercado de contratação a prazo que é gerido pelo OMIP em que se estabelecem compromissos futuros de produção e de compra de energia elétrica. Este mercado pode efetuar liquidação física ou liquidação financeira.

- Mercado spot de contratação à vista que é gerido pelo OMIE, tem uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiários, em que se estabelecem programas de venda e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação.

- Mercado de serviços de sistema, este mercado foi criado pelo Decreto-Lei nº 29/2006 [9], de 15 de fevereiro, na sua redação atual, determina no seu artigo 23º que a gestão técnica global do Sistema Elétrico Nacional (SEN), é da responsabilidade do operador da Rede Nacional de Transporte (RNT). A gestão técnica global do SEN, processa-se nos termos previstos no Decreto-Lei nº

172/2006 [10], de 23 de agosto, na sua atual redação na regulamentação aplicável e no contrato de concessão. Os Serviços de Sistema são uma parte integrante dos mercados de energia elétrica e caracteriza-se por serem o mercado responsável pela segurança do sistema elétrico. Este mercado visa garantir o equilíbrio entre a geração e o consumo de energia em tempo real, garantindo a todo o tempo a estabilidade do sistema elétrico. O mercado de sistemas de Portugal e o de Espanha não estão integrados embora exista uma cooperação mútua entre os dois operadores de sistema [11].

- Mercado de contratação bilateral onde os agentes contratam para os diversos horizontes temporais a compra e venda de energia elétrica.

O mercado retalhista do MIBEL desenvolveu-se graças à liberalização do setor de energia elétrica, isto é, os consumidores podem decidir entre dois modelos de contratação de eletricidade.

- Contratação em mercado regulado, por aplicação de tarifas integrais também elas reguladas;

- Contratação em mercado liberalizado, com as condições de negociação da energia a serem definidas e acordadas entre as partes e a componente do acesso às redes a ser aplicada através do preço regulado.

2.1.3 Mercados grossistas do MIBEL

O mercado grossista do MIBEL, é composto por três mercados principais: o mercado diário, o mercado intradiário e o mercado a prazo.

2.1.3.1 Mercado diário

Este mercado consiste na utilização de estratégias a curto prazo de modo a equilibrar a produção e o consumo. Este equilíbrio é obtido através de licitações realizadas pelos produtores e licitações realizadas pelos comercializadores e consumidores finais. Esta contratação à vista é efetuada no dia anterior aquele em que é implementado o resultado das licitações de compra/venda aceites pelas entidades produtoras e pelos consumidores autorizados. A este processo dá-se o nome de mercado diário [12]. No mercado diário os ativos são negociados para entrega no dia seguinte ao contrário dos mercados a prazo em que, como o nome indica, os ativos são negociados para entrega a horizontes mais alargados.

Os mercados a curto prazo estão estruturados de forma a reagir positivamente a variações de carga e a refletir essas variações nos preços. Sendo assim, é possível colocar em funcionamento centrais elétricas, cada uma com custos marginais diferentes, sempre tendo em conta a otimização do funcionamento do sistema a curto prazo.

O modelo de mercado diário tem como principal função efetuar o planeamento da operação do sistema elétrico para o dia seguinte [12].

Este mercado tem um intervalo de tempo de um dia, o preço indicado para cada período de tempo é determinado para cada uma das 24 horas. Portugal encontra-se inserido na negociação efetuada pela OMIE, ou seja, o fuso horário de referência considerado é o espanhol. São realizados 24 despachos económicos um para cada hora do dia seguinte, em que os agentes especificam, para cada intervalo, propostas de compra/venda, com o preço mínimo e máximo e a localização na rede onde se injeta ou se absorve a potência necessária para o efeito. Os preços indicados pelos agentes produtores correspondem a preços marginais de produção.

O operador de mercado recebe e organiza as propostas de compra e de venda por parte dos agentes. Este mercado opera pelo cruzamento das curvas agregadas de oferta de compra e venda dos vários agentes. Cada oferta possui a hora e o dia a que corresponde, assim como o preço e a quantidade de energia necessária. Tendo como critério o preço, as ofertas de compra são ordenadas de forma decrescente de preço e as ofertas de venda são ordenadas por ordem crescente do preço.

2.1.3.2 Curva de oferta

Na curva de oferta, para cada uma das horas do dia seguinte, as ofertas são ordenadas pelo preço ascendente. Grosso modo, no MIBEL, as centrais nucleares (estas apenas na zona espanhola) e a produção em regime especial (PRE) são consideradas no início da curva devido ao custo marginal ser muito baixo. As centrais hídricas de albufeira posicionam-se na zona de preços mais elevados da curva, já que o custo marginal poderá ser mais elevado refletindo o valor de utilização da água. Sendo assim o valor da energia transacionada pode variar em função da matéria utilizada na sua produção, ou em função da tecnologia que a está a substituir.

As centrais hídricas de fio-de-água vão estar na zona inicial da curva, pois têm uma reduzida capacidade de armazenar água. Na zona intermédia da curva de

oferta estão ordenadas as centrais de ciclo combinado a gás natural e as centrais térmicas a carvão tendo como critério o rendimento e o custo do combustível.

Na zona mais elevada da curva, encontram-se as centrais térmicas a fuelóleo, que são usadas para casos de emergência, por exemplo quando grande parte dos recursos hídricos ou eólicos apresentam reduzidos valores de produção.

2.1.3.3 Curva de procura

Na parte superior da curva de procura encontra-se a procura que advém dos fornecedores regulados. Pelo contrário, a parte inferior e a zona intermédia da curva de procura contém a procura correspondente aos comercializadores do mercado livre e às centrais hídricas com bombagem.

Desde 1 de julho de 2008, com eliminação da tarifa integral de alta tensão, ocorreu um aumento da quantidade de energia adquirida pelos comercializadores para os seus fornecimentos em Espanha. Já em Portugal a partir de 2009, houve um aumento das compras dos comercializadores para o seu fornecimento, devido ao custo superior para a energia prevista nas tarifas reguladas [8].

2.1.3.4 Ponto de encontro do mercado

O preço de mercado é obtido no cruzamento entre a curva agregada da oferta e a curva agregada da procura e corresponde ao menor preço a que a oferta consegue satisfazer a procura.

Este mecanismo encontra-se ilustrado na figura 2.1, as curvas agregadas de oferta e procura e o ponto de interseção corresponde ao preço do mercado e à quantidade negociada.

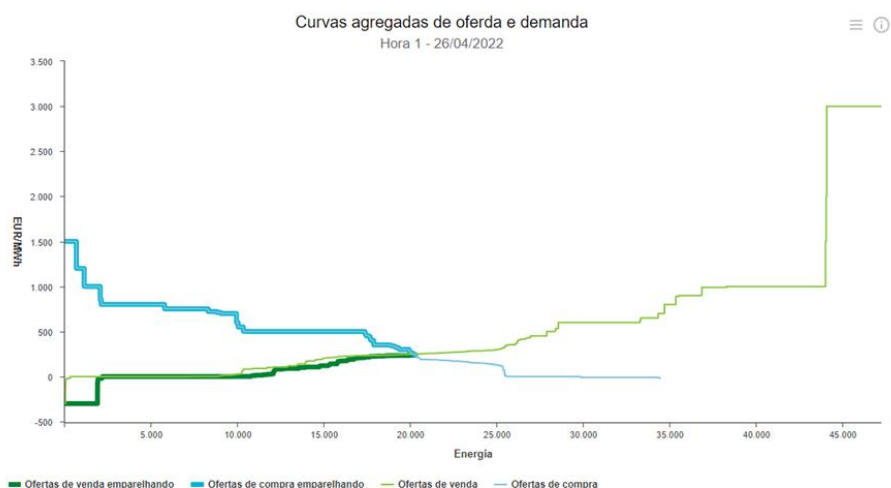


Figura 2.1 – Curvas agregadas de oferta e demanda para o dia 26/04/2022 na hora 1 [3]

No mercado diário do MIBEL, todos os agentes compradores adquirem energia ao mesmo preço e os vendedores recebem o mesmo preço por ela, ou seja, a ordenada do ponto interseção da curva de oferta e de procura é designado pelo preço de mercado da energia elétrica correspondente à quantidade de energia elétrica negociada.

Em resumo, o que se obtém neste mercado é para cada hora do dia seguinte o valor a pagar aos produtores e a pagar pelos compradores, as quantidades de energia que serão produzidas por unidade oferta dos agentes produtores e as quantidades de energia a comprar por unidade de oferta dos agentes compradores tendo em consideração as propostas de compra e de venda.

2.1.3.5 Ofertas complexas

Para além das ofertas descritas nos subcapítulos anteriores, as quais se podem designar por ofertas simples (licitação de preço e quantidade), podem também ser apresentadas ofertas complexas.

As ofertas complexas são aquelas que têm condições económicas particulares como por exemplo:

- Gradiente de potência;
- Receitas mínimas;
- Paragem programada.

O gradiente de potência permite estabelecer a diferença máxima entre a energia de uma hora e a energia da hora seguinte da unidade de produção, o que limita a energia máxima a emparelhar em função do emparelhamento da hora

anterior e da seguinte, para evitar mudanças bruscas nas unidades de produção que não podem, tecnicamente, seguir as mesmas.

A condição de receitas mínimas permite a realização de ofertas em todas as horas, mas respeitando que unidades de produção não participem no resultado do emparelhamento do dia, se não obtém para o conjunto da sua produção no dia, uma receita superior a uma quantidade fixa, estabelecida em euros, mais uma remuneração variável estabelecida em euros por cada MWh emparelhado.

A condição de paragem programada permite se a unidade de produção for retirada do emparelhamento por não cumprir a condição de receita mínima solicitada, fazer uma paragem programada em três horas evitando parar quando muda o dia, ou seja, reduzir a potência da última hora de um dia para zero na primeira hora do dia seguinte [12].

2.1.3.6 Mercado Intradiário

O mercado intradiário tem como objetivo ajustar as licitações de compra e venda feitas no mercado diário. Para esse ajuste existem dois tipos de mercados, o mercado de leilões e o mercado contínuo.

Ao finalizar o mercado diário e todo o processo de solução das restrições técnicas, são abertas as sessões do mercado intradiário que possibilita aos compradores e vendedores realizarem ofertas de venda ou de aquisição de energia elétrica para ajustar os seus programas de consumo e produção às suas melhores previsões no imediato e, assim reduzir desvios. Este ajuste serve também para a resolução de problemas de congestionamento da rede ou avarias nas unidades de produção ou outros equipamentos da rede elétrica. O mercado intradiário de leilões encontra-se estruturado em seis sessões com diferente distribuição horária por sessão como demonstra a figura 2.2 [3].

	SESSÃO 1ª	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Encerramento de sessão	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Emparelhamento	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicação do programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicação PHF dos OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte da Programação (Períodos horários)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Figura 2.2 – Horário das sessões do mercado intradiário de leilões [3]

O mercado intradiário contínuo funciona da mesma forma que o mercado intradiário de leilões, também permitindo aos agentes de mercado gerir os seus desvios de energia com duas diferenças fundamentais relativamente ao mercado de leilões. Uma das diferenças é que para além dos agentes poderem aceder à liquidez do mercado a nível local também podem beneficiar da liquidez disponível nos mercados de outras áreas da Europa desde que exista capacidade de transporte transfronteiriça disponível entre zonas. A outra diferença prende-se com o facto de o ajuste poder ser realizado até uma hora antes do momento de entrega da energia.

2.1.3.7 Mercado a Prazo

O mercado a prazo é organizado pelo OMIP que é a entidade responsável pela gestão deste mercado, que disponibiliza os instrumentos de gestão de risco e funciona em conjunto com o OMIClear onde o OMIP e OMIE possuem uma participação de 50 % cada. No mercado a prazo é permitida a transação de energia a qualquer produtor ou comercializador que atue no mercado ibérico, tendo assim um papel fundamental na integração dos sistemas elétricos. Tendo sido importante para a criação do mercado ibérico, a par do polo espanhol, responsável pela negociação diária da energia elétrica.

O OMIP oferece uma plataforma de negociação para derivados de energia, nomeadamente:

- Contratos Futuros: são contratos padronizados de compra e venda de energia para um determinado horizonte temporal em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade a um preço determinado no momento da transação. Estes contratos têm liquidações diárias entre o preço de transação e a cotação de mercado a cada dia;
- Contratos Forward: são contratos padronizados semelhantes aos contratos futuros, onde a diferença é que eles não têm liquidações diárias das margens durante o período de negociação, a sua margem de liquidação é integralmente feita nos dias de entrega física ou financeira.
- Contratos SWAP: são contratos padronizados, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-

versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo, por isso, entrega do produto subjacente (a energia elétrica), mas apenas a liquidação das margens correspondentes.

No OMIP negociam-se os contratos de futuros, em que todos os elementos desses contratos estão estandardizados (volume, subjacente, variação mínima de preço, etc.). Os participantes que abrem uma posição apenas têm de escolher qual o contrato que irão negociar e a respetiva quantidade e o preço. A característica destes contratos é o facto dos ganhos e perdas serem calculados e liquidados numa base diária. Após a abertura de uma posição futura o participante possui diversas alternativas para fechar essa posição:

1. Efetuar uma operação contrária sobre o mesmo contrato de futuros
2. Deixar a posição aberta até à expiração do contrato.

A negociação dos contratos é realizada por 3 fases consecutivas:

Fase de Abertura: é o período inicial da atividade de um dia de negociação, nesse período os membros negociadores podem interagir com a plataforma de negociação, para poderem eliminar ofertas constantes do livro de ofertas central e criar, modificar ou eliminar ofertas no livro de ofertas local, mas não podem realizar operações;

Fase de negociação: é o período ativo da sessão, durante o qual é permitida realização de operações, em contínuo ou por leilão, podendo os membros negociadores aceder a todas as funcionalidades de consulta, de introdução, modificação e cancelamento de ofertas;

Fase de Fecho: é o período final da atividade de um dia de negociação, em que os membros negociadores dispõem das mesmas funcionalidades que na fase de abertura [13].

2.1.3.8 Estrutura temporal do MIBEL

No mercado diário do MIBEL, nomeadamente no OMIE, acontece a transação de energia elétrica que cobre a procura para cada hora do dia seguinte. Às 12 horas (hora espanhola) de cada dia, realiza-se a sessão de mercado na qual se estipulam os preços e a energia a transacionar para as 24 horas do dia seguinte.

Depois de cada sessão de leilões do mercado diário e intradiário e após cada ronda de negociação do mercado intradiário contínuo, vai-se proceder à transação emparelhada à atualização da referida informação.

A liquidação diária de cada agente é obtida com a soma dos registos horários correspondentes às vendas e compras realizadas em cada hora nas sessões de leilões e rondas de negociação do mercado contínuo [14].

2.1.3.9 Separação de mercados – *Market splitting*

No MIBEL existem momentos em que os trânsitos de energia elétrica nas linhas de interligação entre Portugal e Espanha resultantes dos despachos horários realizados pelo operador de mercado excedem a capacidade de interligação. Quando isso acontece, os mercados entre os dois países separam-se, para permitir o melhor uso possível da capacidade disponível, sem comprometer a segurança, dando origem a uma diferença de preços entre a área portuguesa e a área espanhola. Quando as restrições na interligação não são violadas, o sistema é tratado como um único mercado e o preço é único.

Na figura 2.3 está representado o preço horário do mercado diário do dia 10 de fevereiro de 2022.

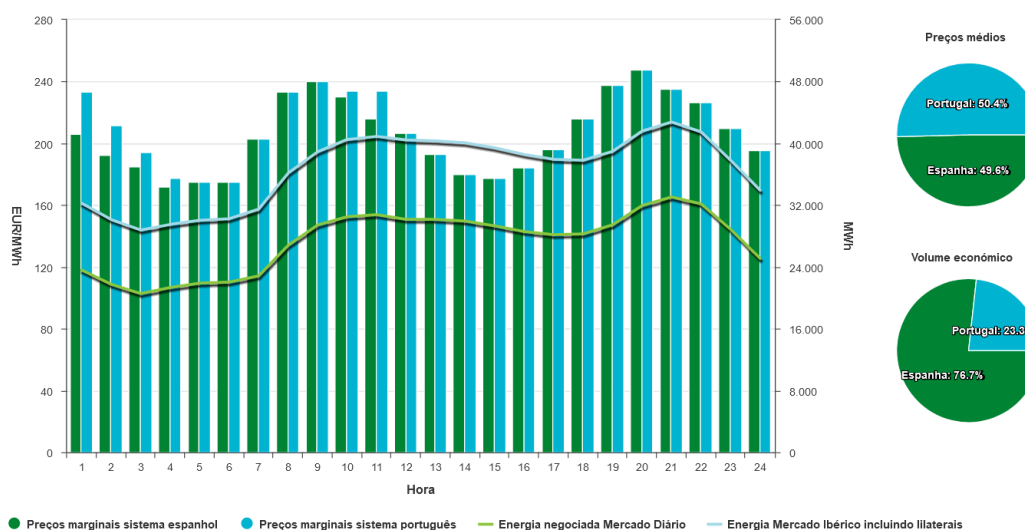


Figura 2.3 – Preço horário do mercado diário no dia 10 de fevereiro de 2022 [3]

Como se pode verificar na figura 2.3, nas horas 1, 2 e 3 houve uma separação de mercados entre Portugal e Espanha.

2.1.3.10. Supervisão dos mercados

Para um correto funcionamento do MIBEL e uma progressiva integração no mercado elétrico europeu, foi criado o acordo de Santiago de Compostela que prevê regras para a supervisão dos mercados do MIBEL. Nas regras está estabelecido que a supervisão destes mercados é realizada pelos organismos de supervisão do país onde estes foram criados, sendo regidos pela legislação desse país.

Com estas regras Portugal e Espanha fundaram o Conselho de Reguladores, que integra elementos da Comissão de Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) em Portugal e da *Comisión Nacional del Mercado de Valores* (CNMV) e a *Comisión Nacional de Energia* (CNE) em Espanha.

Este Conselho de Reguladores tem como obrigação a emissão de pareceres e a aplicação de multas e sanções quando cometidas infrações no MIBEL, organizar e estruturar o modo de supervisão e emitir propostas ou alterações para o desenvolvimento futuro do MIBEL [15].

2.2 Mecanismos de formação de preços em mercado elétricos

Os mercados grossistas de eletricidade têm como base de funcionamento o emparelhamento de ofertas de compra e venda de eletricidade por produtores e comercializadores, sendo as ofertas agrupadas por ordem de preço a cada hora.

De seguida apresentar-se-ão os mecanismos de formação de preço alternativos como o *Pay-as-Bid*, preço médio por tecnologia e o preço marginal local. O mecanismo do preço uniforme não será abordado uma vez que já foi falado aquando da descrição do MIBEL.

2.2.1 O mecanismo de *Pay-as-Bid*

O *pay-as-bid* (PAB) é um mecanismo usado na formação de preços no mercado da energia elétrica, também conhecido como leilão discriminatório, onde o valor pago pela energia colocada no mercado é aquele a que esta foi licitada e que o operador de mercado aceitou como valor final de pagamento, como demonstra a figura 2.3, que faz a comparação entre o mecanismo de PAB e o mecanismo de preço uniforme.

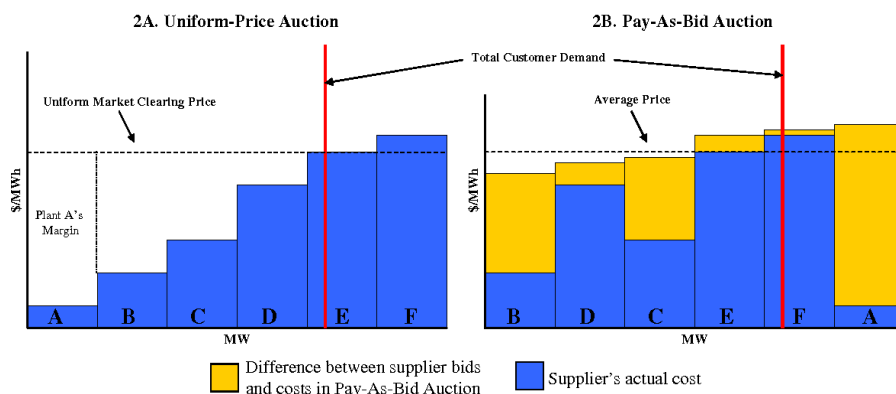


Figura 2.4 – PAB Vs. Preço marginal [16]

Os valores de pagamento assim determinados não são influenciados por outras licitações, anteriores ou posteriores. Os fornecedores recebem pela sua energia elétrica que colocam no mercado os preços que licitaram no mercado.

Este mecanismo de formação de preço foi questionado por Ausubel e Cramton em 2002 [17] [18], pelo facto de ser difícil para os produtores definir o preço de oferta ideal para que se tenha o lucro máximo, enquanto se tenta manter o preço de oferta baixo o suficiente para que esta seja aceite, isto em comparação com o mecanismo de preço uniforme onde o valor a licitar é definido pelos custos marginais.

De acordo com [18] no mercado de reserva alemão verificou-se uma subida vertiginosa nos preços da eletricidade, sem que para isso se tenha verificado um aumento do custo marginal de produção, dessa mesma energia.

Da análise de mercado foram retiradas evidências de que o aumento do preço foi desencadeado pelo abuso daquilo a que os autores denominam de “princípio de adivinhar o preço marginal” nos leilões discriminatórios através de supostos “maus palpites” da licitação marginal pelo fornecedor dominante. Em mercados de eletricidade verifica-se ser usual a existência de produtores dominantes. Devido ao baixo nível de liquidez e à procura inelástica, um fornecedor dominante pode reduzir a sua produção, obtendo um maior lucro, sem ter aumentado os seus preços previamente. No mecanismo de PAB se os leilões ocorrem com frequência e a incerteza da procura for baixa, como a procura tem pouca variação, os produtores dominantes podem repartir taticamente entre si o mercado, lucrando individualmente com menos receio das medidas regulatórias em comparação com o mecanismo de preço uniforme. Além disso, como é difícil provar que o “mau palpite” foi intencional nas licitações marginais, isto sugere que a estrutura do leilão é crucial, para que seja possível a monitorização por parte da autoridade da

concorrência. Esta questão tem sido muitas vezes negligenciada aquando da discussão da estrutura do leilão [18].

Outra crítica apontada ao mecanismo de PAB é o facto de não existir limite máximo para o preço da energia licitado, uma vez que o valor licitado não reflete os custos marginais. No entanto, o preço licitado é inerentemente legítimo, o que pode levar mesmo os produtores que normalmente praticam preços abaixo do custo marginal a terem de licitar acima dos custos marginais ou de oportunidade. Além disso, em mercados competitivos os produtores licitam os preços de acordo com as suas expectativas sobre os custos marginais atuais da unidade de produção. Desta forma as variações de valor da eletricidade não diminuem rapidamente ajustando-se ao valor do custo marginal, as variações tornam-se mais lentas mesmo que os custos marginais diminuam em períodos futuros.

O mecanismo de PAB tem algumas vantagens em relação ao mecanismo de preço uniforme, uma vez que os produtores de energia elétrica vão ser pagos pelo valor que foi licitado para a quantidade de energia que eles colocarem em mercado. Esta regulamentação faz com que os produtores tenham preços mais competitivos em mercado, para que o valor nunca seja muito superior ou muito inferior ao esperado [18].

Outras desvantagens do mecanismo de PAB em relação ao preço uniforme são apontadas, entre as quais o facto de uma vez que os produtores de energia vão receber o valor que licitaram e não o valor de fecho de mercado como é no método do preço uniforme, os produtores que licitem valores menores já não vão receber o preço de fecho do mercado, mas sim o que eles licitaram, isso faz com eles tenham um lucro menor quando usadas as regras do PAB. Outra desvantagem que o PAB pode vir a ter é aumentar o risco dos participantes mais pequenos, isto é como eles não têm tanta capacidade de produção em relação aos grandes produtores e ainda precisam de ter lucros de modo a liquidarem os seus investimentos, eles nunca sabem se as suas quantidades de energia elétrica colocada a mercado vão ser aceites ou não, uma vez que existem blocos de energia muito maiores no mercado pertencentes aos grandes produtores, isto pode fazer com que os pequenos investidores não invistam no aumento da sua capacidade de produção [19].

Outras das vantagens apontadas aos leilões PAB sobre os leilões de preço uniforme é o facto de que estes reduzirem o número de fornecedores dominantes e a sua capacidade de exercer o poder de mercado. Isto sugere que através do

mecanismo de PAB pode-se conseguir reduzir a capacidade estratégica e o comportamento de conluio. No entanto, isto pode não acontecer se o poder de mercado for alto e a procura inelástica, o que é comum a praticamente todos os mercados de eletricidade. Estes mercados são tipicamente vulneráveis ao abuso de poder de mercado devido à procura inelástica e à elevada concentração de mercado [18].

Uma desvantagem atribuída ao mecanismo de preço uniforme pode levar a uma ineficiência, uma vez que fornece incentivos para a redução da oferta, enquanto por outro lado esse incentivo não existe num leilão discriminatório. No entanto isto não é necessariamente um argumento contra o mecanismo de preço uniforme, uma vez que esse tipo de mercado favorece os produtores mais pequenos. A razão é que no mecanismo de preço uniforme as empresas menores também são beneficiadas pelo abuso do poder de mercado por parte das empresas maiores enquanto não são beneficiadas no mecanismo de PAB mesmo se o preço de oferta marginal for mais alto.

Assim a principal vantagem que os leilões a PAB têm em relação aos leilões de preço uniforme é fomentarem a redução dos incentivos, na retenção dos produtores dominantes e diminuir a capacidade de conluio tácito.

No mercado de energia de reserva alemão, a presente forma de leilão é o PAB. Este mecanismo permite que as licitações possam ser desligadas dos seus custos marginais, o que não facilita a atuação das entidades reguladoras em relação às licitações por preço marginal. Como a procura de energia elétrica não tem grandes variações, os produtores podem praticar preços altos pela parcela de energia elétrica, colocada no mercado, tendo os compradores que pagar o valor em mercado.

Estando a entidade reguladora a monitorizar o mercado, o que é a norma na maioria dos mercados de energia elétrica, os preços não podem variar arbitrariamente do seu custo marginal sob um mercado marginalista. Uma vez que a entidade reguladora deverá possuir uma estimativa dos valores de custo de produção da energia elétrica colocada em mercado, os fornecedores marginais seriam confrontados com uma suspeita de abuso de poder de mercado se as propostas excederem em determinado valor limite, de acordo com a lei contra as restrições da concorrência e o tratado de funcionamento da UE [18].

2.2.2 Preço médio por tecnologia

A produção de eletricidade pode ter diferentes origens, consoante a fonte de energia utilizada, entre elas eólica, hídrica, nuclear, solar, carvão e CCGT.

A produção de eletricidade classifica-se em Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE), introduzida pelo Decreto-Lei nº 29/2006 [9], de 15 de fevereiro. A PRO inclui as centrais térmicas a partir de combustíveis como o gás natural, o fuelóleo, o carvão. A PRE inclui a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) e de produção distribuída. Cada tipo de tecnologia usado na produção de eletricidade tem custos marginais associados diferentes [20].

O atual modelo de mercado de energia elétrica é baseado na ordem de mérito em termos de tecnologia, onde as tecnologias de baixo custo marginal como a nuclear, a eólica, a hídrica e a solar, são geralmente as que vendem a energia elétrica produzida a preços mais baixos e a geração com recurso a combustíveis fósseis, como as centrais a carvão e de ciclo combinado a gás natural, é a que geralmente tem os custos marginais mais elevados.

Uma proposta alternativa seria aplicar um preço médio à energia elétrica produzida por cada tipo de tecnologia como está representado na figura 2.3. Com este método seria possível que, ao invés de todos os vendedores receberem o preço do fecho de mercado, receberem antes o preço médio, ponderado pela quantidade, das várias tecnologias de produção de eletricidade [21].

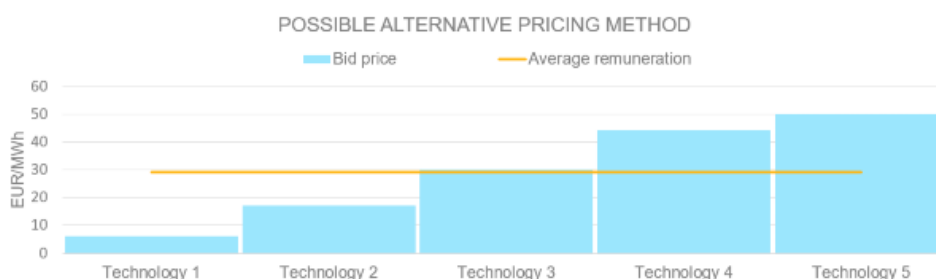


Figura 2.5 - Gráfico do preço médio para cada tecnologia [21]

Este modelo de mercado tem alguns riscos a curto e médio prazo, como o da segurança do aprovisionamento. Isto acontece, porque se está a aplicar um teto ao

preço de mercado, fazendo com que as tecnologias com custos marginais mais elevados não consigam receber a totalidade dos custos. Isto pode levar a que os participantes com centrais com custos mais elevados saiam do mercado, bem como fazer com que haja o risco de desencorajar a entrada de novos participantes. Além disso, a saída de produtores acarreta riscos para a flexibilidade da rede.

2.2.3 Mecanismo para o desacoplamento do preço do gás natural do MIBEL

A situação do conflito armado na Ucrânia provocou uma forte instabilidade no setor energético mediante, entre outros efeitos, o aumento do preço dos combustíveis com inequívocos impactos nos diversos setores da atividade económica e nos consumos das empresas e das famílias. Nesse sentido, e considerando as particulares características do MIBEL, bem como a reduzida interligação elétrica da Península Ibérica à Europa Continental, os governos de Portugal e de Espanha cooperaram no desenho de um mecanismo para o desacoplamento do preço do gás natural do MIBEL, com vista à mitigação da atual instabilidade sobre os respetivos preços. Neste âmbito, foi criado o Decreto-lei n.º 33/2022 [22], de 14 de maio que prevê um regime excecional e temporário para a fixação dos preços no MIBEL, mediante a fixação de um preço de referência para o gás natural consumido na produção de energia elétrica transacionada no MIBEL, com vista à redução dos respetivos preços. Tendo por base o valor inicial de 40 €/MWh.

Esta medida foi aprovada pela comissão europeia a 8 junho de 2022, com a entrada em vigor a 14 de junho de 2022. O mecanismo estará em vigor até 31 de maio de 2023 [23].

Este mecanismo foi criado com o intuito de mitigar os efeitos negativos do aumento dos preços do gás natural, motivados pelo contexto volátil nos mercados internacionais. Assim tem como objetivo travar a subida do preço do gás utilizado na produção de eletricidade, evitando o aumento significativo dos custos de produção de eletricidade aplicados aos consumidores. O mecanismo apresentado pelo Decreto-lei n.º 33/2022 [22] não é uma redução, nem um desconto, mas sim um “limite” ao preço do gás natural utilizado na produção de energia e, desta forma, este limite afeta apenas o valor da eletricidade, não afetando o valor do gás doméstico.

O custo do novo mecanismo será refletido no preço final ao consumidor através de um novo conceito, onde o cálculo do ajuste dos custos de produção varia horariamente e é imprevisível porque é calculado todos os dias, em linha com o valor diário do ajuste de custos de produção da eletricidade. Ficam isentos destes custos as bombagens dos centros electroprodutores hídricos, os serviços auxiliares dos restantes centros electroprodutores, os sistemas de armazenamento designadamente baterias, os consumos realizados ao abrigo de contratos de fornecimento de eletricidade a preço fixos celebrados antes de 24 de abril de 2022.

Este diploma aplica-se aos centros electroprodutores termoelétricos, correspondentes a centrais de ciclo combinado a gás natural, às instalações de cogeração em regime de mercado, estes podem ficar isentos se a produção for realizada ao abrigo de contratos bilaterais físicos, aos comercializadores, agentes de mercado e consumidores de energia elétrica no âmbito do mercado grossista de eletricidade.

O cálculo do valor do ajuste global a repercutir em período de negociações compete ao operador nomeado do mercado de eletricidade no âmbito dos mercados de eletricidade sob a sua gestão. No caso do MIBEL o operador nomeado do mercado de eletricidade deve considerar a informação remetida pelo gestor global do SEN sendo este gestor o responsável também pela liquidação do valor apurado. A formação do valor para a área de preço do MIBEL incluindo o mercado diário e os diferentes referenciais dos mercados intradiários é efetuada de acordo com as regras de funcionamento do mercado diário em vigor a cada momento para aplicação pelo respetivo operador nomeado do mercado da eletricidade. As unidades de oferta domiciliadas na área de preços portugueses do MIBEL que correspondam aos centros electroprodutores termoelétricos e às instalações de cogeração, fazem as suas ofertas no mercado internalizando o ajuste calculado.

Este ajuste tem por cálculo o especificado na expressão 2.1

$$Y_i = \frac{(P_{gn} - P_{rn})}{0,55} \quad (2.1)$$

Onde:

Y_i - Valor do ajuste diário calculado através do preço do gás transacionado expresso em €/MWh;

P_{gn} - Preço do gás natural em €/MWh determinado através da média ponderada de todas transações dos produtos diários e fim de semana, quando aplicável;

P_{rn} - Preço de referência do gás natural com um valor inicial de 40 €/MWh, com evolução crescente ao longo do período da aplicação do mecanismo de ajuste.

O cálculo do valor compete ao operador nomeado, e será o custo do valor previsto imputado a todos os consumidores, com exceção dos que se encontram isentos. Sendo a liquidação dos direitos e obrigações aplicados da inteira responsabilidade do gestor global do SEN. Os valores aplicados no mercado grossista como são aplicados ao valor da transação da eletricidade, serão por sua vez aplicados também aos consumidores finais. Previa-se o fim desta medida em 31 de maio de 2023, mas irá vigorar até 31 de dezembro de 2023. Se a tendência do valor de transação do gás mantiver prevê-se uma subida significativa do preço da eletricidade no MIBEL e conseqüentemente em Portugal, após o término deste mecanismo [23].

2.2.4 Preço marginal local

As indústrias de fornecimento de eletricidade nos Estados Unidos da América (EUA), na Europa e noutros países industrializados partiram de diferentes condições iniciais que também levaram a diferentes motivações políticas para reestruturação do setor elétrico [24].

A Europa e os outros países industrializados normalmente começaram com monopólios estatais nacionais ou regionais integrados verticalmente.

Nos EUA, muito poucas concessionárias integradas verticalmente nas regiões que introduziram um mercado grossista de eletricidade eram estatais, a grande maioria era de propriedade de acionistas com seus preços de produção estabelecidos por comissões de serviços públicos estatais durante quase 100 anos. Embora longe de perfeito, esse processo regulatório ao nível estatal foi significativamente mais eficaz em minimizar as ineficiências produtivas em relação ao modelo das empresas estatais na Europa e noutros países industrializados. Como observa Joskow (1997) [25], a principal motivação para a reestruturação nos EUA foi que a concorrência por eletricidade no mercado grossista causaria investimentos em novas capacidades mais eficientes. Os esforços dos reguladores estatais nos EUA para limitar aumentos nos preços de retalho, em resposta ao aumento dos preços dos

combustíveis fósseis no final da década de 1970 levaram a pouco investimento em nova capacidade de transporte de energia elétrica até ao início dos anos 2000 nos EUA. O aumento de carga neste período na maior parte do país foi cumprido através de adições de capacidade de geração perto de grandes centros de carga, em vez de grandes investimentos em novas capacidades distantes do centro de carga servida por nova capacidade de transporte de energia. Consequentemente, os mercados grossistas nos EUA começaram a operação com redes de transporte de energia elétrica significativamente menos modernas e com menor capacidade de transporte de energia elétrica do que suas congéneres na Europa e em outros países industrializados, onde as empresas estatais da indústria de eletricidade conseguiram fazer investimentos significativos na rede de transporte de energia elétrica ao longo deste mesmo período [24].

Todos os mercados europeus evoluíram para modelos de preços por zona ou de zona única onde o mercado diário compensa esse nível de granularidade espacial. Esses mercados determinam programas de geração e carga em todo o mercado ou por zona e determinam os preços a praticar. Isto é seguido por um processo de redespacho, onde as restrições de transmissão entre zonas e outras restrições operacionais são geridas em tempo real. Esta gestão é efetuada pelo operador do sistema para aquela região ou país. Os mercados grossistas nos EUA praticamente todos começaram como uma zona de mercado de preço único. Esses mercados tiveram como referência o mercado diário, onde os programas de geração e de carga e os preços eram determinados ao nível zonal ou de zona de preço único. Isto era seguido por um processo de gestão de congestionamentos ou de reenvio pelo operador do sistema para produzir programas finais que eram fisicamente viáveis, dadas a configuração da rede de transporte de energia elétrica.

Os operadores de mercado descobriram que a incidência e magnitude do congestionamento do transporte de energia elétrica era tão grande o custo cada vez mais caro, o que levou à adoção de um desenho de mercado com preços diferentes e de maior granularidade espacial. Este processo levou a *Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection* a adotar um desenho de mercado de preços marginais locais com um mercado diário e um mercado em tempo real, o que é referido como um desenho de mercado de preços marginais locais de liquidação múltipla. Todas as outras regiões dos EUA tiveram experiências semelhantes com os desafios operacionais e o custo de gestão do congestionamento da rede de transporte de energia elétrica dentro das zonas de tarifa nos mercados de preços de

zona única ou múltipla. Cada um acabou implementando um projeto de mercado de preços marginais locais de liquidação múltipla com a *Electricity Reliability Council of Texas* (ERCOT) sendo o último a fazê-lo em dezembro de 2010 [24].

Por causa do seu histórico de concessionárias estatais e investimentos significativamente maiores em capacidade de transporte de energia elétrica desde a década de 1970 até ao início do processo de reestruturação, o mercado grossista na Europa e na maioria dos outros países industrializados conseguiu manter os seus desenhos de mercado por zona. No entanto, os custos de tornar os programas finais fisicamente viáveis cresceram significativamente à medida que a produção de energia renovável de perfil volátil em muitos países europeus foi crescendo.

Conforme observado no início do mercado grossista nos EUA, as regiões tentaram operar nos mercados grossistas usando versões simplificadas da rede de transporte de energia elétrica. Os mercados zonais ou de zona única assumiram uma capacidade de transporte de energia elétrica ilimitada entre locais ou apenas reconheceram restrições na rede de transporte de energia elétrica em grandes regiões geográficas. Estas simplificações da rede de transporte de energia elétrica e outras restrições operacionais relevantes podem criar oportunidades para os participantes no mercado aumentarem os seus lucros, aproveitando o facto de que em tempo real a configuração da rede de transporte de energia elétrica e outras restrições operacionais terem de ser respeitadas [24].

Esses mercados estabelecem um único preço de equilíbrio de mercado por período, apesar de existirem unidades geradoras com preços de oferta abaixo do preço de equilíbrio do mercado não produzindo eletricidade e unidades com preços de oferta acima do preço de equilíbrio de mercado produzindo eletricidade. Este resultado ocorre devido à localização da procura e das unidades de geração disponíveis na região, e da configuração da rede de transporte de energia elétrica que impede que algumas dessas unidades de baixo preço de oferta produzam eletricidade, requerendo que algumas das unidades com o preço de oferta mais elevado forneçam eletricidade. O impacto nos preços de oferta que as unidades de geração, que são compensadas por serem condicionadas a produzir ou deixar de produzir, submetem ao mercado grossista constitui um desafio para o desenho de mercado. Por exemplo, se as unidades de geração receberem o preço de oferta de eletricidade quando forem condicionadas a produzir e o proprietário da unidade sabe que ela será condicionada a produzir, o proprietário de uma unidade maximizador do lucro apresentará um preço de oferta muito superior ao custo

variável da unidade e receberá esse preço pela energia adicional fornecida, o que eleva o custo total da eletricidade fornecida ao consumidor final.

Um conjunto semelhante de circunstâncias pode surgir para unidades de geração condicionadas a não produzir. As unidades de geração condicionadas a não produzir geralmente recebem a diferença entre o preço de mercado e o seu preço de oferta para não fornecer eletricidade que estas unidades teriam fornecido não fosse a configuração da rede de transporte. Esta regra de mercado cria um incentivo para a maximização do lucro do fornecedor que sabe que a sua unidade será restringida a apresentar a menor oferta possível do preço a fim de receber o pagamento mais alto possível por ser restringido e assim aumentar o custo total da eletricidade fornecida aos consumidores finais [24].

A abordagem europeia ao problema do mercado de preços é diferente, podendo o desenho de preços zonais ou de zona única resolver o problema da rede de transporte se houver investimento suficiente em capacidade de transporte para que a rede suporte o maior número de horas possível durante o ano, os trânsitos de energia solicitados pelo mercado diário.

Qualquer diferença entre o modelo de mercado usado para definir os níveis de despacho e o preço de mercado e a operação em tempo real das unidades geradoras necessárias para satisfazer a procura, cria uma oportunidade para os participantes no mercado tomarem ações que aumentem os seus lucros à custa da eficiência do mercado. Os mercados grossistas de eletricidade de liquidação múltipla onde se usa o Preço Marginal Local (LMP, do inglês *Locational Marginal Pricing*), também conhecido como preço nodais, evitam em grande parte as restrições na rede de transmissão e outras restrições operacionais porque estas são incorporadas no despacho das unidades e no preço de mercado. Todos os mercados de LMP nos EUA otimizam a aquisição de energia e os serviços auxiliares, sendo os serviços auxiliares compostos por diferentes reservas operacionais exigidas pelo operador do sistema para ser mantido o equilíbrio entre a oferta e a procura em tempo real. Isto significa que todos os fornecedores apresentam ofertas de fornecimento de energia e de serviços auxiliares específicas para cada unidade de geração. Os grandes consumidores e as entidades fornecedoras de carga submetem as suas ofertas de compra de eletricidade ao operador do mercado grossista. Os LMP para a eletricidade e para os serviços auxiliares em cada local da rede, são determinados pela minimização dos custos, conforme as ofertas para satisfazer a procura de eletricidade e serviços auxiliares em todos os locais da rede de transporte

sujeitas às restrições da rede de transporte e outras restrições operacionais. Nenhuma unidade de geração será aceite para fornecer eletricidade ou serviços auxiliares se isso violar uma restrição da rede de transporte ou outra restrição operacional [24].

Uma distinção importante entre o desenho do mercado de LMP e o desenho do mercado europeu padrão está no compromisso centralizado das unidades de geração para fornecer eletricidade e serviços auxiliares. Nos mercados europeus normalmente não é exigido que todas as unidades produtoras apresentem curvas de oferta no mercado diário, em vez disso é permitido que os produtores tomem decisões individualmente, para as suas unidades. Este tipo de mercado pode resultar na produção a partir de unidades de custo mais elevado. Estes mercados não permitem a aquisição simultânea de eletricidade e de serviços auxiliares e em vez disso a aquisição de serviços auxiliares é sequencial, após terem sido determinados os programas de produção. Assim, os proprietários das unidades de geração podem exercer poder de mercado unilateral, no mercado de serviços auxiliares uma vez que sabem quais as unidades selecionadas para fornecer eletricidade e que estas não podem competir no mercado de serviços auxiliares.

Os mercados de LMP onde se otimiza a aquisição de eletricidade e serviços auxiliares, garantem que cada unidade de geração seja usada de maneira mais económica, com base na oferta de eletricidade e serviços auxiliares de todas as unidades de produção, não apenas aquelas pertencentes a um único mercado participante. O processo de determinação dos LMP define preços potencialmente diferentes em todos os locais da rede de transporte, dependendo da configuração da rede de transporte, da localização geográfica da procura e da disponibilidade das unidades produtoras. Como estes fatores são tidos em conta, no fecho do mercado, apenas as ofertas das unidades produtoras que se esperam serem viáveis em tempo real, dada a configuração esperada na rede de transporte, serão aceites para atender à procura. Nestas condições, as unidades de oferta recebem um preço maior ou menor do que outras unidades, dependendo se a unidade de produção está numa região da rede de transporte deficitária ou excedentária em termo de produção. O preço nodal em cada local da rede é o aumento do custo minimizado pela função objetivo como resultado de um aumento de uma unidade na quantidade de energia retirada nesse local da rede. O valor de cada serviço auxiliar é definido com o aumento do valor da função objetivo, como resultado de um aumento de uma unidade na procura por esse serviço auxiliar. Outro ponto forte do desenho de

mercado de LMP é o fato de existirem outras restrições que o operador de sistema tem em conta na operação da rede e que também podem ser contabilizadas através da definição de níveis de despacho e preços locais. Esta propriedade dos mercados de LMP é particularmente relevante para a integração económica de uma quantidade significativa de capacidade de geração de energias renováveis, podendo ter que serem revistas algumas restrições de confiabilidade devido à sua intermitência. Da experiência nos EUA com os mercados de LMP é que explicitamente entrar em conta com a configuração da rede de transporte, na determinação dos níveis de despacho, tanto dentro e entre regiões pode aumentar significativamente a quantidade de eletricidade comercializada entre regiões. Os mercados de preço nodal de liquidação múltipla foram adotados por todas as jurisdições nos EUA, como um mercado grossista a curto prazo. Este mercado de liquidação múltipla tem um mercado diário que é executado antes da operação do sistema em tempo real. Os produtores das unidades de geração apresentam as curvas de oferta por unidade para cada hora do dia seguinte e os compradores apresentam as curvas de procura para cada hora do dia seguinte, o operador do sistema minimiza o custo oferecido para suprir a procura para as horas do dia seguinte, sujeita à configuração prevista da rede de transporte e a outras restrições operacionais relevantes. Isso dá origem a LMP e compromissos financeiros firmes para comprar e vender eletricidade a cada hora do dia seguinte para todas as unidades produtoras e consumidores. No caso de um défice no compromisso de produção para o dia seguinte, este será colmatado comprando eletricidade em tempo real no mesmo local a qualquer produtor com potência disponível, essa eletricidade é vendida ao preço que estiver em tempo real. Para cargas e consumos adicionais aplica-se a mesma lógica. Em todos os mercados grossistas dos EUA, os LMP em tempo real são determinados a partir da oferta em tempo real, das curvas de todas as unidades de produção disponíveis e das cargas despacháveis, minimizando o custo conforme a oferta para atender a demanda em tempo real em todos os locais da área de controlo levando em consideração a atual configuração da rede de transporte e outras restrições operacionais relevantes. Este processo dá origem a LMP em todos os locais na rede de transporte e níveis reais de operação por hora para todas as unidades geradoras. Os desequilíbrios existentes em tempo real relativos aos horários do dia seguinte são eliminados nestes preços em tempo real. Por essa mesma lógica, um mercado de preço nodal de liquidação múltipla é adequado para países que não possuam uma extensa rede de transporte devido à configuração da

rede. Sendo este tipo de mercado também particularmente adequado para gerir uma variedade de geração com parcelas significativas de recursos renováveis, intermitentes. Uma queixa frequente que é levantada contra os mercados de LMP é que eles aumentam a probabilidade de reação política dos consumidores, porque o preço pago pela eletricidade no mercado grossista pode definir significativamente preços diferentes, em locais dentro da mesma região geográfica. Por exemplo, é cobrado ao consumidor final em áreas importadoras de energia um valor de preço mais alto do que a um consumidor em áreas exportadoras de energia. A maioria das regiões com LMP resolveu este problema cobrando a todos os clientes do mesmo estado, região ou território uma média ponderada dos LMP sempre que há uma diminuição de carga em pontos geográficos definidos. Esta abordagem de preços atenua os benefícios de segurança e eficiência operacional de um mercado de LMP ao abordar as questões de equidade entre consumidores [24].

2.2.5 Proposta para reforma do mercado de eletricidade

A FSR propõe à UE uma 5ª reforma do Mercado da eletricidade [4].

O mercado existente pode ser completado e complementado com instrumentos regulatórios, pelo que propõem três recomendações;

1ª Habilitar e incentivar os consumidores e fornecedores a se protegerem através de mercados de futuro.

2ª Dar aos consumidores acesso e energias renováveis baratas com Contratos por Diferença (CfDs) e Contratos de Compra de Energia (PPAs) compatíveis com mercados a curto prazo.

3ª Reduzir os riscos nos investimentos em recursos energéticos e mitigar as preocupações de acessibilidade para os consumidores, redesenhando os Mecanismos de Remuneração Capacidade (CRMs) ou complementando esses mecanismos com outras ferramentas regulatórias.

No caso de uma reforma mais ampla poderia ter-se como objetivo acelerar as inovações do lado do consumidor previsto pelo pacote de energia limpa. Essas inovações podem trazer a flexibilidade tão necessária em sistemas de energia descarbonizada.

Outra proposta para a reforma do mercado de eletricidade foi feita pelo *The Oxford institute for energy studies*, o qual propõe dividir o mercado da eletricidade

de acordo com as características das tecnologias produtoras da eletricidade para que possam ser precificadas separadamente [26].

A proposta inicial foi efetuada antes da crise energética e defendia dois mercados, um para renováveis e outro para todas as outras tecnologias. A ideia é encorajar os consumidores a considerar a partir de que tipo de tecnologia, eles desejam obter a sua eletricidade. Numa outra proposta submetida pela delegação grega ao Conselho Europeu [27], existem semelhanças com a proposta feita pelo *The Oxford institute for energy studies* a qual não é apoiada pela FSR, em que se pretende a divisão do mercado da eletricidade, mas também se defende um papel maior para os CfDs, com o qual a FSR concorda se implementados adequadamente.

Capítulo 3

Metodología

3. Metodologia

Neste capítulo apresentam-se formas alternativas para a formação do preço de mercado recorrendo à média ponderada do preço mais elevado da licitação que casou pela energia produzida. Uma das alternativas usa o preço máximo licitado casado por tecnologia utilizada na produção de energia elétrica. A outra alternativa usa o preço máximo licitado casado por tecnologias térmicas e não térmicas.

3.1 Mecanismo de preço usando preço máximo licitado casado por tecnologia

Neste mecanismo, para calcular o preço de mercado é utilizada a média ponderada do preço máximo licitado casado pela eletricidade produzida por cada tipo de tecnologia. Assim, é multiplicada a quantidade de energia produzida por cada tecnologia pelo preço máximo licitado casado dessa tecnologia. De seguida efetua-se o somatório de todos os resultados para cada uma das tecnologias e, posteriormente, divide-se pela totalidade da energia transacionada, de acordo com a seguinte fórmula:

$$Pmec1_h = \frac{\sum_t (Pmax_{t,h} * E_t)}{\sum_t E_t} \quad (3.1)$$

Onde:

$Pmec1_h$ - Preço de mercado do mecanismo alternativo 1 na hora h .

$Pmax_{t,h}$ - Preço máximo licitado casado da tecnologia t na hora h .

E_t – Energia transacionada da tecnologia t .

Para melhor compreender o cálculo deste mecanismo alternativo de preço de mercado considere-se a curva de oferta de mercado fictícia mostrada na figura 3.1, com a tecnologia de cada licitação indicada e a linha vermelha vertical que se encontra do lado direito do gráfico indica a curva da procura de mercado fictícia.

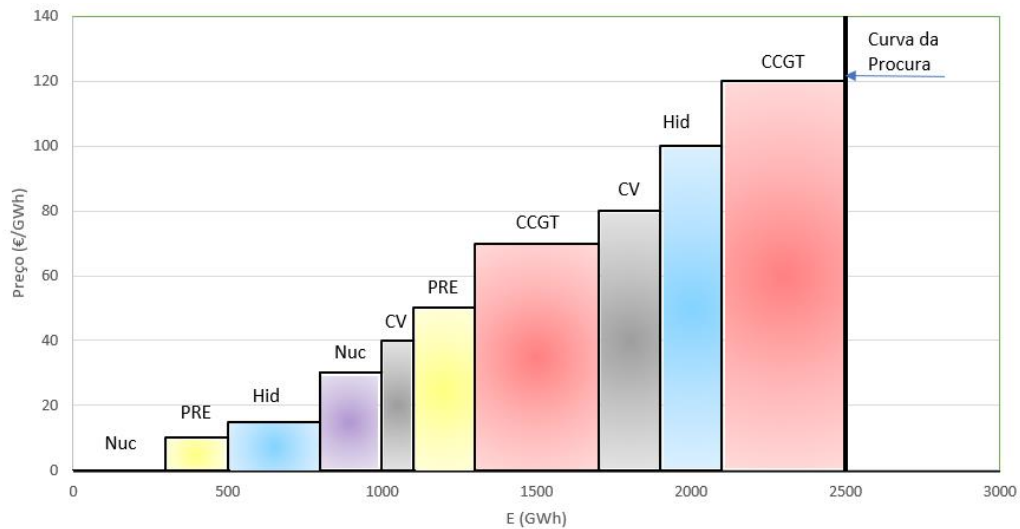


Figura 3.1 - curva de oferta do mercado

A figura 3.2 serve para ilustrar a forma de calcular o preço de mercado utilizando o mecanismo da média ponderada de todas as tecnologias.

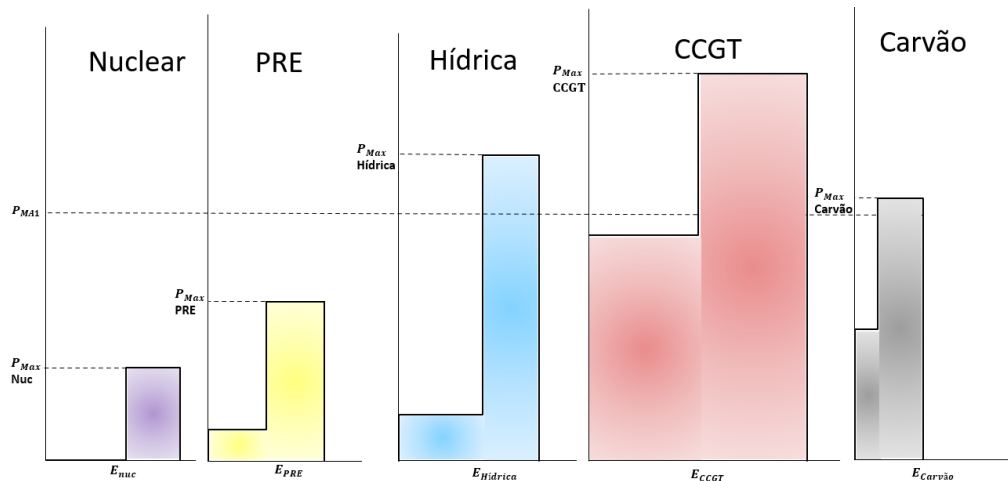


Figura 3.2 – Determinação do preço de mercado pela média ponderada para todas as tecnologias

Como se pode observar no gráfico, para calcular o preço de mercado é efetuado o produto do preço máximo licitado casado de uma tecnologia pela quantidade produzida por esta. Em seguida, somam-se todos os resultados anteriores e divide-se o somatório pela quantidade produzida de todas as tecnologias, ou seja, a quantidade transacionada no mercado.

Neste mecanismo, o preço pago pelos consumidores é o preço de mercado calculado pela forma explicada acima. Os produtores recebem o preço máximo

licitado casado de cada tecnologia pela sua produção da respetiva tecnologia. Isto é, um produtor receberá pela quantidade produzida a partir do nuclear, o preço máximo licitado casado da tecnologia nuclear, pela quantidade produzida pela tecnologia hídrica, o preço máximo licitado casado da tecnologia hídrica e assim sucessivamente para as restantes tecnologias. Assim, o preço que os produtores recebem difere do preço recebido em mercados como o MIBEL, onde o preço pago aos produtores é o preço de mercado.

3.2 Mecanismo de preço usando preço máximo licitado casado por tecnologia térmica e não térmica

A figura 3.3, parte da curva de oferta indicada na figura 3.1 e ilustra a forma de cálculo do preço de mercado utilizando o mecanismo da média ponderada do preço máximo licitado casado das tecnologias térmicas e não térmicas pela quantidade produzida pelas tecnologias térmicas e não térmicas, ou seja, a quantidade total transacionada.

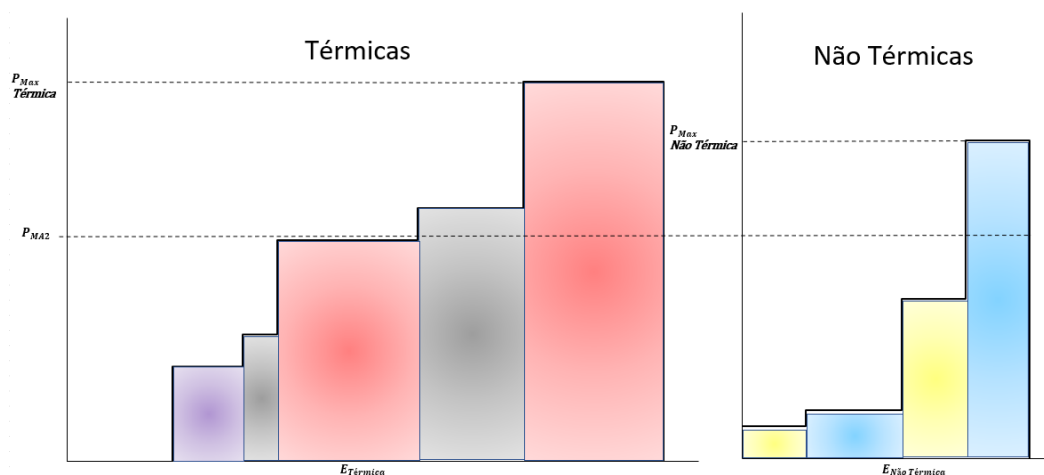


Figura 3.3 – Determinação do preço de mercado pela média ponderada entre as tecnologias térmicas e não térmicas

Como se observa no gráfico, determina-se o preço licitado casado mais elevado das tecnologias térmicas e das não térmicas, em seguida calcula-se a média ponderada utilizando a equação 3.1, onde o t diz respeito às tecnologias não térmicas e tecnologias térmicas.

Neste mecanismo o preço pago pelos consumidores é o preço de mercado calculado pela média ponderada. De forma análoga ao mecanismo apresentado

anteriormente, os produtores recebem o preço máximo licitado casado das tecnologias térmica pela sua produção a partir das tecnologias térmicas e o preço máximo licitado casado das tecnologias não térmicas pela sua produção a partir das tecnologias não térmicas.

3.3 Excedente consumidor e produtor

Para se perceber qual o impacto quer do lado dos consumidores, quer do lado dos produtores, irá proceder-se também ao cálculo da variação do excedente do consumidor e do produtor entre o mecanismo de preço uniforme, atualmente em prática no MIBEL e os dois mecanismos propostos.

A figura 3.4 ilustra graficamente o cálculo dos excedentes do consumidor e do produtor.

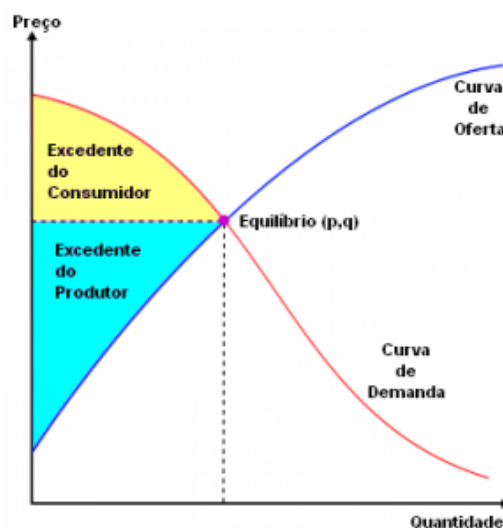


Figura 3.4 – Cálculo do excedente do consumidor e do produtor [28]

Como se pode observar na figura 3.4, o excedente do consumidor pode ser representado pela área delimitada pela curva de procura, o eixo vertical das ordenadas e a linha horizontal que corresponde ao preço de equilíbrio de mercado.

Em relação ao excedente do produtor, este vai corresponder à área delimitada pela curva de oferta, o eixo vertical das ordenadas e a linha horizontal correspondente ao preço de equilíbrio de mercado.

Neste trabalho, para o excedente do consumidor será apenas contabilizada a sua variação para cada um dos mecanismos alternativos, relativa à que se obtém no mercado do MIBEL com o mecanismo de preço atual. No caso do excedente do produtor, também a sua variação será calculada, face a situação atual no MIBEL. Uma vez que a variação do excedente do produtor será igual à variação de receita

dos produtores, neste trabalho, o excedente do produtor passará a ser referido como variação de receita. Esta variação será calculada por tecnologia, procurando perceber qual ou quais as tecnologias que sofrerão maior impacto com os mecanismos alternativos de formação de preço.

3.4 Pandas Python

Para a realização dos cálculos relativos à metodologia empregue para a formação dos preços de mercado nos dois mecanismos alternativos propostos, bem como o seu impacto ao nível do excedente do consumidor e da receita dos produtores, recorreu-se ao software Pandas [29]

O Pandas é uma biblioteca de software criada em linguagem Python para a manipulação e análise de dados. A biblioteca oferece estruturas para tratar/analisar tabelas numéricas e séries temporais. O Pandas é principalmente usado para aprendizagem automática, pela facilidade que o objeto *dataframes* oferece. O Pandas permite a importação de diferentes formatos de arquivos como csv e Excel, para a sua leitura em *dataframes*. Também permite diversas operações de álgebra, e funções de limpeza, como por exemplo o preenchimento, substituição ou inserção de valores nulos. Pelo que se tornou uma ferramenta de elevado valor para o teste destes mecanismos.

Capítulo 4

Análise de resultados

4. Análise de resultados

4.1 Tratamento de dados

Os dados utilizados nesta dissertação foram obtidos no site do OMIE [3]. Estes dados são referentes às curvas agregadas de oferta e procura do mercado diário, no período entre janeiro de 2021 e junho de 2022, estes dados contêm informação relativa ao dia, hora, preço, quantidade, unidade de oferta (produção ou compra) de todas as licitações feitas no período referido, assim como informação se a licitação casou ou não no mercado. Os ficheiros são comprimidos e apresentados no formato .zip, logo é necessário descomprimi-los para obter ficheiros de texto com extensão .1. Estes ficheiros são posteriormente convertidos em ficheiros Excel para poderem ser lidos pelo código Pandas Python. Para facilitar a manipulação dos dados, criou-se um ficheiro Excel para cada mês, subdividido por cada dia do mês.

4.2 Preço máximo licitado pela tecnologia

Neste subcapítulo vai-se analisar a evolução dos preços máximos licitados casados das várias tecnologias e compará-los com os preços máximos licitados casados das centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT), incidindo a análise sobretudo nos meses de janeiro de 2021, outubro de 2021 e março de 2022. A razão para a escolha destes meses prende-se com o facto de janeiro de 2021 ter sido um mês onde o preço médio foi cerca de 60 €/MWh, ou seja, foi dos meses com preços mais baixos no período analisado, outubro de 2021 foi o mês em que o preço médio se situou próximo dos 200 €/MWh e março de 2022 foi o mês em que o preço médio atingiu o valor mais alto no período analisado, próximo dos 283 €/MWh.

Na figura 4.1 observam-se os preços máximos da tecnologia CCGT e da tecnologia a carvão no mês de janeiro de 2021.

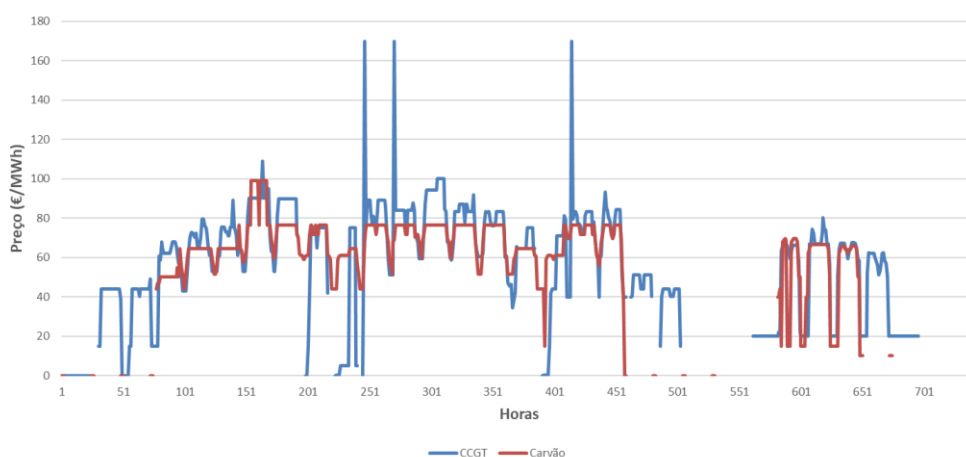


Figura 4.1 – Preços máximos licitados da CCGT e do Carvão para o mês de janeiro de 2021

Conforme se pode observar na figura 4.1, a tecnologia a carvão por norma tende a acompanhar o preço da tecnologia CCGT, nas horas em que o preço máximo licitado casado é mais baixo. Nas horas em que o preço máximo licitado casado é mais alto, existe uma maior diferença nas duas tecnologias. Este facto pode ter a ver com a maior flexibilidade de operação das centrais CCGT, as quais arriscam licitar preços mais elevados em horas de maior procura, mesmo que isso provoque ficarem fora do mercado. Na figura 4.1, horas em que não esteja representado o preço máximo licitado de uma das tecnologias, ou de ambas, significa que nessa hora uma, ou ambas as tecnologias não casaram.

Na figura 4.2, observam-se os preços máximos da tecnologia CCGT e da tecnologia a carvão no mês de outubro de 2021.

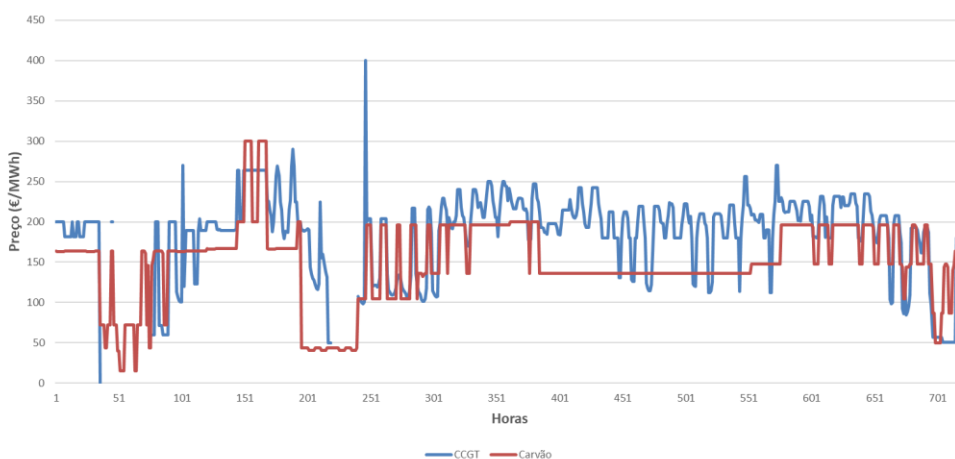


Figura 4.2 - Preços máximos licitados da CCGT e do Carvão para o mês de outubro de 2021

Como se verifica na figura 4.2, o preço máximo licitado casado em outubro de 2021 é superior ao de janeiro de 2021. Uma das razões para isto terá sido o facto de no mês julho de 2021 o limite de licitação de preço de 180 €/MWh passou a ser de 3000 €/MWh e, assim, com este novo teto no preço e com o aumento dos custos marginais destas tecnologias, houve um aumento significativo nos preços máximos licitados casados das mesmas. Como se pode verificar na figura 4.1, no mês de janeiro de 2021, a tecnologia a carvão acompanhava o preço máximo licitado casado da CCGT nas horas de menor preço, o que se verifica em menor extensão no mês de outubro de 2021. Além disso, nas horas de preço mais elevado, o diferencial entre a tecnologia a carvão e a CCGT aumentou o que indicia que a diferença entre os custos marginais da CCGT e do carvão aumentou relativamente a janeiro de 2021.

Na figura 4.3 observa-se os preços máximos da tecnologia CCGT e da tecnologia a carvão no mês de março de 2022.

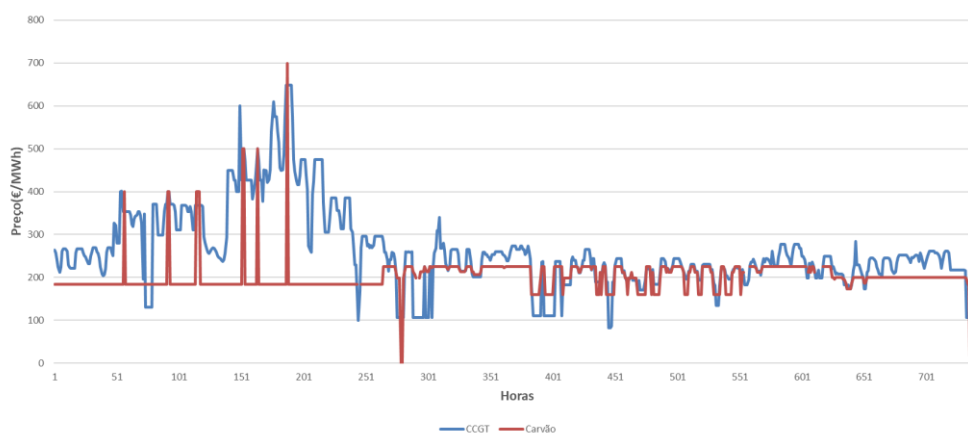


Figura 4.3 - Preços máximos licitados da CCGT e do Carvão para o mês de março de 2022

Como se verifica na figura 4.3, o preço máximo licitado casado em março de 2022 é superior quer ao de janeiro de 2021 quer ao do mês de outubro de 2021, o que indicia um aumento do custo marginal de ambas as tecnologias. Além disso, também se pode verificar que o diferencial entre custos marginais do carvão e da CCGT continuou a alargar-se face a ambos os meses, resultado do aumento significativo dos preços do gás natural nos mercados internacionais motivado pela guerra na Ucrânia.

Outros valores a comparar são o preço máximo licitado casado da tecnologia CCGT com o da tecnologia hídrica.

Na figura 4.4 observam-se os preços máximos da tecnologia CCGT e da tecnologia hídrica no mês de janeiro de 2021.

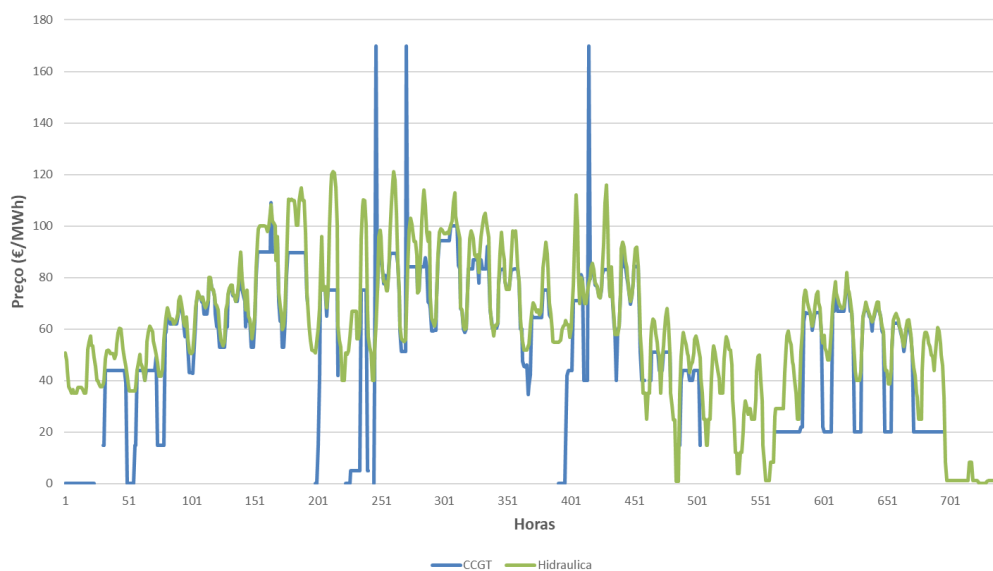


Figura 4.4 - Preços máximos licitados da CCGT e do Hídrica para o mês de janeiro de 2021

Como se pode analisar na figura 4.4, o preço máximo licitado casado pela tecnologia hídrica tende a acompanhar o preço máximo licitado casado na tecnologia CCGT, quer nas horas de preço mais baixo quer nas horas de preço mais levado. Isto deve-se à energia hídrica produzir energia substituindo a tecnologia com o custo marginal mais elevado, neste caso a CCGT, porque a tecnologia hídrica tem capacidade de armazenamento. Assim, a tecnologia hídrica licita ao seu custo de oportunidade.

Na figura 4.5 observa-se os preços máximos da tecnologia CCGT e da tecnologia hídrica no mês de outubro de 2021.



Figura 4.5 - Preços máximos licitados da CCGT e do Hídrica para o mês de outubro de 2021

Como se verifica na figura 4.5, o preço máximo licitado casado em outubro de 2021 é superior ao de janeiro de 2021 pois no mês julho de 2021, porque além de ter deixado de haver o limite de preço de mercado de 180 €/MWh que passou a ser de 3000 €/MWh, também houve um aumento consecutivo do custo marginal do gás natural. Outro fator também a contribuir para o aumento do preço máximo licitado casado, neste caso o da hídrica, foi a seca que assolou a Península Ibérica no ano de 2021 que tornou a água para a produção de eletricidade a partir de centrais hídricas, um bem mais escasso e até restrito, aumentando assim o seu valor.

Na figura 4.6 observa-se os preços máximos da tecnologia a CCGT e da tecnologia hídrica no mês de março de 2022.

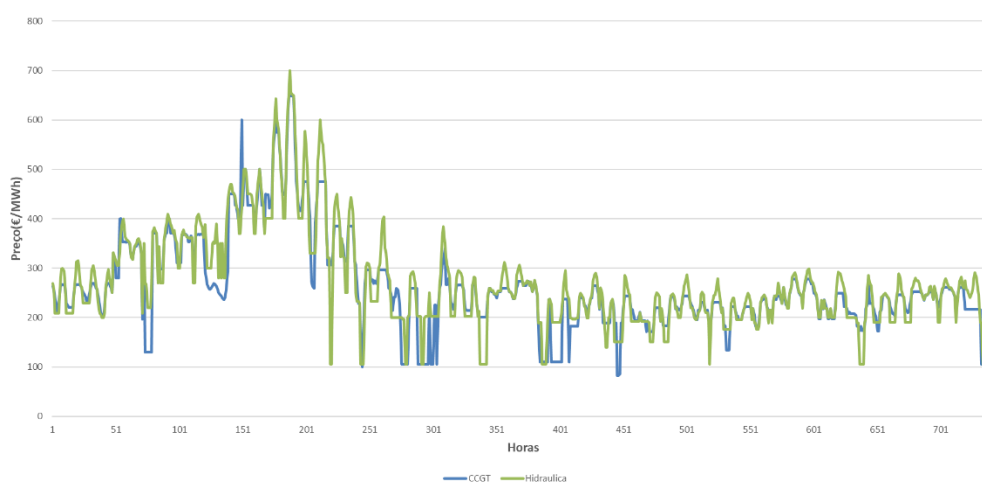


Figura 4.6 - Preços máximos licitados da CCGT e do Hídrica para o mês de março de 2022

Como se verifica na figura 4.6, o preço máximo licitado casado em março de 2022 é superior ao de janeiro de 2021 e ao de outubro de 2021.

Comparando a diferença entre os preços máximos licitados da tecnologia CCGT e a carvão, e a diferença do preço máximo licitado casado da tecnologia CCGT e hídrica, pode observar-se que a diferença entre estes dois últimos é menor. Isto deve-se ao facto já anteriormente referido de que a tecnologia hídrica tendo capacidade de armazenamento, tende a licitar ao custo marginal da tecnologia que substitui, ou seja ao custo de oportunidade.

Outros preços a comparar são o preço máximo licitado casado da tecnologia CCGT com o preço máximo licitado casado das tecnologias de produção em regime especial e com o da tecnologia nuclear.

Na figura 4.7 observam-se os preços máximos licitado da tecnologia CCGT, da tecnologia nuclear e das tecnologias de PRE no mês de janeiro de 2021.

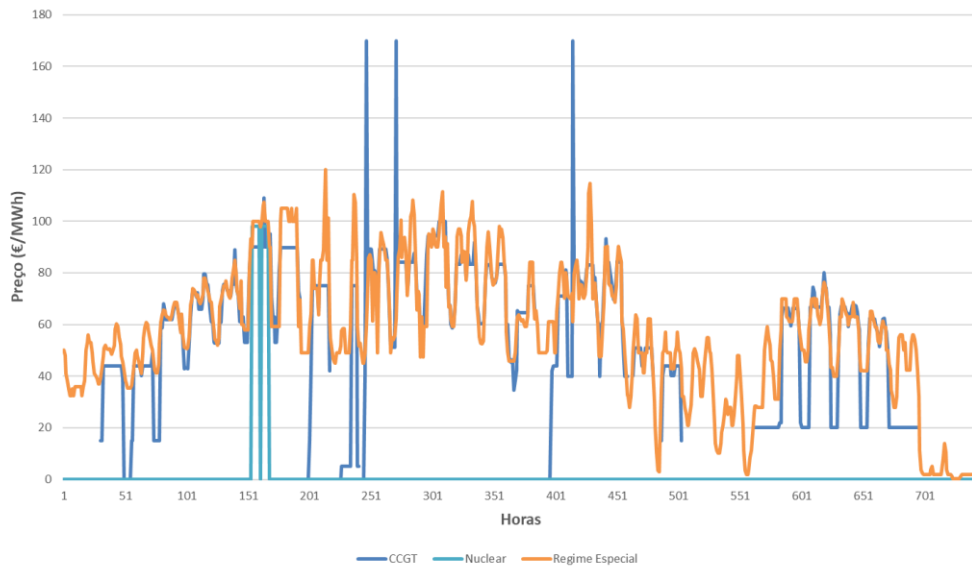


Figura 4.7 Preços máximos licitados da CCGT, Nuclear e da PRE para o mês de janeiro de 2021

Na figura 4.7 a energia produzida através da tecnologia CCGT é comparada com a energia nuclear e a PRE. A PRE tem a tendência de seguir a curva da CCGT, uma vez que na PRE tem-se em consideração vários tipos de tecnologia de produção de eletricidade como a solar, eólica e cogeração. Dentro da PRE, a cogeração é a que tem um custo marginal superior o que faz com que as outras tecnologias da PRE acompanhem o custo marginal desta tecnologia enquanto a produção nuclear é licitada sobretudo a zero pois esta tecnologia tem um custo marginal de produção muito baixo e como a operação de uma central nuclear é muito inflexível, os produtores ao licitarem a preço zero estão a garantir que as centrais nucleares casem sempre no mercado, assim fazendo com que elas nunca parem.

Na figura 4.8 observa-se os preços máximos licitado da tecnologia CCGT, da tecnologia nuclear e das tecnologias de PRE no mês de outubro de 2021.

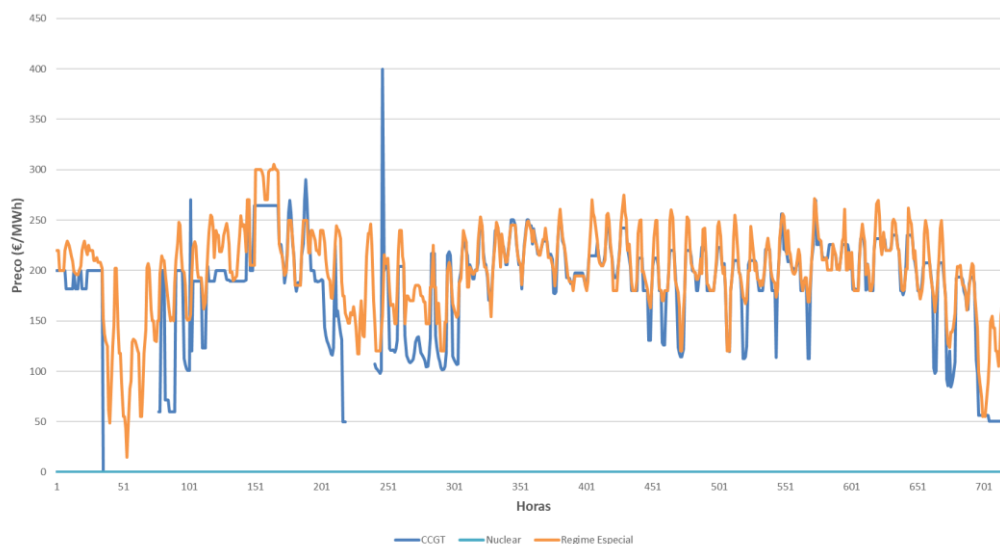


Figura 4.8 - Preços máximos licitados da CCGT, Nuclear e da PRE para o mês de outubro de 2021

Como se verifica na figura 4.8, o preço máximo licitado casado em outubro de 2021 é superior ao de janeiro de 2021 pois, como referido anteriormente, no mês julho de 2021 deixou de haver o limite no preço de mercado de 180 €/MWh tendo passado para 3000 €/MWh. Assim, devido ao aumento do custo marginal da tecnologia CCGT, fazem com que o preço máximo licitado casado desta tecnologia e da PRE, aumente inevitavelmente.

Na figura 4.9 observa-se os preços máximos licitado da tecnologia CCGT, da tecnologia nuclear e das tecnologias de PRE no mês de março de 2022.

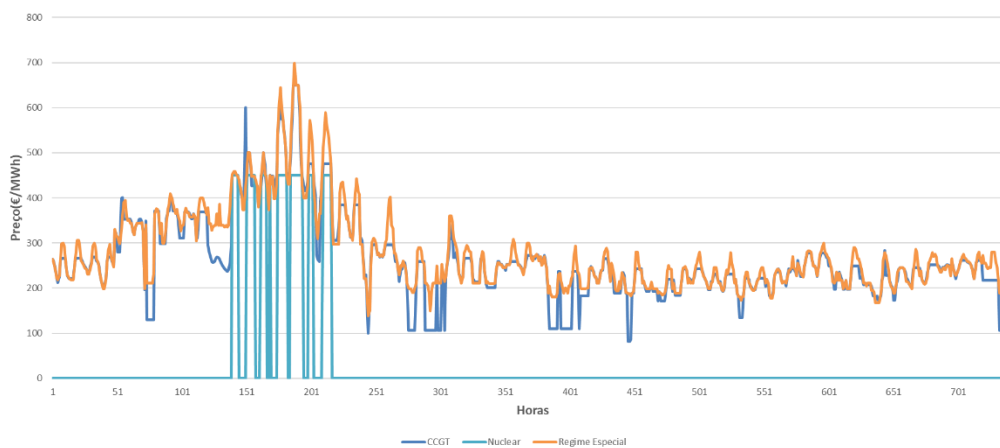


Figura 4.9 - Preços máximos licitados da CCGT, Nuclear e da PRE para o mês de março de 2022

Como se verifica na figura 4.9, o preço máximo licitado casado em março de 2022 é superior ao de janeiro de 2021 e ao de outubro de 2021. Como se verificou anteriormente no mês março de 2022, também houve um aumento do custo marginal dessas tecnologias exceto a tecnologia nuclear, fazendo com que o preço máximo licitado casado aumente inevitavelmente.

Em março de 2022, também se verifica que o preço máximo licitado casado da energia nuclear teve um valor nulo em menos horas do que nos outros dois meses analisados.

Na tabela 4.1 é apresentada a percentagem de horas em que cada tecnologia de produção de energia definiu o preço de mercado em cada mês do período analisado.

Ano	Mês	CCGT	Carvão	Hidraulica	Nuclear	Regime Especial
2021	Janeiro	5,2%	7,4%	67,3%	0,0%	20,0%
	Fevereiro	3,4%	1,2%	58,9%	1,0%	35,4%
	Março	5,6%	0,4%	67,9%	0,4%	25,7%
	Abril	10,3%	5,3%	69,3%	0,0%	15,1%
	Maior	8,5%	0,1%	68,1%	0,0%	23,3%
	Junho	23,9%	0,6%	63,5%	0,0%	12,1%
	Julho	21,6%	2,6%	62,8%	0,0%	13,0%
	Agosto	21,2%	1,5%	58,7%	0,0%	18,5%
	Setembro	28,9%	3,1%	56,7%	0,0%	11,4%
	Outubro	17,2%	3,1%	58,9%	0,0%	20,8%
	Novembro	25,4%	4,6%	50,4%	0,0%	19,6%
	Dezembro	23,3%	3,9%	53,4%	0,0%	19,5%
2022	Janeiro	24,9%	4,3%	55,6%	0,0%	15,2%
	Fevereiro	21,9%	8,2%	44,6%	0,0%	25,3%
	Março	22,0%	5,2%	50,9%	0,0%	21,8%
	Abril	12,8%	6,3%	48,8%	0,0%	32,2%
	Maior	18,7%	3,5%	41,3%	0,0%	36,6%
	Junho	38,3%	4,0%	34,4%	0,0%	23,1%

Tabela 4.1 -Percentagem de horas em que cada tecnologia marcou o preço de mercado

Como se pode verificar na tabela 4.1, durante o ano de 2021 e na primeira metade de 2022 a tecnologia hídrica foi a que marcou a maior parte das vezes o preço de mercado, pois esta tecnologia acompanha o preço máximo da tecnologia que vai substituir. A produção hídrica depende da água armazenada em albufeira ou daquela que é bombeada da segunda albufeira para primeira, esta situação encarece o custo marginal da produção da energia hídrica e assim pode produzir ao mesmo valor da tecnologia de preço mais elevado, substituindo esta.

As centrais de carvão marcaram menos vezes o preço de mercado porque o custo marginal dessa energia é inferior ao custo marginal da tecnologia CCGT,

como se pode verificar na tabela 4.1, a tecnologia CCGT marcou mais vezes o preço de mercado do que a tecnologia a carvão.

Verifica-se também que a tecnologia nuclear raramente ou quase nunca marca o preço de mercado.

4.3 Comparação entre os preços de mercado do MIBEL e os mecanismos alternativos propostos

Neste subcapítulo faz-se uma comparação entre os preços do MIBEL e os preços de mercado utilizando os mecanismos alternativos indicados na metodologia.

Na figura 4.10, comparam-se os preços ao longo de um mês com os diferentes preços de mercado utilizando os mecanismos alternativos para obter a formação de preços, onde o preço do mecanismo alternativo 1 ($Pmec1_h$) corresponde ao cálculo da média ponderada do preço máximo licitado casado pela energia transacionada de cada tecnologia e o preço do mecanismo alternativo 2 ($Pmec2_h$) corresponde ao cálculo da média ponderada do preço máximo licitado casado das tecnologias térmicas e não térmicas pela energia transacionada das tecnologias térmicas e não térmicas.

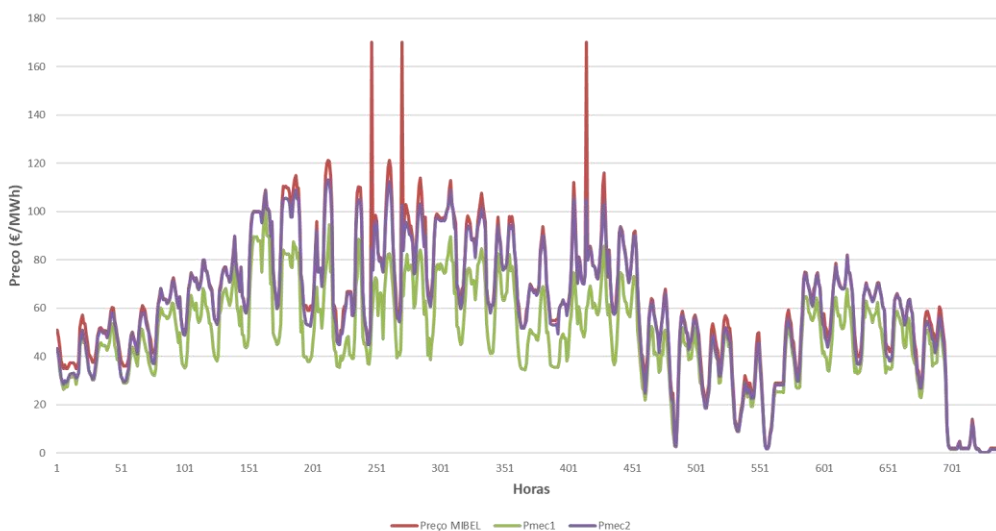


Figura 4.10 - Gráfico de comparação dos preços do MIBEL com os novos para o mês de janeiro de 2021

Como se pode verificar no gráfico da figura 4.10, o preço do MIBEL é superior ao preço do primeiro mecanismo alternativo ($Pmec1_h$) e do segundo mecanismo alternativo ($Pmec2_h$). No entanto, existem algumas horas em que o $Pmec1_h$ e o $Pmec2_h$ têm o preço igual ao do MIBEL, pois nessas horas as centrais hídricas e PRE estão a licitar a preços próximos de 0. Isto mostra que as centrais.

térmicas não marcaram o preço de mercado, pois este foi marcado pelas centrais hídricas de albufeira e pelas PRE. As centrais hídricas têm a possibilidade de produzir a energia ao preço da tecnologia que vão substituir naquela hora, ou seja, ao custo de oportunidade.

O P_{mec1_h} como se pode verificar na figura 4.10 é aquele que apresenta a maior diferença quando comparado com o valor do preço no MIBEL, uma vez que é considerado o preço máximo de cada tecnologia em relação a sua energia transacionada, pois no P_{mec1_h} é considerado o preço máximo licitado casado de cada tecnologia enquanto no MIBEL é considerado o preço de fecho de mercado.

O P_{mec2_h} acaba por se aproximar mais do preço do MIBEL, uma vez que é considerado o preço máximo licitado casado e a energia transacionada das tecnologias térmicas e não térmicas. Dentro das tecnologias térmicas pode-se verificar que o valor máximo licitado casado das tecnologias térmicas é que vai marcar o preço final para essas tecnologias. No caso das não térmicas verifica-se uma similaridade com o caso anterior.

Na figura 4.11 observa-se os preços do MIBEL e dos dois mecanismos alternativos para o mês de outubro de 2021.

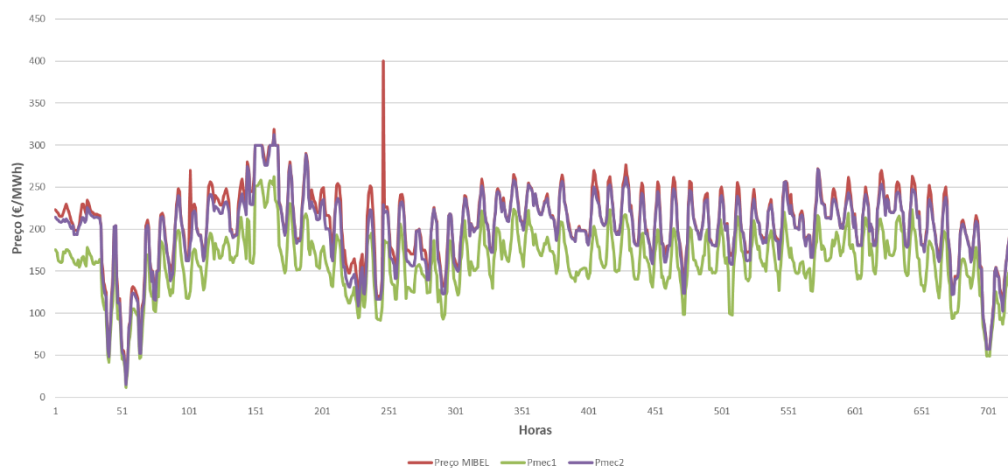


Figura 4.11 - Gráfico de comparação dos preços do MIBEL com os novos para o mês de outubro de 2021

Comparando os valores do mês de outubro de 2021 com os de mês de janeiro de 2021 o preço de mercado dos três mecanismos é mais elevado e houve um aumento na diferença do preço MIBEL e P_{mec2_h} , em relação ao P_{mec1_h} , esse aumento deveu-se ao aumento dos preços máximos licitados casados das tecnologias hídrica, CCGT e PRE, enquanto as outras tecnologias mantiveram os preços a 0 como a nuclear ou tiveram os preços inferiores em relação as essas tecnologias como por exemplo a tecnologia a carvão.

Na figura 4.12 observa-se os preços do MIBEL e dos dois mecanismos alternativos para o mês de março de 2022.

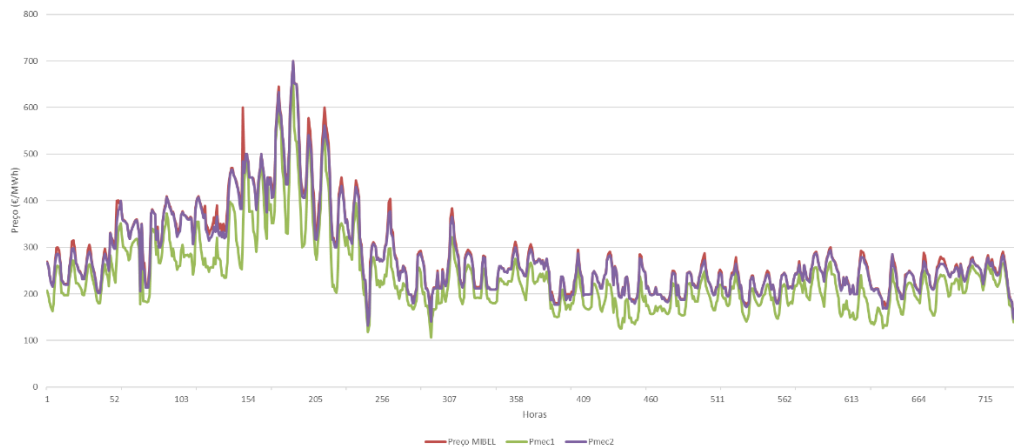


Figura 4.12 - Gráfico de comparação dos preços do MIBEL com os novos para o mês de março de 2022

Como se verifica na figura 4.12, o preço de mercado em março de 2022 é superior ao de janeiro de 2021, mas a diferença que existia em outubro de 2021 do $Pmec1_h$, em relação aos outros dois mecanismo é menos significativa.

Na figura 4.13 observa-se os preços do MIBEL e dos dois mecanismos alternativos para o mês de junho de 2022.



Figura 4.13 - Gráfico de comparação dos preços do MIBEL com os novos para o mês de junho de 2022

Na figura 4.13 verifica-se uma convergência no preço de mercado na península ibérica entre os três mecanismos, esta convergência acontece a partir da segunda metade do mês de junho de 2022 com a entrada em vigor do mecanismo ibérico para a limitação dos preços no MIBEL.

Na figura 4.14 observa-se a curva de duração de preço para o mês de janeiro de 2021.

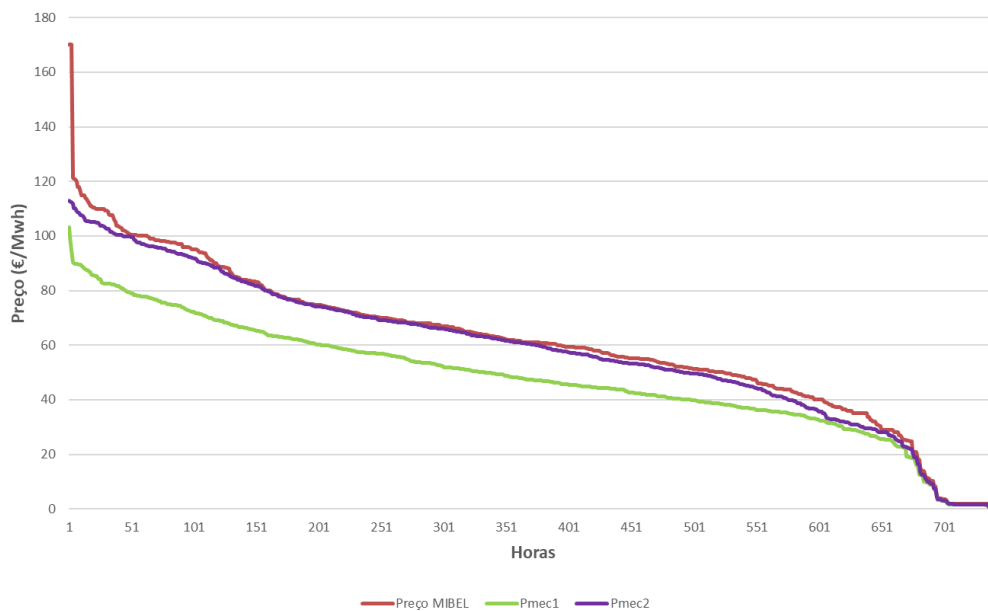


Figura 4.14 – Curva de duração de preço para o mês de janeiro de 2021

Como se pode verificar na figura 4.14 durante 500 horas do mês de janeiro de 2021, o preço $Pmec1_h$ teve um preço superior a 40 €/MWh enquanto o $Pmec2_h$ e o preço MIBEL tiveram um preço superior a 50 €/MWh. Pode-se também verificar que em cerca de 100 horas do mês, os três preços convergem para valores abaixo dos 30 €/MWh e em cerca de 40 horas do mês os três preços ficam com valores perto de zero. Isto acontece porque as tecnologias a carvão e CCGT em algumas horas do mês de janeiro de 2021 não casaram, o que faz com que o preço licitado da tecnologia hídrica seja menor nessas horas do mês.

Na figura 4.15 observa-se a curva de duração de preço para o mês de outubro de 2021.

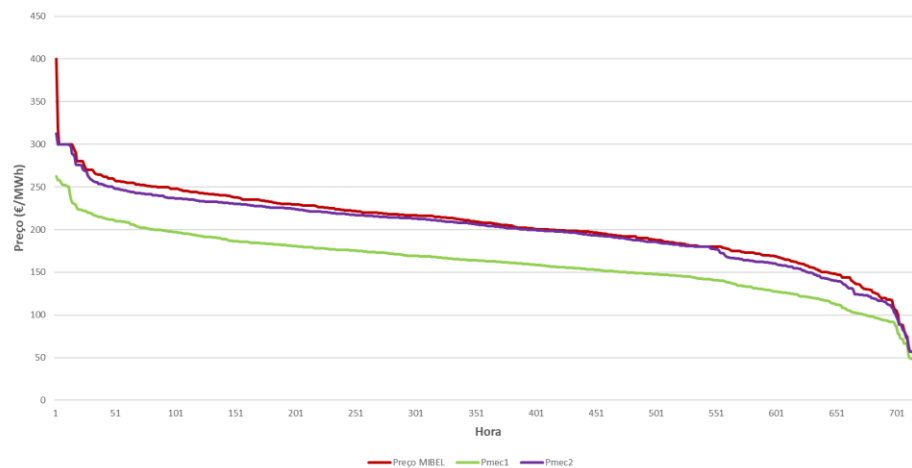


Figura 4.15 - Curva de duração de preço para o mês de outubro de 2021

Como se verifica na figura 4.15, em 700 horas do mês de outubro de 2021 o $Pmec1_h$ teve o preço de mercado inferior ao do $Pmec2_h$ e do Preço MIBEL. Neste caso, o $Pmec1_h$ teve um preço superior a 100 €/MWh, enquanto o preço do MIBEL e do $Pmec2_h$ tiveram valores superiores a 125 €/MWh.

Verifica-se que durante o mês de outubro de 2021, os três mecanismos convergiram menos que em janeiro de 2021 e só convergiram quando o preço de mercado foi mais baixo, isto deve-se ao fato de as tecnologias a carvão e CCGT casarem mais vezes que no mês de janeiro de 2021, o que faz com que aumente o custo de oportunidade das tecnologias hídricas e PRE, logo os preços só convergem nas poucas horas onde a CCGT não casou.

Na figura 4.16 observa-se a curva de duração de preço para o mês de março de 2022.

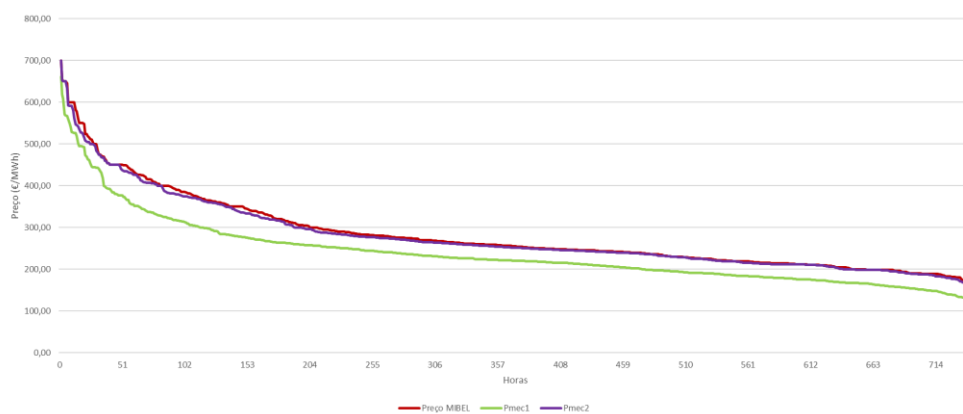


Figura 4.16 - Curva de duração de preço para o mês de março de 2022

Como se verifica na figura 4.16, o $Pmec1_h$ durante quase toda a totalidade do mês de março de 2022 teve um preço de mercado inferior a $Pmec2_h$ e ao preço MIBEL, pois o $Pmec1_h$ teve um preço de mercado sempre inferior em aproximadamente 50 €/MWh em relação ao preço do MIBEL e do $Pmec2_h$.

4.3.1 Análise Anual

Para se realizar uma melhor análise dos resultados, calcula-se para cada mês a média aritmética dos preços.

- Média aritmética

A tabela 4.2 apresenta a média aritmética dos três métodos de formação de preço de mercado para o ano de 2021 e até ao mês de junho de 2022

Ano	Mês	Média MIBEL (€/MWh)	Média Pmec1 (€/MWh)	Média Pmec2 (€/MWh)
2021	Janeiro	60,8	47,6	58,6
	Fevereiro	28,3	24,4	26,9
	Março	45,2	36,8	43,2
	Abril	65,2	52,2	63,3
	Maiο	66,9	53,9	64,9
	Junho	83,2	66,0	81,3
	Julho	92,7	72,3	91,1
	Agosto	105,9	79,8	102,9
	Setembro	156,3	120,1	153,9
	Outubro	203,4	160,2	197,8
	Novembro	193,4	164,1	190,0
	Dezembro	239,9	203,1	235,8
2022	Janeiro	202,2	169,6	198,7
	Fevereiro	201,7	161,5	197,1
	Março	282,5	238,0	278,1
	Abril	191,4	167,4	185,8
	Maiο	187,5	169,4	184,2
	Junho	169,6	149,9	166,7

Tabela 4.2 – Média aritmética do preço de mercado do MIBEL e dos mecanismos alternativos

E mostra-se o gráfico da figura 4.17, que apresenta a média aritmética dos três métodos de formação de preço de mercado para o ano de 2021 e até ao mês de junho de 2022.

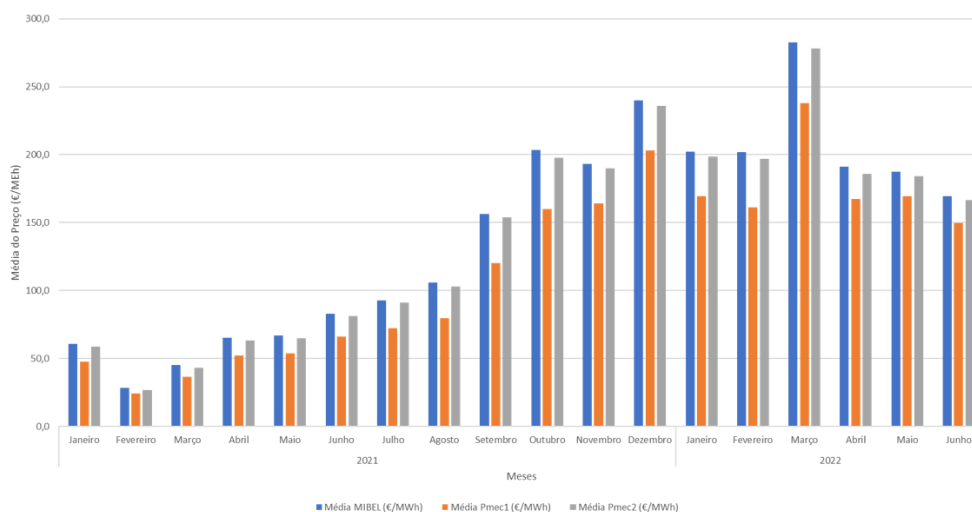


Figura 4.17 – Média aritmética do preço de mercado do MIBEL e dos mecanismos alternativos

Analisando os valores da tabela 4.2 e da figura 4.17 pode-se observar que o $Pmec1_h$ é bastante diferente do preço MIBEL, enquanto o $Pmec2_h$ é bastante semelhante ao preço MIBEL. Isto deve-se à forma como cada preço é calculado, o $Pmec1_h$ é calculado com os valores do preço máximo de cada tecnologia e a sua energia transacionada e enquanto o $Pmec2_h$ utiliza o preço máximo das tecnologias térmicas e não térmicas e a sua energia transacionada para calcular o preço médio por mês.

Pode-se concluir que entre os meses setembro de 2021 e março de 2022 a média aritmética do $Pmec1_h$ tem uma maior diferença de preços médios em relação aos outros dois mecanismos de formação de preços.

4.3.2 Variação do excedente do consumidor e da receita dos produtores

Neste subcapítulo é apresentada a análise da variação do excedente do consumidor e da receita dos produtores entre o mecanismo de preço uniforme, atualmente em prática no MIBEL e os dois mecanismos propostos. A análise do excedente do consumidor e da receita dos produtores é uma forma de perceber qual é o benefício para os consumidores e para os produtores, respetivamente, de participarem no mercado, ou seja, de participarem numa transação. A análise da variação destas duas grandezas também permite perceber se se ganha ou se se perde e quanto, quando comparadas duas ou mais "situações" de mercado.

Na tabela 4.4 apresenta-se a variação do excedente do consumidor, da receita dos produtores e do preço médio aritmético/ponderado entre o MIBEL e os dois mecanismos alternativos propostos, para cada mês de 2021. A tabela 4.5 apresenta os mesmos resultados, mas para os seis primeiros meses de 2022.

		ΔP (€/MWh)	ΔW^c (M€)	ΔR^p (M€)							
				Total	Nuclear	PRE	Hídrica	Carvão	CCGT	Térmica	Não Térmica
jan/21	Pmec1-OMIE	-13,2 (-22%)	312	-209,10	-140,66	-46,82	-2,36	-8,81	-10,46	-	-
	Pmec2-OMIE	-2,23 (-4%)	51	-50,59	-	-	-	-	-	-40,26	-10,33
fev/21	Pmec1-OMIE	-3,84 (-14%)	78	-67,29	-49,00	-14,86	-1,88	-0,40	-1,16	-	-
	Pmec2-OMIE	-1,36 (-5%)	28	-27,53	-	-	-	-	-	-26,67	-0,87
mar/21	Pmec1-OMIE	-8,4 (-19%)	166	-122,17	-102,98	-14,03	-1,17	-0,98	-2,99	-	-
	Pmec2-OMIE	-1,95 (-4%)	36	-39,42	-	-	-	-	-	-38,02	-1,40
abr/21	Pmec1-OMIE	-12,99 (-20%)	249	-172,23	-139,97	-22,08	-1,65	-2,00	-6,52	-	-
	Pmec2-OMIE	-1,89 (-3%)	34	-33,79	-	-	-	-	-	-28,63	-5,16
mai/21	Pmec1-OMIE	-13,04 (-19%)	233	-123,38	-100,05	-18,35	-0,32	-1,38	-3,28	-	-
	Pmec2-OMIE	-1,98 (-3%)	35	-35,64	-	-	-	-	-	-34,77	-0,87
jun/21	Pmec1-OMIE	-17,19 (-21%)	352	-204,15	-176,22	-20,61	-0,37	-2,04	-4,92	-	-
	Pmec2-OMIE	-1,83 (-2%)	38	-37,95	-	-	-	-	-	-36,24	-1,71
jul/21	Pmec1-OMIE	-20,48 (-22%)	404	-252,22	-214,05	-27,83	-0,61	-2,29	-7,44	-	-
	Pmec2-OMIE	-1,61 (-2%)	27	-30,81	-	-	-	-	-	-25,05	-5,76
ago/21	Pmec1-OMIE	-26,08 (-25%)	484	-271,74	-238,73	-23,64	-0,71	-3,33	-5,33	-	-
	Pmec2-OMIE	-3,01 (-3%)	56	-55,75	-	-	-	-	-	-51,42	-4,33
set/21	Pmec1-OMIE	-36,22 (-23%)	684	-440,42	-341,34	-58,68	-1,26	-21,72	-17,42	-	-
	Pmec2-OMIE	-2,42 (-2%)	45	-44,66	-	-	-	-	-	-31,79	-12,87
out/21	Pmec1-OMIE	-43,21 (-21%)	783	-549,82	-431,18	-49,15	-1,59	-21,09	-46,80	-	-
	Pmec2-OMIE	-5,63 (-3%)	102	-101,55	-	-	-	-	-	-91,29	-10,26
nov/21	Pmec1-OMIE	-29,29 (-5%)	622	-538,02	-410,03	-55,85	-1,38	-28,26	-42,50	-	-
	Pmec2-OMIE	-3,43 (-2%)	75	-74,63	-	-	-	-	-	-58,39	-16,25
dez/21	Pmec1-OMIE	-36,75 (-15%)	778	-683,43	-527,75	-79,44	-4,11	-36,80	-35,33	-	-
	Pmec2-OMIE	-4,05 (-2%)	87	-86,49	-	-	-	-	-	-57,80	-28,70

Tabela 4.3 - Variação do excedente do consumidor, das receitas dos produtores e do preço de mercado para o ano 2021

Na tabela 4.5 observa-se a diferença do excedente do consumidor e da receita dos produtores em relação ao valor do MIBEL.

		ΔP (€/MWh)	ΔW^c (M€)	ΔR^p (M€)							
				Total	Nuclear	PRE	Hídrica	Carvão	CCGT	Térmica	Não Térmica
jan/22	Pmec1-OMIE	-32,59 (-16%)	675	-547,74	-427,86	-71,38	-2,92	-3,60	-41,98	-	-
	Pmec2-OMIE	-3,51 (-2%)	77	-77,06	-	-	-	-	-	-51,42	-25,65
fev/22	Pmec1-OMIE	-40,29 (-20%)	734	-452,62	-348,27	-42,10	-3,06	-7,92	-51,28	-	-
	Pmec2-OMIE	-4,66 (-2%)	89	-88,53	-	-	-	-	-	-58,50	-30,03
mar/22	Pmec1-OMIE	-44,51 (-16%)	830	-594,31	-486,22	-46,22	-3,91	-15,55	-42,42	-	-
	Pmec2-OMIE	-4,37 (-2%)	82	-83,87	-	-	-	-	-	-64,76	-19,11
abr/22	Pmec1-OMIE	-23,98 (-13%)	396	-296,04	-214,03	-41,02	-3,46	-9,61	-27,92	-	-
	Pmec2-OMIE	-5,58 (-3%)	94	-93,27	-	-	-	-	-	-76,18	-17,09
mai/22	Pmec1-OMIE	-18,11 (-10%)	277	-164,44	-102,09	-27,46	-4,27	-4,58	-26,04	-	-
	Pmec2-OMIE	-3,25 (-2%)	50	-53,83	-	-	-	-	-	-37,11	-16,73
jun/22	Pmec1-OMIE	-19,64 (-12%)	360	-242,96	-143,51	-30,81	-1,44	-32,71	-34,49	-	-
	Pmec2-OMIE	-2,88 (-2%)	55	-53,81	-	-	-	-	-	-38,97	-14,83

Tabela 4.4 - Variação do excedente do consumidor, das receitas dos produtores e do preço de mercado para o ano 2022

Na tabela 4.4 e na tabela 4.5, verifica-se que existe um maior benefício para os consumidores com o mecanismo alternativo 1 de formação de preços do que com o mecanismo alternativo 2. Este facto pode ser confirmado não só pelo preço de mercado, o qual para o mecanismo alternativo 1 apresenta uma redução, face ao preço do MIBEL, entre 10% e 25%, mas também pela variação do excedente do consumidor que aumenta entre 78 M€ e 830 M€ face ao excedente do consumidor obtido no MIBEL. No caso do mecanismo alternativo 2, a variação de preço situa-se entre -2% e -5%, e o aumento do excedente entre 28 M€ e 102 M€.

Em relação à receita dos produtores, verifica-se que com o mecanismo $Pmec1_h$ há uma maior diferença de receita dos produtores da tecnologia nuclear. Isto deve-se ao facto que dessa energia ser licitada a preços muito baixos, muitas vezes a preço zero. Assim, no primeiro mecanismo alternativo, o preço que os produtores recebem pela energia nuclear está em linha com o custo marginal da última unidade da tecnologia nuclear, não com o preço marginal de fecho de mercado, o qual é marcado por outras tecnologias com custo marginal mais elevado. A tecnologia que menos perde receitas é a tecnologia hídrica. Isto deve-se ao facto

desta tecnologia marcar mais vezes o preço de mercado, o que faz com que receba esse valor.

Também a PRE e a CCGT veem as suas receitas diminuírem, no entanto, por marcarem o preço de mercado em muitas horas, as receitas diminuem menos do que as receitas da tecnologia nuclear.

Em relação à variação da receita dos produtores para o mecanismo P_{mec2h} , verifica-se que a maior perda de receita ocorre para as tecnologias térmicas, pois como já foi referido, as tecnologias hídricas e PRE são as que marcam o preço de mercado em mais horas e como, neste mecanismo, os produtores recebem pelo preço máximo licitado casado da sua categoria (térmica ou não térmica) faz com que os produtores de tecnologias térmicas percam mais receita.

Esta análise é feita tendo em consideração que as empresas de produção de energia elétrica não alteraram as suas licitações em caso que estes mecanismos sejam implementados. Face às novas regras de mercados os produtores de energia elétrica iriam por licitar a novos preços ou iriam recorrer a contratos bilaterais para cometer a perda de receitas, principalmente tendo em conta que a energia nuclear seria a que teria a maior perda de receita. A mesma situação poderia ser seguida pelas outras tecnologias em caso de perdas significativas de receita.

Embora haja uma diminuição do preço de os consumidores vão pagar e uma diminuição das receitas dos produtores de energia elétrica, os produtores não deveram receber a menos dos seus custos marginais, pois esses custos são cobridos porque eles vão receber pela sua licitação máxima, assim não existe défice financeiro.

Capítulo 5

Conclusões

5. Conclusões

O mercado da energia elétrica desde meados de 2021 tem visto aumentos significativos do preço de mercado, muito devido ao aumento do custo das matérias-primas e também ao conflito da Ucrânia.

Com esta dissertação pretendeu-se estudar mecanismos alternativos de cálculo por forma a reduzir o preço de mercado da energia elétrica. Para este efeito, foram considerados dois mecanismos alternativos diferentes comparando o comportamento do preço de mercado destes com o preço do MIBEL.

As fórmulas de cálculo do preço de mercado do mecanismo alternativo 1 e o mecanismo alternativo 2 têm como finalidade redefinir a fórmula alternativa do cálculo do preço de mercado da energia elétrica no mercado ibérico.

Na fórmula do mecanismo alternativo 1, calculou-se a média ponderada do preço máximo licitado casado de cada tecnologia pela energia casada da respetiva tecnologia. Com esta fórmula de cálculo, são utilizados os dados do site da OMIE, referente ao bieno 2021 e 2022. Os resultados mostraram uma redução no preço de mercado da eletricidade, redução essa, que se encontra entre os 10% e os 25%. Os resultados do cálculo do preço de mercado no mecanismo alternativo 1 apresentam uma redução muito significativa, o que leva a que a energia colocada em mercado saia muito mais barata aos consumidores.

Na fórmula do mecanismo alternativo 2, é calculada a média ponderada do preço máximo licitado casado das tecnologias térmicas e não térmicas pela energia casada das tecnologias térmicas e não térmicas. Para o cálculo foram utilizados os mesmos dados recolhidos no site da OMIE no bieno 2021 e 2022. Verificou-se com a aplicação deste método uma redução no valor da eletricidade no mercado de 2% a 5%. Assim verifica-se uma maior redução com a aplicação do mecanismo alternativo 1.

Nestes mecanismos, os produtores intervenientes irão receber pela quantidade de eletricidade casada em mercado, o preço máximo licitado casado da tecnologia correspondente e não o preço máximo licitado casado de todas as tecnologias.

Através do cálculo do preço de mercado destes mecanismos alternativos, há várias tecnologias que veem reduzidas as suas receitas. A tecnologia que vê as suas receitas mais diminuídas é a energia nuclear, uma vez que esta maioritariamente é licitada a valores muito reduzidos. Com a separação por tecnologias, o preço de

mercado deixa de ser o de fecho e passa a ser o máximo licitado casado de cada tecnologia que, no caso da nuclear, é sempre 0 ou perto de 0.

A tecnologia que teve perdas mais reduzidas foi a tecnologia hídrica, uma vez que esta licita a um preço muito superior ao da energia nuclear, sendo esta tecnologia aquela que muitas vezes marca o preço de mercado.

Da análise efetuada o método que mais vantagens pode trazer na redução do preço da eletricidade no mercado é o mecanismo alternativo 1, uma vez que se verificou uma redução significativa no preço de mercado da eletricidade.

Como trabalho futuro propõe-se aplicar estes mecanismos alternativos de formação de preço em outros mercados de energia elétrica.

Referências bibliográficas

Referências bibliográficas

- [1] ERSE, “GUIA DO CONSUMIDOR DE ELECTRICIDADE NO MERCADO LIBERALIZADO RESPOSTA ÀS QUESTÕES MAIS FREQUENTES,” 2009. Accessed: Aug. 03, 2022. [Online]. Available: www.erse.pt
- [2] Ilídia Pinto, “Especialistas alertam: subida do preço da luz é inevitável,” *Diário de Notícias*, 2021.
- [3] “OMIE.” <https://www.omie.es/pt> (accessed Sep. 19, 2022).
- [4] L. Meeus *et al.*, “POLICY BRIEF The 5 th EU electricity market reform: a renewable jackpot for all Europeans package?,” 2022. [Online]. Available: <https://cadmus.eui.eu/handle/1814/69266>.
- [5] Jorge Sousa, “Mercados de Energia Elétrica,” in *Seminário Mercados de energia e Transição Energética Desafios atuais e perspectivas futuras*, 2021.
- [6] ERSE, “Organização e princípios de funcionamento.” <https://www.erse.pt/electricidade/funcionamento/mercado/> (accessed Aug. 15, 2022).
- [7] “Acordo de Santiago de Compostela”, Accessed: Aug. 15, 2022. [Online]. Available: https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/07/documentos_SITE_MIBEL_RESOLUCAO_ASS._REPUBLICA_17_2009_fd161ed9.pdf
- [8] ERSE, “DESCRIÇÃO DO FUNCIONAMENTO DO MIBEL.” [Online]. Available: www.cne.es
- [9] “Decreto-lei nº 29/2006”, Accessed: Jan. 18, 2023. [Online]. Available: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/29-2006-683861>
- [10] “Decreto-lei nº 172/2006”, Accessed: Jan. 18, 2023. [Online]. Available: <https://dre.pt/dre/legislacao-consolidada/decreto-lei/2006-34530875-177687348>
- [11] “DGEG.” <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/outros-mercados/mercado-de-servico-de-sistemas/> (accessed Nov. 19, 2022).
- [12] OMIE, “FUNCIONAMENTO DO MERCADO DIÁRIO.”
- [13] “OMIP.” <https://www.omip.pt/pt> (accessed Sep. 19, 2022).
- [14] “OMIE - Liquidações.” <https://www.omie.es/pt/faq/liquidacoes> (accessed Sep. 03, 2022).
- [15] CMVM, “Conselho de reguladores do MIBEL.” https://www.cmvm.pt/pt/cooperacao/conselhoreguladoresmibel/pages/cr_mibel_a_spx (accessed Sep. 03, 2022).
- [16] S. Tierney, T. Schatzki, and R. Mukerji, “Uniform-Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it Make a Difference? 1.”
- [17] L. M. Ausubel and P. Cramton, “Demand Reduction and Inefficiency in Multi-Unit Auctions,” 2002.

- [18] S. Heim and G. Götz, “Do Pay-As-Bid Auctions Favor Collusion? Evidence from Germany’s market for reserve power,” *Energy Policy*, vol. 155, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2021.112308.
- [19] S. Soleymani, “Strategic bidding of Gencos under two pricing mechanisms: Pay-as-bid and uniform pricing,” in *2011 IEEE GCC Conference and Exhibition, GCC 2011*, 2011, pp. 657–660. doi: 10.1109/IEEEGCC.2011.5752638.
- [20] “ERSE - Produção.” <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/producao/> (accessed Dec. 30, 2022).
- [21] ACER, “ACER’s Preliminary Assessment of Europe’s high energy prices and the current wholesale electricity market design,” 2021.
- [22] “Decreto-lei nº 33/2022”, Accessed: Jan. 18, 2023. [Online]. Available: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/33-2022-183432853>
- [23] Ana Batalha Oliveira, “Comissão Europeia aprova limite ibérico aos preços do gás.” <https://eco.sapo.pt/2022/06/08/comissao-europeia-aprova-limite-iberico-aos-precos-do-gas/> (accessed Nov. 25, 2022).
- [24] F. A. Wolak, “Wholesale Electricity Market Design.”
- [25] P. L. Joskow, “Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector,” 1997.
- [26] M. Key and D. Robinson, “The Decarbonised Electricity System of the Future: The ‘Two Market’ Approach Part 1 Overall concept,” 2017.
- [27] “Greek proposal at European Council 26 July 2022”.
- [28] Riko Assumpção, “Excedente do consumido e do produtor.” <https://henriquecer.com/2017/09/03/preco-de-reserva/> (accessed Dec. 29, 2022).
- [29] “Pandas python.” <https://pandas.pydata.org/> (accessed Nov. 25, 2022).

Anexos

Anexos

Anexo A. Programação utilizada no Pandas Python

#1 – Preparação do ambiente de trabalho no software

#1.1 – Importar a biblioteca pandas para o Python

```
import pandas as pd
```

#1.2 – Definição dos arrays HORA e DIA

```
HORA = [None]*24
```

```
DIA = [None]*31
```

#1.3 – Construção das colunas para as tabelas finais

```
r = {'CCGT': [0], 'Carvão': [0], 'Hidraulica': [0], 'Indefinido': [0], 'Nuclear': [0], 'Regime Especial': [0]}
```

```
result=pd.DataFrame(data=r)
```

```
t = {'Hora': [0], 'Energia_Total': [0], 'Preço_Máximo': [0], 'Preço_Minimo': [0], 'Preço_Médio': , 'Média Ponderada': [0]}
```

```
result_2=pd.DataFrame(data=t)
```

```
c = {'Energia_Total': [0], 'Preço': [0]}
```

```
result_3=pd.DataFrame(data=c)
```

```
m = {'Hora': [0], 'Energia':[0], 'Preço':[0], 'Tecnologia':[0], 'Exce_pro MIBEL':[0], 'Exce_pro MA1':[0], 'Exce_pro MA2':[0]}
```

```
result_4=pd.DataFrame(data=m)
```

```
e = { }
```

```
result_5=pd.DataFrame(data=e)
```

```
y = { }
```

```
result_6=pd.DataFrame(data=y)
```

#1.4 – Carregamento de dados de um ficheiro Excel

```
for u, i in enumerate(DIA):
```

```
    CU = pd.read_excel("JAN.xlsx", sheet_name=f"DIA {u+1}")
```

```
    UO = pd.read_excel("UOferta tecnologia.xlsx", index_col=0)
```

```
    nova_CU = CU.join(UO, on= "Unidade")
```

```
    for k, v in enumerate(HORA):
```

#2 – Tratamento de dados

#2.1 – Obtenção de todas as licitações que foram do Tipo de Venda e foram casadas

```
    HORA[k] = nova_CU.loc[(nova_CU['Hora'] == k + 1) & (nova_CU['Tipo de Oferta'] == 'V') & (nova_CU['Oferta/Casada'] == 'C')]
```

```
    HORA[k] = HORA[k].reset_index(drop=True)
```

```
frames_aux = [result_2, HORA[k]]
result_2 = pd.concat(frames_aux)
```

#2.2 – Agrupar para cada hora o Preço máximo de cada tecnologia

```
Sum = HORA[k].groupby(['Tecnologia']).agg(Hora = ("Hora", "max"), Preço =
("Preço", "max"))
d = {f"{k + 1}" : Sum['Preço']}
df1 = pd.DataFrame(data = d)
d_2 = df1.transpose()
frames = [result, d_2]
result = pd.concat(frames)
```

#2.3 – Agrupar para cada hora o somatório da energia de cada tecnologia

```
Sum = HORA[k].groupby(['Tecnologia']).agg(Hora = ("Hora", "max"), Energia =
("Energia", "sum"))
d1 = {f"{k + 1}" : Sum['Energia']}
df11 = pd.DataFrame(data = d1)
d_21 = df11.transpose()
```

#2.4 - Criar variáveis auxiliares para o cálculo da média ponderada

```
Aux = HORA[k]
Aux = Aux.drop(columns=['Fecho','País','Unidade','Oferta/Casada','Tipo de Oferta'])
Aux['Mult'] = Aux['Energia'] * Aux['Preço']
Calc_Aux = Aux.groupby(['Tecnologia']).sum()
```

#2.5 – Calcular o somatoria da energia o preço maximo, medio e minimo

```
Calc = HORA[k].groupby(['Tecnologia']).agg(Hora = ("Hora", "max"), Energia_Total =
("Energia", "sum"), Preço_Máximo = ("Preço", "max"),
Preço_Mínimo = ("Preço", "min"), Preço_Médio = ("Preço", "mean"))
```

```
frames_2 = [result_2, Calc]
result_2 = pd.concat(frames_2)
```

#2.6 – Calcular a média ponderada das tecnologias não térmicas

```
reno1 = Calc.loc[['Hidraulica','Indefinido','Regime Especial'], :]
reno = reno1.groupby(['Hora']).agg(Energia = ("Energia_Total", "sum"), Bidmax =
("Preço_Máximo", "max"))
reno['Mult1'] = reno['Energia'] * reno['Bidmax']
```

#2.7 – Calcular a média ponderada das tecnologias térmicas

```
if 'Carvão' in Calc.index :
    if 'CCGT' in Calc.index :
        term1 = Calc.loc[['Nuclear','CCGT','Carvão'], :]

    else:
        term1 = Calc.loc[['Nuclear','Carvão'], :]
else:
    if 'CCGT' in Calc.index :
        term1 = Calc.loc[['Nuclear','CCGT'], :]
    else:
        term1 = Calc.loc[['Nuclear'], :]

term = term1.groupby(['Hora']).agg(Energia = ("Energia_Total", "sum"), Bidmax =
("Preço_Máximo", "max"))
term['Mult1'] = term['Energia'] * term['Bidmax']
```

#2.8 – Calcular e processar a tabela com os preços de mercado dos dois mecanismos alternativos

```
Calc['Mult'] = Calc['Preço_Máximo'] * Calc['Energia_Total']
Calc_Aux2 = Calc.groupby(['Hora']).sum()
Tab = HORA[k].groupby(['Hora']).agg(Energia_Total = ("Energia", "sum"), Preço =
("Preço", "max"))
Tab['Preço Novo'] = Calc_Aux2['Mult'] / Calc_Aux2['Energia_Total']
Tab['Preço Novo 2'] = (reno['Mult1'] + term['Mult1']) / Calc_Aux2['Energia_Total']
frames_3 = [result_3, Tab]
result_3 = pd.concat(frames_3)
```

#2.9 – Calcular a variação do excedente do produtor com o mecanismo alternativo

1 com o MIBEL

```
exc_pr_ma1 = (Tab['Preço'].values[0] - d_2) * d_21
frames_4 = [result_4, exc_pr_ma1]
result_4 = pd.concat(frames_4)
```

#2.10 – Calcular a variação do excedente do produtor com o mecanismo alternativo 2 com as tecnologias térmicas com o MIBEL

```
exc_pr_ma2_term = (Tab['Preço'] - term['Bidmax']) * term['Energia']
frames_5 = [result_5, exc_pr_ma2_term]
result_5 = pd.concat(frames_5)
```

#2.11 – Calcular a variação do excedente do produtor com o mecanismo alternativo 2 com as tecnologias não térmicas com o MIBEL

```
exc_pr_ma2_nterm = (Tab['Preço'] - reno['Bidmax']) * reno['Energia']  
frames_6 = [result_6, exc_pr_ma2_nterm]  
result_6 = pd.concat(frames_6)
```

#3 - Exportar os resultados para os ficheiros Excel correspondentes

```
result.to_excel("Curva_Casadas_JAN.xlsx")  
result_2.to_excel("Calculos_Casadas_JAN.xlsx")  
result_3.to_excel("Tabela_Casadas_JAN.xlsx")  
result_4.to_excel("excedente_produto MA1_JAN.xlsx")  
result_5.to_excel("excedente_produto MA2_JAN_Term.xlsx")  
result_6.to_excel("excedente_produto MA2_JAN_NTerm.xlsx")
```