

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Ciências
ULisboa

**Mercado Multi-Agente de Eletricidade: Comercialização de
Energia Renovável em Bolsa e por Contratos Bilaterais com
Gestão Dinâmica de Preço e Volume**

Carlos Henrique Nóbrega Pinto Correia

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Professor Doutor Fernando Jorge Ferreira Lopes
Professora Doutora Ana Isabel Lopes Estanqueiro

2016

Ao meu saudoso Pai, e à minha Mãe.

Resumo

Ao longo dos anos e por todo o Mundo o setor elétrico tem vindo a ser alvo de processos de reestruturação. Esta reestruturação levou ao aparecimento de novas formas de transacionar a energia, novas estruturas e entidades, com o objetivo de aumentar a transparência, a competitividade e a eficiência entre os participantes. A comercialização de energia elétrica pode ser feita através de regime concorrencial em mercados de energia ou pela celebração de contratos bilaterais

Atualmente no Mercado Ibérico de Eletricidade, a maioria dos produtores em regime especial têm prioridade de entrega da energia na rede e com isto a garantia de que toda a sua energia é transacionada. Todavia, este tipo de incentivos tende a acabar, seguindo a tendência de outros mercados europeus em que produtores com tecnologias renováveis participam em mercado, como qualquer outro agente. A confirmação desta tendência, resultará na necessidade da adoção de métodos adequados para a transação da produção. A variabilidade do recurso faz com que a despachabilidade e a dificuldade de armazenamento da energia sejam as principais desvantagens que os produtores com tecnologia renovável têm face aos produtores convencionais. A contratação bilateral é uma das opções que salvaguarda tanto consumidores/retalhistas como produtores. Com a celebração de um contrato bilateral, os retalhistas ficam protegidos da volatilidade dos preços, característica do mercado bolsista, e os produtores têm a garantia que a sua produção é transacionada.

Neste âmbito, esta dissertação pode ser dividida em duas partes. A primeira parte tem como principais objetivos criar uma ferramenta que retrate as premissas do modelo de um contrato bilateral com gestão dinâmica de preços e volumes, bem como fazer a simulação de um caso de estudo com recurso ao simulador multi-agente de contratação bilateral. A segunda parte contempla a simulação de um caso de estudo, no simulador multi-agente de energia elétrica, que envolve a licitação de volumes de energia elétrica de um produtor eólico em mercado diário, ajustando a sua posição de mercado, com recurso a previsões eólicas, considerando dois fechos diferentes do mercado diário: às 12h e às 18h.

Os estudos desenvolvidos, com recurso ao simulador multi-agente, e a análise dos dois casos de estudo permitiram determinar o conjunto das duas opções, teoricamente mais viáveis, que um produtor com tecnologia renovável, nomeadamente eólica, pode adotar para transacionar a sua produção. A opção de estabelecer um contrato bilateral segundo o modelo proposto, segue uma ideologia estratégica mais conservadora, e menos propensa ao risco. Já a transação de eletricidade em mercado bolsista, requer a adoção de um conjunto de processos e de previsões meteorológicas com o objetivo de tentar minimizar ao máximo os desvios entre a produção e a licitação feita.

Palavras-chave: Contrato bilateral com gestão dinâmica de preços e volumes, simulador multi-agente, produtor com tecnologia renovável, mercado diário, previsões eólicas

Abstract

Over the years and throughout the world the electricity industry has been undergoing restructuring processes. This restructuring led to the emergence of new structures and entities in order to enhance transparency, competitiveness and efficiency among the participants. The sale of electricity can be made through a competitive regime in energy markets or by establishing bilateral contracts.

Currently on Iberian Electricity Market, the majority of producers with renewable technology have priority to deliver energy on the grid, ensuring that all energy is transacted. However, such incentives are likely to end, following the trend of other European markets, where producers with renewable technologies participate in the market, like any other agent. Confirmation of this trend will result in the need to adopt appropriate methods for the transaction of production. The resource variability, the dispatch and the energy storage are the main disadvantages that producers with renewable technology have over conventional producers. Bilateral contracts are one of the options that safeguard both consumers/distributors and producers. With the establishment of a bilateral agreement, both participants are protected from the price volatility that characterizes the stock market, and also the producer assures that their production is transacted.

In this context, this work can be divided into two parts. The first part has as main objectives the creation of a tool that portrays the premises of a bilateral contract model with dynamic management of prices and volumes, involving also a simulation of a case study using a bilateral contracting multi-agent simulator. The second part involves the simulation of a case study in the SIMEEL market multi-agent simulator, which involves bidding electricity volumes of a wind producer in the daily market, adjusting its market position, using wind forecasts, and considering two different gate closure times: 12h noon, and 18h p.m.

The studies using the multi-agent simulations, and the analysis of the two case studies allowed to determine the set of the two theoretically best options that a renewable technology producer, in particular wind producer, can adopt to transact their production. The option of establishing a bilateral agreement based on the model follows a more conservative strategic ideology and less prone to risk. Stock market energy transaction requires the adoption of a set of processes and wind forecasts in order to try to minimize the maximum deviation between the real production and the bid made.

Keywords: Bilateral contract model with dynamic management of prices and volumes, renewable technology producer, day ahead market, wind forecast

Agradecimentos

Dedico esta dissertação ao meu saudoso Pai, que tudo fez por mim, e que me tornou na pessoa que hoje sou. Estejas onde estiveres, sei que continuas a olhar por mim, agradeço-te o amor, o carinho e a força de acreditar que sempre me transmitiste, e que de uma maneira ou de outra, ainda continuas a transmitir. À minha Mãe, que atualmente faz dois árduos papéis, o de Pai e o de Mãe, agradeço-te o amor, e o apoio incondicional que sempre me deste, agradeço-te também por todos os sacrifícios que sempre fizeste, para um dia me ver formado. À Luísa, pela enorme amizade, carinho e apoio moral nos momentos mais difíceis.

Ao Dr. Fernando Lopes e à Dr.^a Ana Estanqueiro, orientadores desta dissertação, um muito obrigado, pela orientação, conselhos, disponibilidade, supervisão e rigor científico que sempre demonstraram ter ao longo desta dissertação.

Aos membros da Unidade de Análise Energética e Redes do Laboratório Nacional de Energia e Geologia, nomeadamente ao Engenheiro Hugo Algarvio, ao Meteorologista António Couto e à Dr.^a Teresa Simões, agradeço a colaboração científica e a disponibilidade que tiveram.

Aos meus amigos, que fiz ao longo do percurso académico, nomeadamente ao Gang, um muito obrigado, não só pelo apoio, e companhia nas noitadas de trabalho, mas pela amizade criada nestes inesquecíveis anos. Aos meus amigos na Madeira, agradeço o encorajamento e apoio que sempre me transmitiram em acabar este percurso.

Apresento também o meu mais sincero agradecimento, a todas as pessoas, que das mais variadas maneiras, me ajudaram ao longo deste meu percurso académico.

Índice

Resumo.....	v
Abstract	vii
Agradecimentos.....	ix
Índice.....	11
Índice de Tabelas.....	13
Índice de Figuras	15
Simbologia e Notações.....	17
Nomenclatura	19
Capítulo 1 Introdução.....	21
1.1 Enquadramento.....	21
1.2 Objetivos	21
1.3 Estrutura da Dissertação.....	22
Capítulo 2 Mercados Grossistas de Eletricidade e Sistemas Multi-Agente	25
2.1 Introdução	25
2.1.1 Entidades e Participantes do Mercado.....	25
2.1.2 Cadeia de Valores dos Mercados de Eletricidade	26
2.2 Modelo de Mercado em Bolsa (<i>Pool</i>)	27
2.2.1 Mercados Diário, Intradário e em Tempo Real	29
2.2.2 Contratos Bilaterais	30
2.2.3 Modelo Misto	32
2.3 O MIBEL	33
2.3.1 Organização e Estrutura do MIBEL.....	33
2.3.2 OMIP.....	35
2.3.3 OMIE.....	35
2.4 Sistemas Multi-Agente (SMA).....	36
2.4.1 Definição de SMA.....	36
2.4.2 Definição dos Agentes	37
2.4.3 Agentes Deliberativos	38
2.4.4 JADE.....	39
2.5 Simulador de Contratação Bilateral - <i>MarketTrading</i>	39
2.6 Simulador de Mercados de Energia Elétrica (SIMEEL)	41
2.6.1 Preço marginal único (SMP)	44
Capítulo 3 Energia Eólica: Principais Características e Efeito nos Preços do MIBEL.....	45
3.1 Introdução	45

3.2	O Papel da Previsão Eólica	45
3.3	Modelo de Previsão Eólica.....	46
3.4	A Energia Eólica nos Mercados de Energia.....	47
3.5	Caraterização do Impacto da Produção Eólica nos Preços do MIBEL	48
Capítulo 4	Contratação Bilateral em Mercados de Eletricidade com Incerteza de Produção	51
4.1	Introdução	51
4.2	Modelo de Negociação Bilateral	51
4.3	Modelo para a Negociação de Contratos Bilaterais com Preços e Volumes de Energia Dinâmicos	54
4.3.1	Definição dos Volumes de Energia.....	55
4.3.2	Definição dos Preços Limite do Produtor	56
4.3.3	Estratégias de Concessão	58
Capítulo 5	Caso de Estudo: Comercialização Bilateral de Energia com Gestão Dinâmica de Preços e Volumes.....	61
5.1	Introdução	61
5.2	Agente Produtor	61
5.3	Agente Retalhista	62
5.4	Simulação e Resultados.....	63
Capítulo 6	Licitações em Mercado Diário com Ajuste de Previsão de Produção Eólica: Caso de Estudo	69
6.1	Introdução	69
6.2	Agentes Produtores	69
6.3	Agentes Retalhistas	72
6.4	Simulação e Resultados.....	73
6.4.1	Análise dos Preços Simulados.....	75
6.4.2	Análise dos Lucros e Desvio de Produção	78
Capítulo 7	Conclusões e trabalhos futuros.....	83
Referências Bibliográficas		85
Anexos.....		89

Índice de Tabelas

Tabela 3.1 – Tipos de Produção Eólica em Portugal e Preços MIBEL.....	49
Tabela 5.1 – Conjunto de volumes de energia para os diferentes períodos de consumo	62
Tabela 5.2 – Preços máximos limite e energia do agente retalhista.....	62
Tabela 5.3 – Preços limite do produtor segundo o modelo de negociação bilateral	63
Tabela 5.4 – Análise comparativa entre preço do contrato bilateral e preço em mercado	67
Tabela 6.1 – Perfis do agente produtor eólico (denominado <i>GenCo_WindPower</i>)	70
Tabela 6.2 – Características de todos os agentes produtores	70
Tabela 6.3 – Características dos agentes retalhistas.....	73
Tabela 6.4 – Simulações no SIMEEL para o dia 04/05/2009	75
Tabela 6.5 – Simulações no SIMEEL para o dia 06/03/2009	76
Tabela 6.6 – Preços de mercado simulados do dia 04/05/2009 com respetivos desvios de produção.....	80
Tabela 6.7 – Preços de mercado simulados do dia 06/03/2009 com respetivos desvios de produção.....	80

Índice de Figuras

Figura 2.1 – Modelo económico <i>Pool</i> assimétrico (adaptado de [8])	28
Figura 2.2 – Modelo económico <i>Pool</i> simétrico (adaptado de [8]).....	28
Figura 2.3 – Sessões do mercado intradiário [9].....	30
Figura 2.4 - Processo negocial de um contrato bilateral [10].....	31
Figura 2.5 – Esquema organizativo do Operador de Mercado Ibérico [14].....	34
Figura 2.6 – Arquitetura típica de um agente [21]	37
Figura 2.7 - Arquitetura de um agente deliberativo (adaptada de [22]).	38
Figura 2.8 – Janelas dos agentes do tipo “ <i>Buyer</i> ” e “ <i>Seller</i> ” do <i>MarketTrading</i>	40
Figura 2.9 – Especificação das características dos produtores.....	41
Figura 2.10 – Janela de escolha do algoritmo de cálculo do preço	42
Figura 2.11 – Estratégias e risco dos agentes.....	42
Figura 2.12 – Conjunto de ofertas dos agentes para o mercado diário.....	43
Figura 2.13 – Resultados da simulação para o mercado diário	44
Figura 3.1 – Representação dos modelos de previsão eólica [31].....	46
Figura 3.2 – Representação esquemática da metodologia de previsão [31].....	47
Figura 3.3 – Níveis de produção eólica em três dias típicos	49
Figura 3.4 – Variação dos Preços MIBEL com diferentes níveis de produção eólica	49
Figura 4.1 – Definição dos intervalos de volume de energia e respetivos preços limite.....	55
Figura 4.2 – Exemplo de uma curva monótona de potência	56
Figura 4.3 – Variáveis de entrada da ferramenta criada em <i>MATLAB</i>	57
Figura 4.4 – Gráfico da função polinomial do fator de concessão.....	59
Figura 5.1 – Resultados da Simulação para o período de Vazio.....	64
Figura 5.2 – Resultados da Simulação para o período de Cheia	65
Figura 5.3 – Resultados da Simulação para o período de Cheia	66
Figura 5.4 – Preços Bilateral e Preços de Mercado nos diferentes períodos tarifários	68

Figura 6.1 – Previsões eólicas e erro associado, para o dia 04/05/2009	71
Figura 6.2 – Previsões eólicas e erro associado, para o dia 06/03/2009	71
Figura 6.3 – Curva característica da procura.....	72
Figura 6.4 – Diagrama de produção das centrais do dia 04/05/2009	73
Figura 6.5 – Diagrama de produção das centrais do dia 06/03/2009	74
Figura 6.6 – Preço simulado com produção real e Preço MIBEL no dia 04/05/2009.....	77
Figura 6.7 – Preço simulado com produção real e Preço MIBEL no dia 06/03/2009.....	77
Figura 6.8 – Erro nos lucros esperados por previsão no dia 04/05/2009	78
Figura 6.9 – Erro nos lucros esperados por previsão no dia 06/03/2009	78

Simbologia e Notações

a.C	Antes de Cristo
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CMEC	Custo para manutenção do equilíbrio contratual em Portugal
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CNE	<i>Comisión Nacional de Energia</i>
CNMV	<i>Comisión Nacional del Mercado de Valores</i>
CTC	Custo de transição para a concorrência em Espanha
DL	Decreto-Lei
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GFS	<i>Global Forecast System</i>
GWh	<i>Giga-Watt</i> Hora
kW	<i>Killo-Watt</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MM5	<i>Fifth generation Mesoscale Model</i>
MT	Média Tensão
MWh	<i>MegaWatt</i> Hora
NETA	<i>New Electricity Trading Arrangements</i>
OM	Operador de Mercado
OS	Operador de Sistema
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIE	Operador de Mercado Ibérico Espanhol
OMIP	Operador de Mercado Ibérico Português

PRE	Produtor em Regime Especial
PRO	Produtor em Regime Ordinário
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Rede Eléctrica Nacional
RNT	Rede Nacional de Transporte
SMA	Sistema Multi-Agente
SMA	Sistema Multi-Agente
SIMEEL	Simulador de Mercado de Energia Eléctrica
SMP	<i>System Marginal Price</i>
LMP	<i>Locational Marginal Price</i>
FIPA	<i>Foundation for Intelligent Physical Agents</i>
JADE	<i>Java Agent Development Framework</i>
MEE	Mercados de Energia Eléctrica
CCGT	Ciclo Combinado a Gás Natural
EDP	Energia de Portugal
MAN-REM	Negociação Multi-agente e Gestão de Risco em Mercados de Energia Eléctrica.

Nomenclatura

D	Intervalo de limites aceitáveis por um agente
K_1	Constante de concessão da condição ii)
P_1	Proposta de Preço nº1
P_2	Proposta de Preço nº2
P_3	Proposta de Preço nº3
P_{fixo}	Preço fixo do agente
P_{antigo}	Preço antigo
P_{novo}	Novo preço
P_{pool}	Preço em mercado bolsista
$V_{máx_{neg}}$	Volume Máximo Negociável
$V_{máx_p}$	Volume Máximo de Produção
$V_{min_{neg}}$	Volume Mínimo Negociável
V_{min_p}	Volume Mínimo de Produção
V_p	Volume de Produção
$V_{p_{random}}$	Volume de Produção Aleatório
V_t	Volume no instante t
a_1	Agente 1
a_2	Agente 2
a_n	Agente n
lim_n	Limite de um agente relativamente a um item
max_n	Limite máximo de um agente
min_n	Limite mínimo de um agente
$p_{a_1 \rightarrow a_2}^t$	Proposta do agente 1 ao agente 2 no instante t
$p_{a_2 \rightarrow a_1}^{t+1}$	Proposta do agente 2 ao agente 1 no instante t + 1

x_1	Item 1
x_{lim}	Limite do item
ΔV	Varição entre volume mínimo negociável e volume de produção aleatório
β	Conjunto de estratégias
A	Conjunto de agentes
Cf	Fator de Concessão
T	Intervalo de tempo
$V_{m\acute{a}x}$	Volume máximo
$V_{m\acute{i}n}$	Volume mínimo
$Agenda$	Agenda negocial
t	Instante de tempo
$C_{O\&M}$	Custos de operação e manutenção
v_k	Volume k de energia
w_k	Peso k de um item

Capítulo 1 Introdução

1.1 Enquadramento

O desenvolvimento económico é uma dos aspetos que qualquer Estado tem o objetivo de otimizar. Este desenvolvimento passa fulcralmente por decisões relativas à política energética. A revolução industrial e o acesso exponencial da população ao sistema elétrico fizeram com que, desde os finais do século XIX, o mercado energético fosse alvo de grandes reestruturações. A liberalização do mercado energético veio desverticalizar a cadeia de valor (produção, transporte, distribuição e comercialização) deste setor, criando assim dois tipos de mercados, grossista e retalhista, onde os agentes negociam e transacionam competitivamente, tanto a produção como a comercialização da energia. A desverticalização da cadeia de valor veio inserir novos participantes de mercado, principalmente nos sectores de produção e comercialização. A inserção destes novos participantes veio aumentar a competitividade, a eficiência e a transparência dos processos de compra e venda de eletricidade em mercado bolsista.

Em Portugal Continental, as centrais electroprodutoras (convencionais e renováveis) são suficientes para satisfazer as necessidades energéticas nacionais. Todavia, estas centrais concorrem em regime de mercado com as centrais espanholas através de uma plataforma Ibérica comum para a transação de energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Energia Elétrica).

Com as metas e acordos climáticos estabelecidos por diversos países, a integração de energia renovável no sistema elétrico tornou-se cada vez mais uma necessidade. Atualmente, a maior parte dos produtores renováveis são diferenciados dos restantes, tendo um regime especial. Os produtores em regime especial são caracterizados por venderem energia a uma tarifa pré-definida com o Governo Português. Estas tarifas são calculadas de acordo com os Decretos-Lei (DL) publicados em diário da República. A primeira legislação que marca o aparecimento do regime de PRE foi estabelecida pelo DL 189/1988, tendo sido revista e alterada ao longo dos anos, sendo que atualmente o enquadramento legal dos PRE é definido pelo DL 215-B/2012.

As constantes evoluções do mercado elétrico, e o fim dos incentivos governamentais à instalação de novas centrais renováveis traz-nos uma nova realidade, na forma como será transacionada a energia renovável em solo Ibérico. O desenvolvimento de simuladores de mercado de eletricidade, baseado em sistemas multi-agente, permite aos participantes de mercado uma previsão de preços minimamente fidedigna, servindo de apoio à tomada de decisão. Os produtores renováveis, além da necessidade de obterem informações relativamente às previsões meteorológicas, necessitam também de saber de que forma é que as transações em mercado bolsista irão evoluir. Cabe ao produtor decidir, de acordo com as suas crenças, de que forma é que quer transacionar a eletricidade, optando assim pela licitação em mercado bolsista, estando exposto à volatilidade do mesmo, ou pela celebração de um contrato bilateral, mais avesso ao risco. De qualquer uma das formas, a simulação do ambiente do mercado bolsista ou de um contrato bilateral faz com que a adoção deste tipo de simuladores, por produtores renováveis, seja uma mais-valia.

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como principais objetivos:

- Adoção do modelo de negociação desenvolvido por Lopes *et al* [1, 2] e estendido por Lopes e Coelho [3, 4] e Lopes Lopes *et al* [5].

- Extensão do modelo por forma a possibilitar a contratação bilateral de eletricidade com negociação de preços e gestão dinâmica de volumes de energia, principalmente energia renovável eólica.
- Adoção de um simulador multi-agente, de ambiente de mercado, em desenvolvimento no LNEG. Extensão do simulador com a implementação de algoritmos para comercialização de energia elétrica de origem renovável não despachável (eólica, fotovoltaica, ...).
- Estudo comparativo de licitações em mercados diário para o dia seguinte (fecho às 12h ou às 18h), com os devidos ajustes de previsões de produção eólica, utilizando o simulador multi-agente.
- Desenvolvimento e simulação de casos de estudo com a devida análise dos resultados obtidos.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é estruturada por sete capítulos. O capítulo atual tem um caráter introdutório, sendo feito o enquadramento da dissertação, apresentam-se os objetivos a atingir indicados e descrevem-se os principais temas de cada capítulo.

No capítulo 2 é feita uma descrição dos principais modelos de mercados de energia elétrica, definindo a cadeia de valores associada. A descrição do MIBEL e a análise comparativa, num determinado ano, entre os dois países, e o conceito e as características da contratação bilateral são também explorados. É também abordado o conceito de Sistema Multi-Agente (SMA), sendo estes definidos relativamente às suas principais características e funcionalidades. Neste capítulo também é descrito a arquitetura de um Agente Deliberativo – tipo de agente dos simuladores utilizados nos casos de estudo apresentados nesta dissertação, e o procedimento utilizado para resolução da negociação.

O capítulo 3 efetua a contextualização entre a energia eólica e os mercados de eletricidade. Neste capítulo é apresentado o modelo de previsão eólico utilizado na obtenção de dados para simular um caso de estudo, e descritos os principais obstáculos e impactos da integração de grandes quantidades de energia eólica em mercado. Foi também feita uma caracterização real do impacto que as previsões eólicas têm na variação do preço da eletricidade no mercado Ibérico.

No capítulo 4 é descrito o modelo de negociação de contratação bilateral em mercados multi-agente de eletricidade, que serviu de base à presente dissertação. Neste capítulo é também descrita a extensão desse modelo, tendo em conta a gestão dinâmica de preços e volumes.

No capítulo 5 é estudado e simulado o modelo de contratação bilateral proposto no capítulo 3, com auxílio do simulador de contratação bilateral existente no LNEG. O caso de estudo do modelo proposto contempla a negociação bilateral entre dois agentes, tendo o agente produtor uma produção variável não despachável. É feita a comparação entre preço do contrato bilateral com o preço praticado em mercado bolsita, transacionando o mesmo volume de energia.

Já no capítulo 6 é utilizado o simulador de mercados de energia elétrica (SIMEEL), e apresentado um caso de estudo. Este teve como objetivo, analisar o impacto das previsões eólicas na variação do preço da energia num mercado regional situado na região Norte do país. Pretende-se fazer uma analogia entre a variação dos preços praticados nesse mercado regional com os preços de mercado Ibérico, tentando extrapolar as informações consideradas mais pertinentes (preço, volume de energia a transacionar, lucros e desvios à produção).

Capítulo 2 Mercados Grossistas de Eletricidade e Sistemas Multi-Agente

2.1 Introdução

Ao longo do tempo o sector de energia elétrica tem sido alvo de inúmeras reestruturações, despoletadas em grande parte pela liberalização do mercado. A liberalização do mercado elétrico veio acabar com monopólio. A adoção de legislação anti-monopólio, e a criação de entidades reguladoras fizeram com que os sectores de produção e de retalho se tornassem menos vulneráveis e mais competitivos.

Desde a implementação de mecanismos de mercado no setor da eletricidade, que existe uma modificação na maneira como se transaciona a energia. Com a liberalização do sector elétrico, a cadeia de valores associada, a distribuição, o retalho e a produção foram separadas da comercialização, tornando os consumidores, agentes que atuam ativamente no mercado, ou seja, foi concedido aos consumidores o livre arbítrio de escolha do seu produtor e/ou comercializador de energia elétrica.

Historicamente, o preço unitário de produção de energia renovável tem vindo a diminuir, devido à constante evolução destas tecnologias, criando um clima competitivo com as tecnologias convencionais e influenciando diretamente o preço da eletricidade transacionada.

No caso específico português, a liberalização do mercado ocorreu de maneira progressiva entre 1995 e 2006 [6]. Antes da liberalização, o monopólio era maioritariamente detido pela empresa Energias de Portugal (EDP), designada como uma empresa vertical. A liberalização do setor levou a que a parte das atividades integrantes da cadeia de valores fosse desverticalizada, sendo que, por questões de caráter técnico-financeira, as atividades de transporte e distribuição permaneceram inalteradas. Não obstante, estas atividades são concessionadas em regime de exclusividade pelo estado Português e reguladas por entidades energéticas competentes. A reestruturação do setor aumentou a concorrência entre os agentes de mercado, traduzindo-se numa maior transparência, e potencial baixa de preços para o consumidor final.

2.1.1 Entidades e Participantes do Mercado

Num mercado organizado de eletricidade são necessárias entidades vitais para que sejam respeitadas, e asseguradas todas as regras financeiras e físicas do sistema. Dada a influência que as transações de eletricidade têm no desenvolvimento de um país, a gestão dos processos negociais e físicos entre agentes é uma tarefa importante, a ser desempenhada por entidades independentes e imparciais, de forma transparente. Em seguida, descrevem-se as principais entidades, com funções reguladoras, gestoras, ou comerciais dos principais mercados de eletricidade:

- **Operador de Mercado (OM)** – Entidade responsável pela gestão e transparência de todos os processos negociais entre os agentes de mercado, que ocorram em mercado diário, intradiário e contratos a prazo.
- **Operador de Sistema (OS)** – Entidade responsável pela gestão e supervisão técnica da rede elétrica, garantindo não só a segurança no abastecimento, mas também a integridade física da rede.

- **Regulador Energético** – Entidade que verifica o cumprimento da legislação referente à política energética de um país. Uma das suas principais funções é a fixação de tarifas, de acordo com os estatutos presentes na legislação.
- **Regulador Financeiro** – Entidade que supervisiona o funcionamento e desenvolvimento do mercado. Esta entidade é responsável pela legitimidade das transações financeiras efetuadas em ambiente de mercado.
- **Produtor** – Participante de mercado que, na conjuntura atual pode ter duas designações; produtor em regime especial ou produtor em regime ordinário. Não obstante, o principal objetivo é a venda da energia produzida a um preço compensatório. Os produtores participantes em mercado concorrem entre si em regime de livre concorrência.
- **Retalhista** – Participante de mercado que funciona como intermediário entre os produtores e os comercializadores ou consumidores finais (desde que elegíveis). Os retalhistas procuram a compra de energia ao preço mais baixo possível e venda ao preço mais elevado.

2.1.2 Cadeia de Valores dos Mercados de Eletricidade

2.1.2.1 Produção

O setor de produção, tal como o nome indica, é o setor responsável pela produção de eletricidade. A energia pode ser gerada através de variadíssimas fontes primárias, sendo aproveitada por diferentes tecnologias, renováveis ou não renováveis. Ao longo da história, a eletricidade foi na sua grande maioria gerada por fontes não renováveis, cenário que tem vindo a alterar-se na última década. O aumento da competitividade financeira das fontes renováveis e as metas climáticas definidas por cada país são os principais fatores desta alteração.

Em Portugal, o mercado de eletricidade é liberalizado, sendo a produção aberta à concorrência e existindo dois regimes legais:

- **Produção em regime ordinário (PRO)** – Onde se enquadram a produção de eletricidade não renovável e grandes centrais hídricas;
- **Produção em regime especial (PRE)¹** – Onde se enquadram a produção de eletricidade renovável e centrais de cogeração.

2.1.2.2 Transporte

Após a produção, a eletricidade é transportada em Muito Alta Tensão (MAT) (superior a 60 kV) desde as centrais produtoras, até as subestações.

¹ Consagrado pelo Decreto-Lei n° 189/88, de 27 de maio

Em Portugal, o transporte de eletricidade em MAT é assegurado pela, REN através da RNT, que dispõe de um conjunto de linhas (150 kV, 220 kV e 440 kV) distribuídas pelo território nacional. Segundo a REN, “esta concessão inclui o planeamento, construção e gestão técnica do global do Sistema Elétrico Nacional para assegurar o funcionamento harmonizado das infraestruturas que o integram, assim como a continuidade de serviço e a segurança do abastecimento de eletricidade” [7]. A concessão da RNT foi feita pelo Estado Português à REN, em regime de serviço público e de exclusividade.

2.1.2.3 Distribuição

A distribuição é efetuada pela RND entre as subestações/postos de transformação e o consumidor final, que pode ser um consumidor comercial ou pequeno industrial. A RND é constituída por linhas de Média (MT) e Alta Tensão (AT), com tensões nominais inferiores e superiores a 45 kV, respetivamente. As linhas de MT são, constituídas por circuitos elétricos trifásicos, com tensões nominais geralmente de 10 kV, 15 kV e 30 kV. As redes secundárias são constituídas por linhas de BT, com tensões nominais de 230/400 *volts*, que fornecem iluminação pública, e abastecem o consumidor doméstico final. A concessão das linhas de BT é feita mediante um acordo entre as empresas distribuidoras e o município.

2.1.2.4 Comercialização

A verticalidade da cadeia de valores, antes da liberalização do setor elétrico, integrava todo o processo de comercialização na atividade de distribuição. Após a liberalização, estas duas atividades foram separadas, introduzindo novos agentes no sistema e aumentando a concorrência entre comercializadores. Como consequência, as relações comerciais entre comercializadores e consumidores finais passou a ser direta.

As questões técnicas inerentes às linhas de distribuição de baixa tensão são da responsabilidade da empresa de distribuição. Os comercializadores garantem o acesso à rede de distribuição ou de transporte mediante o pagamento de tarifas reguladas (pela ERSE) de utilização do sistema. Os consumidores finais têm o livre arbítrio de escolher o operador que mais convenientemente os satisfazem. O consumidor de último recurso transaciona energia em Mercado Regulado, tendo sido criado para proteção do consumidor, funcionando como garantia do fornecimento de eletricidade.

2.2 Modelo de Mercado em Bolsa (*Pool*)

O modelo de mercado em bolsa é parte integrante do mercado grossista. Neste tipo de mercados, a energia é comercializada horariamente, sendo conhecido pela rapidez de negociação. Contudo, este tipo de mercados também é conhecido por ser altamente volátil, sendo possível verificar grandes variações do preço da eletricidade. Estas variações podem depender de vários fatores: a procura pode aumentar devido a algum imprevisto, ou a variações do preço do combustível utilizado nas centrais convencionais. O modelo de mercado em bolsa, funciona como uma entidade que atua como intermediária financeira entre os agentes de mercado presentes na negociação (produção, retalho e consumo). Recebe, por parte dos agentes, informações relevantes (propostas de compra e venda, nó de injeção e de absorção, intervalos de consumo de energia, disponibilidade de produção, etc.) admitindo um modelo económico simétrico de oferta-procura. Estas informações relevantes, não são conhecidas pelos agentes envolvidos.

O mercado bolsista pode ser definido como assimétrico (“*one-sided-Pool*”) (Figura 2.1) ou simétrico (“*two-sided-Pool*”) (Figura 2.2). No primeiro caso, os produtores enviam propostas de venda de volumes de energia nos diferentes períodos horários e o operador de mercado transmite

aos retalhistas elegíveis essas mesmas propostas. No segundo caso, os retalhistas têm um papel mais ativo na comercialização podendo também mandar propostas ao operador de mercado do volume de energia que querem adquirir, sendo este modelo de mercado mais dinâmico e sofisticado.

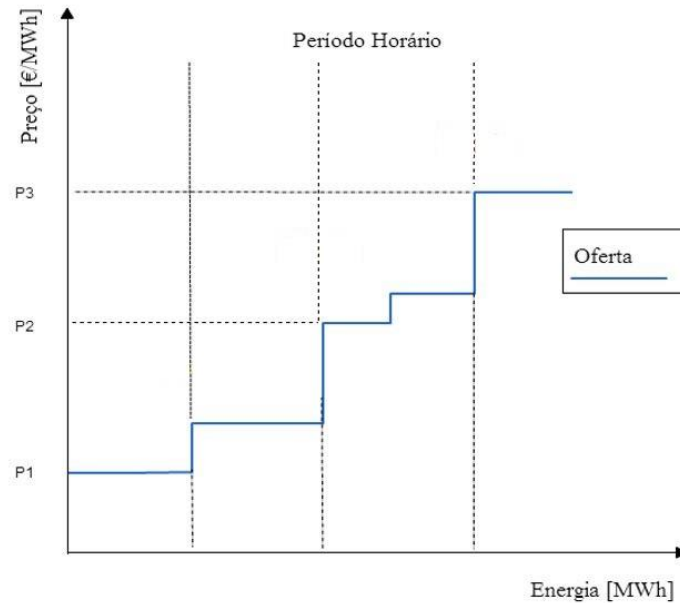


Figura 2.1 – Modelo económico *Pool* assimétrico (adaptado de [8])

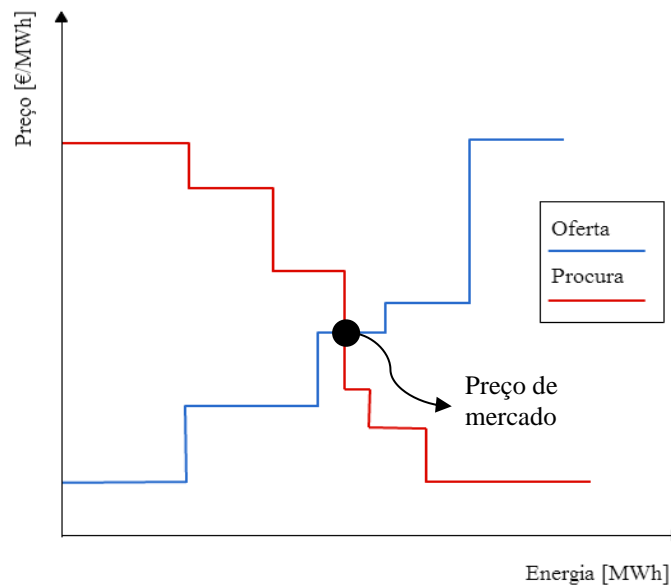


Figura 2.2 – Modelo económico *Pool* simétrico (adaptado de [8])

O espaço temporal em que são feitas as propostas condiciona o preço a que estas são transacionadas. Propostas tomadas num espaço temporal mais alargado, têm em conta mais variáveis de mercado. Já num espaço temporal mais curto, as propostas são geralmente estruturadas apenas para refletirem os custos marginais de curto prazo.

O modelo de mercado em bolsa tem mecanismos de equilíbrio, a curto prazo, entre a produção e o consumo, implementando o resultado das propostas de compra e venda do dia anterior de forma a prevenir, devido à incerteza do diagrama de carga, congestionamentos da rede e a volatilidade do preço da energia.

2.2.1 Mercados Diário, Intradiário e em Tempo Real

O modelo em bolsa pode operar em diversos tipos de mercado: mercado diário (*Day-Ahead-Market*), mercado intradiário (*Intra-Day-Market*) e mercado em tempo real (*Real-Time-Market*).

O mercado diário é uma plataforma de transação de energia que define preços para as 24 horas do dia seguinte. As licitações de procura e de oferta, por parte dos agentes que atuam no mercado, são comunicadas ao operador de mercado até às 12 horas do dia anterior. O operador de mercado, após receber todas as licitações, estrutura duas curvas, a de oferta (crescente) e a da procura (decrecente), para os diferentes períodos. Os períodos de transação no mercado diário têm um espaço temporal definido por 24 períodos de 1 hora, ou 48 períodos de 30 minutos. O preço de mercado (*clearing-price*) é definido pela intersecção das curvas da oferta e da procura. Este preço representa o preço máximo que o retalhista está disposto a pagar, e o preço mínimo que o produtor está disposto a vender a energia. Desta forma, todas as transações feitas entre os agentes, num determinado período, encontram-se do lado esquerdo do preço de mercado, e são feitas a esse mesmo preço (Figura 2.2), i.e, todos os produtores são remunerados a um preço fixo, e todos os retalhistas pagam esse mesmo preço. A informação do volume de produção de cada central produtora num determinado instante faz com que a volatilidade dos preços praticados seja menor, facilitando também a organização e coordenação do operador de sistema, que desta maneira tem informação da potência a ser injetada em cada nó da rede.

O mercado intradiário é uma plataforma complementar ao mercado diário. Tratando-se de um mercado de ajustes, os agentes dispõem de uma maior flexibilidade na resolução de possíveis desajustes, otimizando assim a sua operação. Conta com 6 sessões ao longo do dia (Figura 2.3), com as transações a serem feitas com algumas horas de antecedência. As sessões são distribuídas da seguinte maneira [9]:

- 1ª Sessão: Define preços para as 4 últimas horas do dia x e 24 horas do dia $x + 1$.
- 2ª Sessão: Define preços para as 24 horas do dia $x + 1$.
- 3ª Sessão: Define preços para as 20 horas do dia $x + 1$ (das 4h às 24 horas).
- 4ª Sessão: Define preços para as 17 horas do dia $x + 1$ (das 8h às 24 horas).
- 5ª Sessão: Define preços para as 13 horas do dia $x + 1$ (das 12h às 24h).
- 6ª Sessão: Define preços para as 9 horas do dia $x + 1$ (das 16h às 24h).

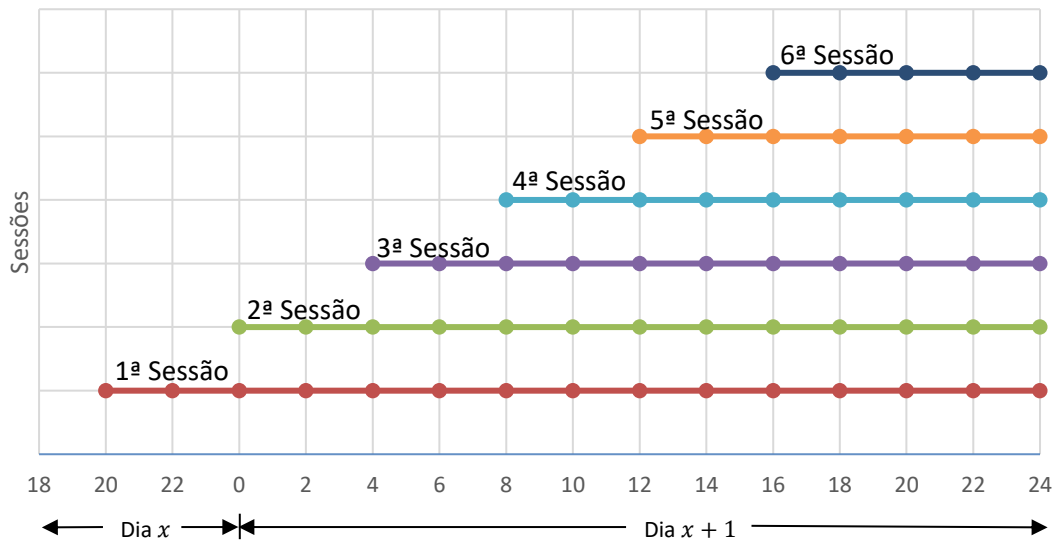


Figura 2.3 – Sessões do mercado intradiário [9]

O mercado intradiário é uma plataforma complementar de mercado utilizada pelos agentes com o objetivo de ajustarem a sua posição. Os agentes podem necessitar de se ajustarem no mercado após o fecho do mercado diário, devido a algum evento inesperado: alguma falha de produção da central, originando um défice no volume de energia entregue, ou alguma necessidade extraordinária de energia por parte dos retalhistas.

As sessões do mercado em tempo real são feitas em intervalos de 5 minutos. Neste espaço temporal, as propostas são entregues ao operador de mercado que combina a oferta com a procura, gerando o preço de mercado. De seguida o operador de mercado, notifica os produtores da potência a injetar na rede de transporte, e os retalhistas do volume de energia que têm de consumir. Este tipo de mercado serve, geralmente, para os agentes de mercado, preverem as tarifas que vão ser praticadas nas outras variantes de mercado: diário e intradiário.

Independentemente do tipo de mercado, o operador de mercado organiza as propostas enviadas pelos agentes envolvidos na negociação e estrutura as curvas de oferta e procura: a curva da oferta é disposta por ordem crescente dos preços e a curva da procura é ordenada por ordem decrescente dos preços [8].

2.2.2 Contratos Bilaterais

A contratação bilateral é um processo em que os participantes de mercado, geralmente um produtor e um retalhista, negociam diretamente (Figura 2.4). O preço negociado neste tipo de contratos é fixo, e estabelecido entre os dois agentes, ao contrário do mercado em bolsa, em que existe um sistema de oferta e procura. No modelo em bolsa, os preços da energia tendem a variar rapidamente [4]. Regra geral, os preços são transacionados pelo custo marginal, sendo este variável dependendo da tecnologia da central produtora.

Na contratação bilateral sendo o preço fixo, a transação de energia torna-se um mecanismo de prevenção contra a volatilidade dos preços de mercado a que os participantes possam ser expostos. Embora os contratos bilaterais protejam os participantes da volatilidade dos preços, há sempre a probabilidade de uma das partes sair favorecida em detrimento da outra. Se o preço negociado no modelo em bolsa estiver a ser transacionado abaixo do preço estabelecido no contrato bilateral, o retalhista estará a pagar mais pela energia. O recíproco também se verifica: se o preço negociada em bolsa mais alta que no contrato bilateral o produtor estará a vender energia mais barata.

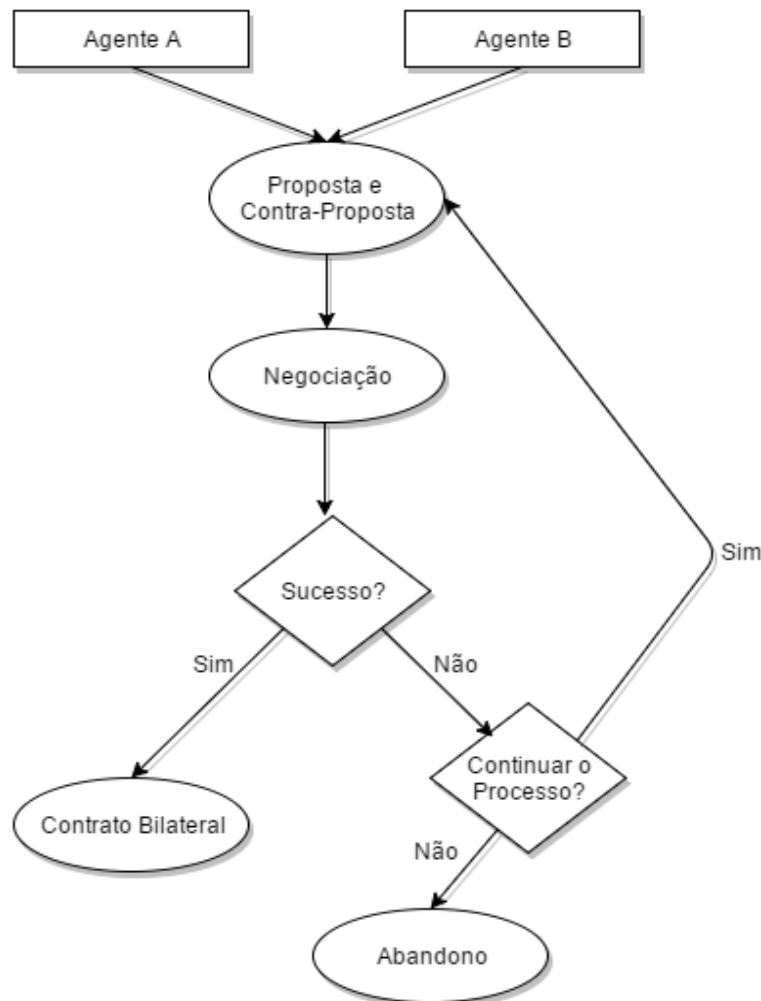


Figura 2.4 - Processo negociacional de um contrato bilateral [10]

O agendamento e as transações elétricas de um contrato bilateral necessitam da aprovação do operador de sistema [11]. Contudo, o operador de sistema não tem qualquer interferência no processo negociacional entre partes: os acordos financeiros apenas são do conhecimento dos participantes envolvidos. Esta entidade tem a responsabilidade de verificar se a rede tem capacidade física para suportar o trânsito de energia, de modo a serem respeitados todos os parâmetros técnicos de segurança no abastecimento de energia, e congestionamento de rede. Desta forma, o operador de sistema deve ser informado do nó de injeção e de absorção, da potência prevista e dos volumes definidos nos períodos do contrato. Se a rede não tiver capacidade para suportar o trânsito de energia solicitado, o operador de sistema tem a autoridade de cancelar ou reduzir o volume de energia do contrato[12].

Existem dois tipos principais de contratos bilaterais: físicos e financeiros. Os contratos bilaterais físicos, tal como a própria designação indica, são caracterizados por interligarem fisicamente os participantes. Estes contratos têm geralmente uma duração longa. Na negociação, são definidos os volumes de energia a serem transacionados, bem como os nós da rede onde serão injetados e consumidos esses volumes. Tanto o produtor como o retalhista têm a obrigação de fornecer ou consumir a totalidade do volume de energia estabelecido no contrato. Contudo, quando o produtor não dispõe do volume de energia estabelecido contratualmente, ou quando o retalhista não

consome todo o volume de energia do contrato podem/devem ser feitos outros contratos com outros produtores e retalhistas, para serem respeitados todos os pressupostos negociados.

Como exemplo, e considerando produtores virtuais:

- “*Ventus*” um produtor eólico que num dia de baixa produção, não conseguiu suprir o volume de energia estabelecido com o supermercado local, de forma a cumprir o contrato, viu-se na obrigação de estabelecer outro contrato com outro produtor, a “*E-Térmica*”.
- O novo “*Consultório da Sé*”, um mês após ter feito um contrato com o produtor “*Mais Energia*”, verificou que não necessitava de tanta energia; desta forma, estabeleceu um contrato com a “*Padaria Carvalho*”, de maneira a transacionar a energia excedente.

Nos contratos bilaterais financeiros, os participantes não têm a necessidade de estarem fisicamente interligados. Na negociação, são definidos os volumes de energia e o preço a que serão transacionados. Um produtor de energia sediado no Norte do país pode estabelecer um contrato bilateral financeiro com um retalhista sediado no Sul, visto que não seria energética/financeiramente viável a interligação física entre ambos. A energia geralmente percorre sempre o trajeto mais curto, evitando perdas de carga e congestionamento da rede.

Desta forma, o produtor sediado no Norte injeta, na rede de distribuição, os volumes de energia, estabelecidos no contrato bilateral, para serem consumidos nas proximidades da central. No Sul, o retalhista irá abastecer-se na rede de distribuição, sendo esse volume de energia proveniente de outra central local, podendo essa central dispor ou não da mesma tecnologia que o produtor do Norte. Neste tipo de contratos, normalmente existem variações e discrepâncias relativas às tarifas praticadas entre centrais, maioritariamente devido ao tipo de tecnologia da central. Desta forma, existem mecanismos de compensação financeiros entre as centrais de maneira a não haver desregulações financeiras.

2.2.3 Modelo Misto

O modelo misto é o modelo mais utilizado nos países que liberalizaram o mercado elétrico (ex: MIBEL e *Nordpool*). Este modelo surge como uma combinação entre o modelo de mercado à vista com o modelo de mercado a prazo.

Este tipo de modelo é vantajoso para os agentes de mercado, aumentando as opções de compra e venda de energia. Um agente pode optar por comprar energia em bolsa, ou por estabelecer um contrato bilateral com um produtor, dependendo das necessidades e da opção que considerar mais vantajosa. O estabelecimento de contratos bilaterais permite aos agentes, celebrarem a transação de eletricidade por períodos consideravelmente prolongados, onde o preço negociado tem normalmente por base o preço em bolsa.

As entidades que têm função de regular e gerir o modelo misto, em semelhança com a *Pool*, são o operador de sistema e o operador de mercado, garantindo a integridade do sistema, segurança no abastecimento e a transparência das transações.

2.3 O MIBEL

O MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade, é a plataforma Ibérica comum para a transação de energia elétrica em Portugal e Espanha. O seu modelo de mercado é definido como um mercado que permite estabelecer transações em mercado a prazo e em bolsa, sendo designado como modelo de mercado misto.

O “Protocolo de colaboração entre as administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do mercado ibérico de eletricidade” surgiu em 2001 [13]. Este protocolo representa uma convergência de aspetos legais/reguladores, físicos e económicos feitos em conjunto pelos governos de ambos os países, permitindo aos agentes retalhistas a aquisição de eletricidade em regime de livre concorrência a qualquer agente produtor sediado na Península Ibérica.

O MIBEL tem como principais objetivos [13]:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países, através do processo de integração dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a península ibérica, de definição dos preços de referência;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do sector eléctrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

2.3.1 Organização e Estrutura do MIBEL

O MIBEL conta com várias entidades que regulam, supervisionam e gerem o sistema de mercado económico e o sistema físico de transação de eletricidade (Figura 2.5). Cada país pertencente ao MIBEL conta com entidades reguladoras próprias que atuam de acordo com todos os pressupostos estabelecidos.

Em Outubro de 2002, foi criado o Operador do Mercado Ibérico (OMI), representado por dois polos, o OMIP – Operador de Mercado Ibérico polo Português, e o OMIE – Operador de Mercado Ibérico, polo Espanhol. O OMIE gere contratos feitos no mercado *Spot* de eletricidade, que engloba o mercado diário, intradiário e contratos bilaterais. Já o OMIP é responsável pela gestão de contratos a prazo (*forward*, futuros e *swap*) com períodos não inferiores a semanas, meses, trimestres ou anos.

A nível regulador, existem quatro entidades independentes que supervisionam e regulam o MIBEL: a CMVM, a ERSE, a CNMV e a CNE, garantindo as regras de operação do sistema bem como a uniformidade de tarifas praticadas nos dois países.

A nível físico houve a necessidade de desenvolvimento das interligações das redes bem como o reforço da capacidade de potência, permitindo aos operadores de sistema, REN e REE uma maior coordenação e sinergia a nível de distribuição, traduzindo-se numa melhor qualidade de energia elétrica entregue ao retalhista. O aspeto mais problemático na definição deste sistema de mercado foi o económico: as condições de acesso à rede e as formas de coordenação entre os operadores de sistema e os operadores de mercado, tiveram de ser modeladas e definidos consoante o sistema de remuneração e encargos dos agentes. Do sistema de remuneração, é importante referir alguns dos custos em que este sistema é utilizado, tal como o CTC, o CMEC², e a remuneração da retribuição da garantia de potência. Este sistema é utilizado de forma a equilibrar a balança contratual entre os dois países. As condições de acesso à interligação entre Portugal e Espanha, a diferença horária e a sinergia entre os operadores de mercado do MIBEL, foram também outros fatores tidos em consideração quando o modelo de mercado foi planeado [14]. Apesar da liberalização do mercado de eletricidade em Portugal, a grande fração da produção, retalho e distribuição pertence à EDP. Em condições de mercado (MIBEL), a EDP tem a concorrência de empresas espanholas tais como a *Iberdrola*, a *Union Fenosa*, a *Endesa*, a *Viesgo*, a *Fevasa*, a *Hidro Cantábrico* e a *E.On*.

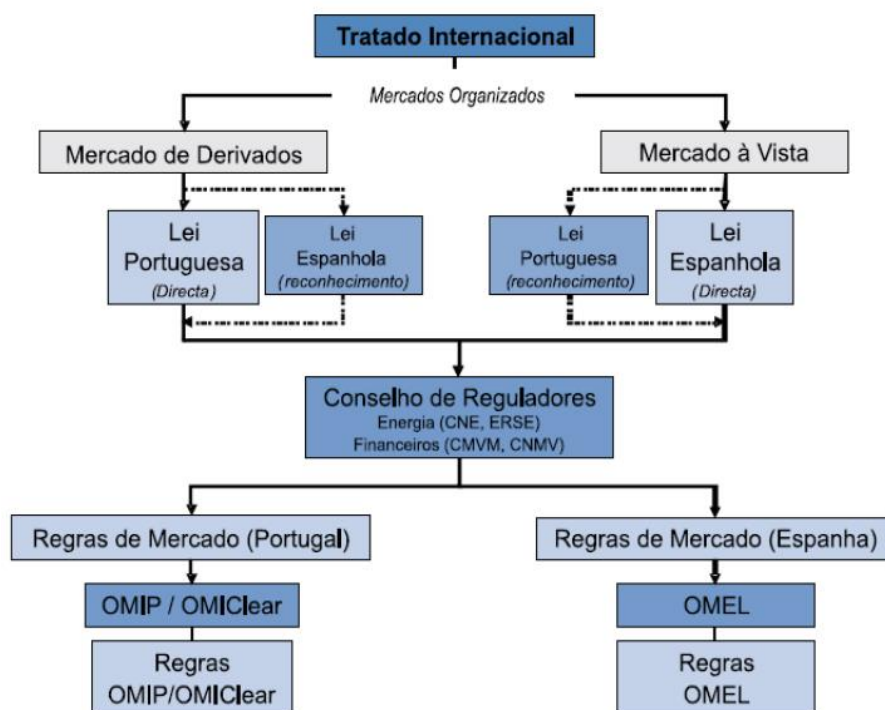


Figura 2.5 – Esquema organizativo do Operador de Mercado Ibérico [14]

² Portaria n.º 251/2012, de 20 de Agosto

2.3.2 OMIP

O OMIP é uma sociedade que funciona como o operador do pólo português do MIBEL. É responsável, em conjunto com a OMIClear, pela supervisão e gestão do mercado a prazo. Este pólo iniciou atividades em Junho de 2003 e tem como principais objetivos, constituir preços de referência Ibéricos, disponibilizar ferramentas financeiras eficientes de gestão de risco e contribuir ativamente para o desenvolvimento do MIBEL. A OMIClear é uma sociedade criada em Abril de 2004 e detida totalmente pelo OMIP, que assume as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central em todas as operações realizadas no mercado gerido pelo OMIP [15]. As ferramentas financeiras disponibilizadas pelo OMIP são as seguintes:

- **Contratos de Futuros** – Compromisso contratual de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, entre agentes de mercado, a um determinado preço aquando da transação. Este tipo de contrato conta com liquidações diárias entre o preço de transação e a cotação de mercado de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à OMIClear a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega.
- **Contratos *Forward*** - Compromisso contratual de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, entre agentes de mercado, a um determinado preço aquando da transação. Este tipo de contrato não tem liquidações diárias durante o período de negociação. O contrato é liquidado integralmente nos dias de entrega física/financeira ou na data que finda o contrato, sendo menos volátil comparativamente com os contratos futuros. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à OMIClear a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega.
- **Contratos *SWAP*** – Contrato padronizado, 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, mas apenas a liquidação das margens correspondentes [16].

2.3.3 OMIE

O *Operador del Mercado Ibérico de Energia* (pólo espanhol) é a sociedade responsável pela gestão e supervisão do mercado Ibérico *spot* de eletricidade. A criação deste pólo deu-se em 1998. Nesta altura funcionava apenas para o mercado espanhol, começando apenas em 2007 a ação conjunta para a Península Ibérica. A função do OMIE permite a compra e venda de eletricidade entre os agentes, a um preço conhecido, transparente e acessível [17].

A gestão do mercado *spot*, composto pelo conjunto de agentes que efetuam transações de eletricidade nos mercados diário, intradiário e contratos bilaterais, é feita pelo OMIE. Esta sociedade é também responsável por determinar quais os agentes elegíveis a participarem em mercado à vista (*spot*), podendo estes serem: produtores, auto-produtores, comercializadores, agentes externos (entidades) e consumidores qualificados. As entidades portuguesas elegíveis em

2004 passaram a ser reconhecidas automaticamente no mercado espanhol, ao invés de serem considerados agentes externos, visto que, como dito anteriormente, a ação conjunta só teve início em 2007.

2.4 Sistemas Multi-Agente (SMA)

Desde a década de 80, e com a crescente evolução dos sistemas de *software*, o desenvolvimento de Sistemas Multi-Agente tornou-se uma área científica com grande importância. Os SMA podem ser definidos como um conjunto de agentes que cooperam, interagindo entre si, com a finalidade de resolverem de um determinado problema [18]. Atualmente, os SMA são utilizados em vários contextos do nosso cotidiano, tais como o comércio eletrônico, sistemas de inteligência artificial, sistemas de controle e robótica, etc.

No caso específico dos Mercados de Energia Elétrica, os SMA são uma ferramenta utilizada pelos participantes de mercado, com estratégias e interesses pré-definidos, para simular vários cenários. Nos SMA, os participantes de mercado são agentes que interagem entre si, podendo negociar de forma a chegarem a um acordo contratual, vantajoso e benéfico para as partes envolvidas.

2.4.1 Definição de SMA

Os Sistemas Multi-Agente (SMA) são sistemas compostos por vários agentes, com comportamento autônomo, que interagem entre si num determinado ambiente, i.e. os SMA têm como base técnicas de inteligência artificial e algoritmos numéricos que permitem a tomada de decisões autonomamente, sem interação humana.

Num SMA, o pressuposto de que os agentes têm um objetivo comum normalmente é errado, visto que representam diferentes entidades e organizações com interesses distintos [19]. Das interações entre agentes existe a possibilidade de haver conflito de interesses. De maneira a resolver os conflitos de forma coerente e justa, é imperativo que os agentes comuniquem entre si, negociando e coordenando as atividades [19]. Desta forma, o desenvolvimento de SMA para a resolução de múltiplos problemas é crucial.

A utilização de SMA é vantajosa, porém proporciona um conjunto de desafios. A formulação e expressão de um determinado problema, a seleção de um protocolo e linguagem adequados, a forma como os agentes interagem e executam decisões, são exemplos da complexidade que advém do uso de SMA. Segundo [20], os SMA têm as seguintes características:

- Cada agente tem informação e/ou capacidade de resolução de problemas limitado, fazendo com que tenha um ponto de vista limitado relativamente ao sistema global.
- Não há controle global do sistema.
- A informação é descentralizada.
- A computação é assíncrona.

2.4.2 Definição dos Agentes

Os agentes existentes em mercados de energia elétrica são peça fulcral na sua organização e modo de funcionamento. Estes agentes são definidos como sistemas computacionais capazes de comunicarem entre si, tomando ações autónomas e flexíveis. A comunicação entre agentes permite o conhecimento parcial dos objetivos que cada agente tem.

Cada agente pode ser definido por quatro parâmetros-chave.

- Um conjunto de crenças, que representa a informação que cada agente tem do mercado e dele próprio.
- Um conjunto de objetivos, que representam os objetivos que cada agente tem para satisfazer.
- Uma biblioteca de procedimentos, que contém procedimentos simples para atingir os objetivos propostos.
- Um conjunto de planos, que representam os planos que o agente poderá adotar imediatamente ou num futuro próximo. Um plano é uma coleção de vários procedimentos, estruturados de forma temporal e hierárquica. [4]

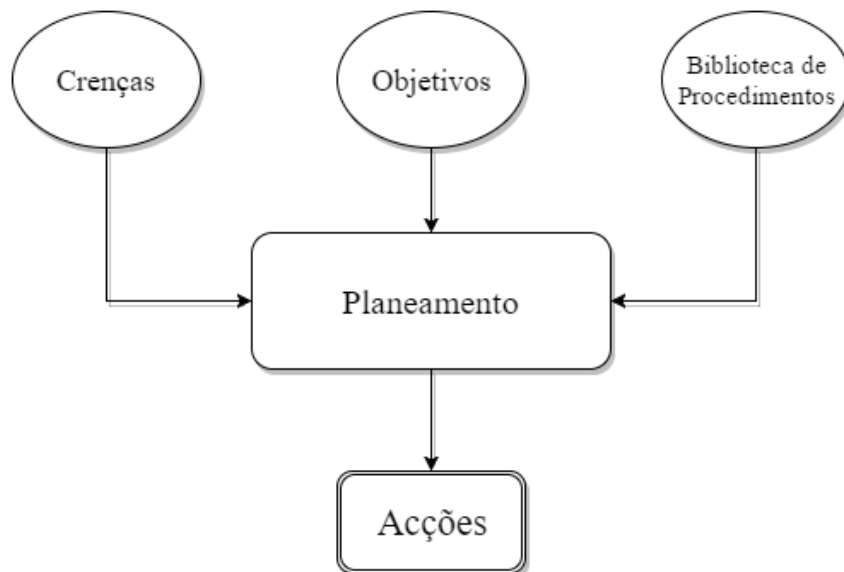


Figura 2.6 – Arquitetura típica de um agente [21]

2.4.3 Agentes Deliberativos

Um agente deliberativo é um agente complexo com um procedimento de resolução lógico de um determinado problema, baseado nas atitudes informativas sobre o ambiente e eventualmente sobre outros agentes [3].

Cada agente deliberativo possui um conjunto de características principais:

- Percepção de informação sobre o ambiente e outros agentes envolvidos, para determinar uma representação explícita do ambiente.
- Planeamento de ações futuras com base em ações passadas.
- Sistema que possibilita a troca de mensagens.
- Definição de ações e planos devem ser prioritários com o objetivo de encontrar a solução ótima para um determinado problema.

O procedimento de resolução lógica dos agentes deliberativos (Figura 2.7) envolve três aspetos principais: *Percecionar*, *Planear* e *Agir*. O agente tenta *Percecionar* o ambiente em que se insere, reunindo e memorizando toda a informação possível.

A capacidade de *Planear* é utilizada para guiar as ações dos agentes, decidindo ou adequando planos, segundo determinadas características. A representação que um determinado agente tem das atitudes informativas é inspirada na psicologia humana. O raciocínio de um agente pode variar: uma maior complexidade de resolução de um problema obriga o agente a um maior processamento de dados e desta forma a um maior tempo de resposta. Este fato pode ser um fator comprometedor em ambientes dinâmicos. Os ambientes dinâmicos são caracterizados por rápidas mudanças. Desta forma, por vezes o tempo de processamento de um agente é demasiado lento para acompanhar as variações do ambiente, resultando assim em tomadas de decisão desatualizadas. Após todo o processamento, o agente deve *Agir*, enviando mensagens por meio de atuadores para o ambiente.

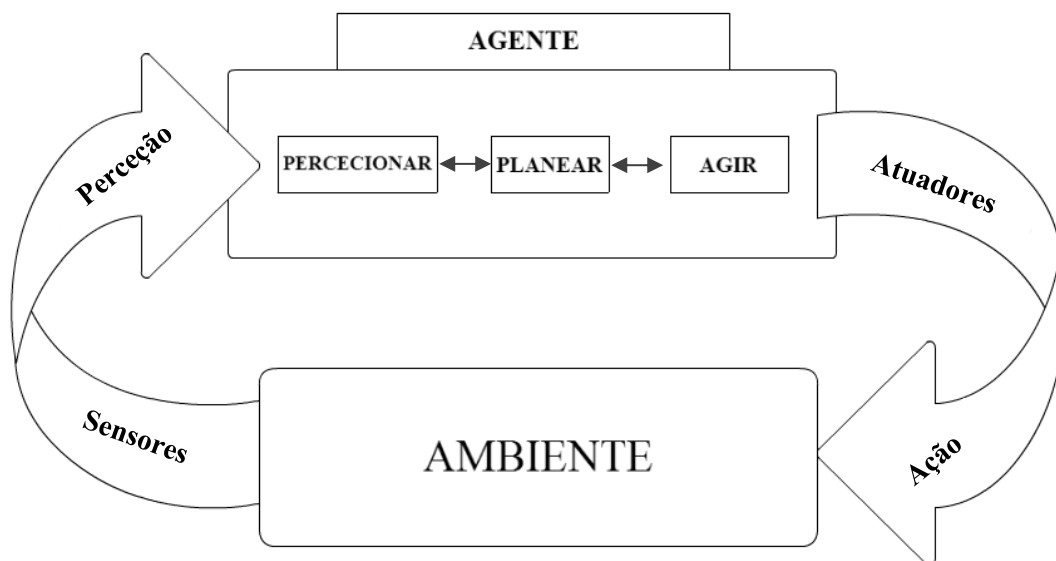


Figura 2.7 - Arquitetura de um agente deliberativo (adaptada de [22]).

2.4.4 JADE

O *JADE* (*Java Agent Development Framework*) é uma plataforma computacional, de livre acesso, que permite o desenvolvimento de sistemas multi-agente. Este *software* foi criado em 1998 pela *Telecom Itália*, detentora dos direitos de autor. Trata-se de uma plataforma é dinâmica, podendo ser utilizada em diferentes máquinas com diferentes características e sistemas operativos, sendo a sua configuração controlada por uma interface gráfica remota. Além da possibilidade de desenvolvimento de agentes computacionais e aplicações multi-agente, de acordo com as especificações da FIPA (*Foundation for Intelligent Physical Agents*), esta plataforma facilita a gestão de comunicação entre agentes e permite aos humanos fazerem parte da comunidade de agentes [23].

As especificações FIPA determinam que os SMA precisam de ter interoperabilidade de forma a que a troca de mensagens e informação entre agentes seja feita de forma interrupta e sem a existência de conflitos. Desta forma, alguns das especificações mais importantes estabelecidas pela FIPA e características do JADE são as seguintes [23]:

- A comunicação entre agentes é feita através de mensagens. Estas mensagens devem ter informações básicas dos agentes, tais como o nome do destinatário e do remetente. São escritas em linguagem FIPA-SL ou FIPA-KIF e enviadas numa estrutura preconcebida FIPA-ACL.
- Um serviço de transporte de mensagens entre agentes.
- Um diretório de agentes, onde é possível a procura de agentes segundo características partilhadas pelos mesmos no diretório.
- Um diretório de serviços, onde os agentes podem procurar serviços, nomeadamente outros serviços de transporte de mensagens ou outros diretórios de agentes.

2.5 Simulador de Contratação Bilateral - *MarketTrading*

O *MarketTrading* é um simulador de contratação bilateral, desenvolvido em *JAVA* e em *JADE*. Fundamentalmente, este simulador tem como principal objetivo ser uma ferramenta de apoio à decisão na negociação entre agentes. Os conceitos dos SMA são utilizados com a finalidade de simular um contrato bilateral em mercado de eletricidade. O *MarketTrading* possui ferramentas essenciais à negociação entre dois agentes. Estas ferramentas permitem aos agentes simularem diversos tipos de estratégias que se enquadrem mais eficientemente com os objetivos dos mesmos. As alterações que cada agente faz, nas diversas simulações, fornecem um conjunto de informações vitais, dando aos agentes uma “*guide-line*”, para poderem avançar ou abandonar a negociação.

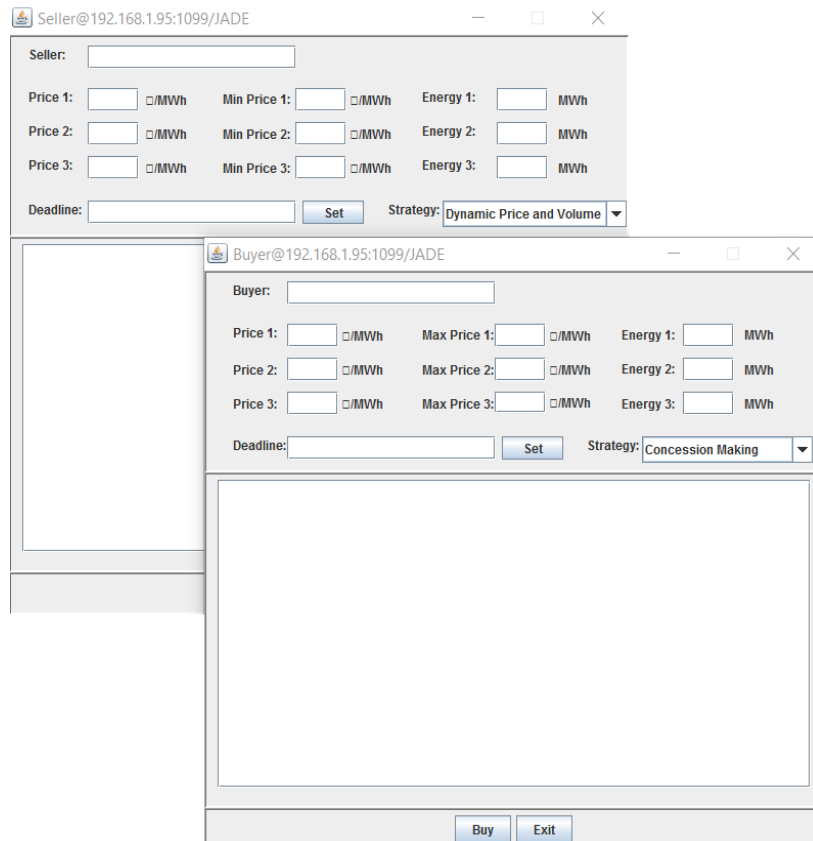


Figura 2.8 – Janelas dos agentes do tipo “Buyer” e “Seller” do MarketTrading

A interface do *MarketTrading*, visto que é um simulador de contratação bilateral, conta com duas janelas principais: uma referente ao agente produtor “*Seller*” e outra ao agente retalhista “*Buyer*” (Figura 2.8). As janelas de ambos os agentes são similares, sendo diferentes apenas em algumas informações características. Em cada uma das janelas, temos a informação por período, referente a cada agente:

- Preço proposto;
- Preço máximo proposto (característica do agente “*Buyer*”);
- Preço mínimo proposto (característica do agente “*Seller*”);
- Energia a transacionar;
- Data limite da negociação;
- Estratégia a adotar.

Após a introdução de todas as variáveis de entrada (preços iniciais, energia, tipo de estratégia e *deadline*), a negociação segue de acordo com [24], onde as propostas e contra-propostas de preços por parte do produtor e pelo consumidor podem ser consultadas na interface disponível ao utilizador.

O simulador *MarketTrading* foi estendido pelo autor da presente dissertação, como forma de implementar o modelo de contratação bilateral com gestão dinâmica de preços e volumes propostos nos Capítulos 4 e 5.

2.6 Simulador de Mercados de Energia Elétrica (SIMEEL)

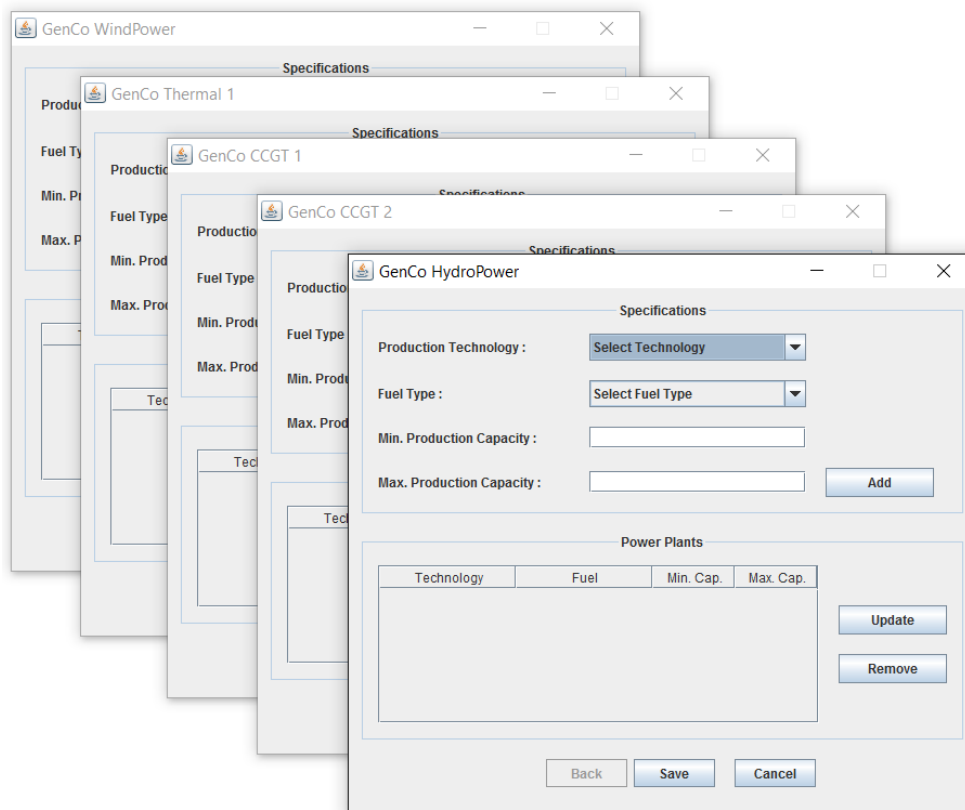


Figura 2.9 – Especificação das características dos produtores

Por uma razão de completude, descreve-se nesta secção o simulador SIMEEL, desenvolvido no âmbito do projeto MAN-REM e a partir do qual se desenvolveu o simulador anterior (*MarketTrading*).

O Simulador de Mercados de Energia Elétrica é uma ferramenta computacional desenvolvida no âmbito do projeto MAN-REM. Este simulador, programado em linguagem *JAVA*, na plataforma *NetBeans IDE*, tem como principal objetivo ser uma ferramenta útil de apoio à decisão dos agentes que o utilizam.

As funcionalidades do SIMEEL abrangem a maior parte das realidades passíveis de se encontrar num MEE. O SIMEEL permite a criação, ou o carregamento predefinido, de agentes produtores e retalhistas com o intuito de simular os diferentes tipos de mercado, utilizando diferentes algoritmos de cálculo de preços.

Dada a vasta utilização que esta ferramenta pode ter, para ser obtida uma simulação com dados corretos é necessário seguir um determinado conjunto de passos. Neste âmbito, as simulações dependem de uma introdução correta das características dos agentes, do tipo de mercado a simular, do algoritmo de cálculo de preço a utilizar, do conjunto de propostas dos agentes e no caso da escolha do algoritmo LMP das características intrínsecas da rede de distribuição.

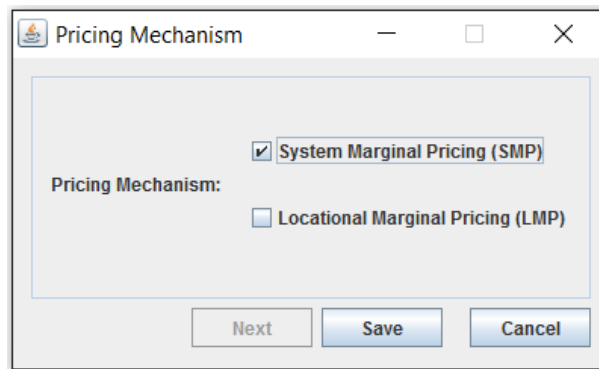


Figura 2.10 – Janela de escolha do algoritmo de cálculo do preço

Após serem introduzidos no SIMEEL todos os agentes produtores que serão alvo de simulação, é necessário proceder à escolha do modelo de mercado, e à caracterização dos produtores. A janela para a escolha do algoritmo de cálculo do preço (Figura 2.10), apresentado na secção 2.6.1, aparece após o utilizador definir o modelo de mercado (*Day-Ahead*, *Intraday* e *Real-Time*) que pretende simular.

A caracterização de cada produtor é feita individualmente na janela representada na Figura 2.9, onde existem dois campos com opções predefinidas, e dois campos a serem preenchidos pelo utilizador. Os dois campos com opções predefinidas correspondem à tecnologia de produção da central (*Combined Cycle*, *Steam Turbine*, *Renewable Energy*) e ao tipo de combustível utilizado (*Gas*, *Coal*, *Hydro*, *Wind*, *Sun*). Os restantes dois campos são preenchidos pelo utilizador com os limites de produção. Dada a variabilidade de recurso, os limites de produção para os produtores renováveis são diferentes dos limites dos produtores não renováveis, sendo que a produção mínima é 0 e a produção máxima corresponde à potência nominal. Para os produtores não renováveis, estes limites podem variar com vários fatores, nomeadamente o tempo de resposta e a despachabilidade da central.

Relativamente ao comportamento dos agentes em ambiente de mercado, o SIMEEL é mais completo do que o *MarketTrading*, apresentando não só um conjunto de estratégias, mas também uma componente relativa à atitude face ao risco que cada agente pretende adquirir.

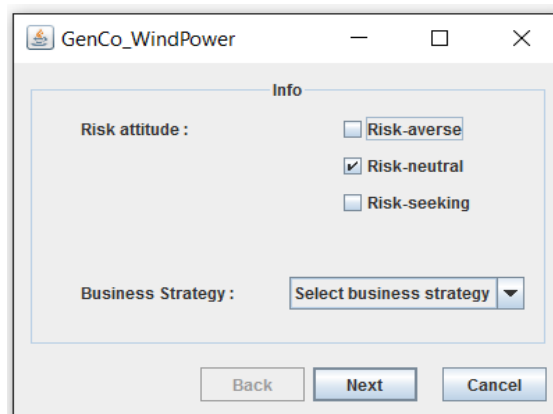


Figura 2.11 – Estratégias e risco dos agentes.

Hour	Price [€/MWh]	Power [MW]	Hour	Price [€/MWh]	Power [MW]	Hour	Price [€/MWh]	Power [MW]
00	0.00	66.29	08	0.00	17.48	16	0.00	7.03
01	0.00	58.68	09	0.00	12.53	17	0.00	9.76
02	0.00	51.50	10	0.00	10.40	18	0.00	13.39
03	0.00	52.86	11	0.00	8.15	19	0.00	12.50
04	0.00	47.16	12	0.00	4.68	20	0.00	23.90
05	0.00	44.96	13	0.00	3.17	21	0.00	41.31
06	0.00	34.60	14	0.00	4.37	22	0.00	64.59
07	0.00	27.50	15	0.00	7.21	23	0.00	67.93

Figura 2.12 – Conjunto de ofertas dos agentes para o mercado diário

Posteriormente à caracterização dos agentes, escolha do modelo de mercado e ao algoritmo de cálculo de preços, é necessário estruturar o conjunto de ofertas. No menu “*Participants*” existem duas opções (“*Producer*” e “*Retailer*”), que permitem aos agentes definir a potência e respetivo preço horário. A janela ilustrada pela Figura 2.12 apresenta as propostas enviadas para o mercado diário. Contudo se a opção escolhida for para o mercado intradiário, aparecerão as horas correspondentes à sessão escolhida.

O SIMEEL recebe as ofertas enviadas pelos agentes produtores e retalhistas, e organiza-as por ordem crescente e decrescente, respetivamente. Esta organização gera duas curvas distintas, denominadas de curvas de oferta e de procura (secção 2.2.1). O ponto de intersecção entre ambas indica o ponto de equilíbrio de mercado, onde será definido o preço e o volume de energia que será transacionado a cada hora. A Figura 2.13 apresenta a janela do sistema após ser feita a simulação. Esta janela dinâmica apresenta ao utilizador toda a informação de entrada (*input data*) relativa aos agentes, bem como os dados relativos à simulação (*output data*).

Desta forma, o utilizador, após a simulação, tem a possibilidade de examinar dados importantes relativamente ao ambiente de mercado. Os dados podem ser apresentados em dois tipos de formato (tabela ou gráfico) facilitando a análise de elementos, tais como as receitas e os compromissos de entrega de energia dos agentes produtores, o volume de energia a ser entregue aos agentes retalhistas, e os preços de mercado.

Name	Hour	Power[MW]	Traded Power[MW]	Price[€/MWh]	Market Price[€/MWh]
GenCo_WindP...	0	66,29	66,29	0,00	42,29
GenCo_Therm...	0	62,00	62,00	35,70	42,29
GenCo_CCGT_1	0	79,00	26,25	42,29	42,29
GenCo_CCGT_2	0	0,00	0,00	42,29	42,29
GenCo_HydroP...	0	0,00	0,00	58,15	42,29
GenCo_WindP...	1	58,68	58,68	0,00	42,29
GenCo_Therm...	1	60,00	60,00	35,75	42,29
GenCo_CCGT_1	1	81,00	30,02	42,29	42,29
GenCo_CCGT_2	1	0,00	0,00	42,29	42,29
GenCo_HydroP...	1	0,00	0,00	58,15	42,29
GenCo_WindP...	2	51,50	51,50	0,00	42,29
GenCo_Therm...	2	59,00	59,00	35,75	42,29
GenCo_CCGT_1	2	87,00	36,62	42,29	42,29
GenCo_CCGT_2	2	0,00	0,00	42,29	42,29
GenCo_HydroP...	2	0,00	0,00	58,20	42,29
GenCo_WindP...	3	52,86	52,86	0,00	42,29
GenCo_Therm...	3	59,00	59,00	35,75	42,29
GenCo_CCGT_1	3	84,00	33,86	42,29	42,29
GenCo_CCGT_2	3	0,00	0,00	42,29	42,29
GenCo_HydroP...	3	0,00	0,00	58,20	42,29
GenCo_WindP...	4	47,15	47,15	0,00	42,34
GenCo_Therm...	4	61,00	61,00	35,75	42,34
GenCo_CCGT_1	4	93,00	41,89	42,34	42,34
GenCo_CCGT_2	4	0,00	0,00	41,90	42,34
GenCo_HydroP...	4	0,00	0,00	58,27	42,34
GenCo_WindP...	5	44,95	44,95	0,00	42,34

Figura 2.13 – Resultados da simulação para o mercado diário

2.6.1 Preço marginal único (SMP)

Um dos principais objetivos da área de investigação de mercados de energia é ter a capacidade de prever eficientemente o preço a que a energia será transacionada. O SIMEEL conta com dois algoritmos de cálculo do preço da eletricidade em bolsa: o *Locational Marginal Price* (LMP) e o *System Marginal Price* (SMP). A maior diferença entre ambos os algoritmos é que o LMP tem em consideração as características da rede. Não obstante, a determinação do preço de mercado tendo em conta estas características não é o objetivo deste trabalho, sendo que o algoritmo escolhido para simular o caso de estudo foi o SMP, que será apresentado no Capítulo 6.

O SMP é o algoritmo de cálculo de preço mais utilizado nos principais mercados de eletricidade. É utilizado pelo MIBEL para o cálculo do preço dos mercados diário e intradiário. Na prática, o cálculo para a determinação do preço de mercado utilizando o algoritmo SMP depende de um conjunto de variáveis [25] :

- Curva da procura;
- Capacidade de produção;
- Propostas de compra/venda;
- Hora das transações;
- Volume de energia;
- Inflação.

Capítulo 3 Energia Eólica: Principais Características e Efeito nos Preços do MIBEL

3.1 Introdução

O crescente desenvolvimento das tecnologias de produção renovável, das previsões meteorológicas, e consequente aproximação da “*grid-parity*”³ faz com que os produtores renováveis se tornem cada vez mais competitivos em mercado [26]. Contudo, a sucessiva integração de mais PRE (nomeadamente eólico e fotovoltaico) no diagrama de produção, terá implicações no funcionamento dos mercados de energia elétrica, tal como os conhecemos.

Em Portugal a produção em regime especial é descontada à produção agendada para mercado, devido à legislação em vigor que define a prioridade na entrega na rede. Uma maior geração renovável implicará uma maior volatilidade nos preços de mercado, dado que esta produção é oriunda de fontes endógenas não controláveis, tornando o mercado mais “debilitado” [27]. Em situações de alta penetração renovável, os preços podem ser nulos ou mesmo negativos (cenário que não acontece no MIBEL), e em casos de baixa penetração os preços podem aumentar consideravelmente, sendo os PRO responsáveis por acomodar a variação da produção dos PRE.

De acordo com [27], a programação da produção de PRE, no MIBEL, num horizonte temporal de médio/longo prazo, seria uma das soluções para resolver o problema da volatilidade dos preços e da integração dos PRE no diagrama de produção. A programação é também uma mais-valia para os PRE, protegendo-os das penalizações consequentes dos desvios à produção. Estas penalizações podem também ser minimizadas com recurso a melhores previsões meteorológicas,

3.2 O Papel da Previsão Eólica

O crescimento e expansão do sector eólico criaram a necessidade de prever cada vez mais e melhor o comportamento do vento e a potência gerada que o elevado número de centrais eólicas, atualmente existente, tem capacidade para entregar à rede elétrica num determinado horizonte temporal futuro. A integração em larga escala da energia eólica, devido à variabilidade e comportamento do vento, aumenta também o grau de incerteza associado à produção elétrica. A integração de produtores eólicos no sistema electroprodutor cria um problema para o operador de sistema, pois dada a variabilidade do recurso é necessário aumentar a reserva de potência, de forma concordante com o aumento da produção eólica por forma a garantir um funcionamento seguro e robusto do sistema elétrico. Desta forma, as previsões eólicas são informações vitais, tanto para os produtores como para o operador de sistema.

A previsão eólica é um mecanismo essencial utilizado na gestão de produção, contribuindo para uma maior eficiência no despacho de energia e determinação dos preços praticados em mercado. O operador de sistema utiliza as previsões eólicas em modelos complexos de produção e integração na rede, com a finalidade de verificar a viabilidade de injeção de potência num determinado nó, assegurando o bom funcionamento da rede elétrica.

O ajuste dos desvios horários entre a previsão e a produção real, após o fecho do mercado diário, é efetuado em mercado intradiário. Este ajuste é necessário para equilibrar a oferta com a procura,

³ Momento em que os custos de uma tecnologia renovável são iguais ou inferiores aos das tecnologias convencionais.

garantir a integridade do sistema físico, e atualizar os preços de mercado. Idealmente, os ajustes deveriam ser feitos no mercado em tempo real, evitando assim uma maior reserva de potência, que incidirá diretamente no preço da energia [28].

3.3 Modelo de Previsão Eólica

As previsões meteorológicas, apesar dos recentes desenvolvimentos dos métodos numéricos utilizados, ainda apresentam eventuais falhas, principalmente quando consideradas num longo intervalo temporal. As condições iniciais/fronteira em conjunto com as informações digitais do terreno, são obtidas muitas horas antes do tempo de operação, com recurso ao modelo de larga escala "Global System Forecast (GFS)" [29]. Este modelo reúne observações em intervalos de tempo de 6 em 6 horas (00h, 06h, 12h e 18h) de diferentes tipos de estações meteorológicas. Devido à natureza caótica da atmosfera, que a utilização destas variáveis em modelos numéricos de previsão, mais concretamente o MM5 [30], torna-se problemática. O modelo MM5 é um modelo numérico, continuamente aperfeiçoado pela comunidade científica no Mundo, que fornece previsões meteorológicas tais como a velocidade do vento ou a pressão atmosférica. No entanto, e como dito anteriormente, este modelo numérico depende de variáveis obtidas em larga escala, que quando utilizadas em média ou pequena escala, podem levar a erros na previsão. [31]

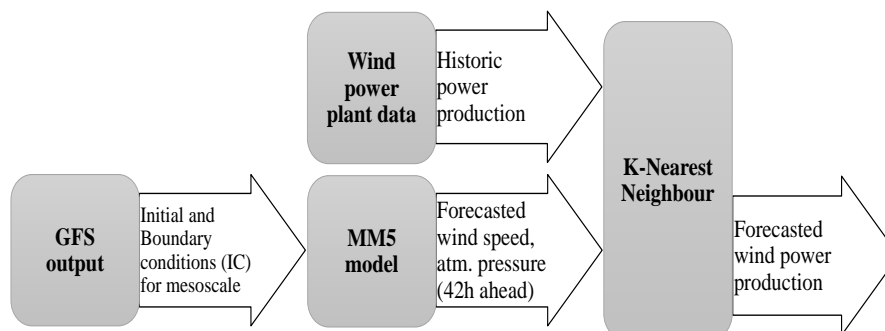


Figura 3.1 – Representação dos modelos de previsão eólica [31]

Para efetuar uma análise energética das previsões meteorológicas é necessário a conversão das variáveis meteorológicas resultantes do modelo MM5 para valores de potência. A técnica utilizada usualmente designada por previsão por analogia (*K-Nearest Neighbour*) [31], tem como base padrões de circulação atmosféricos de larga escala que desencadeiam um efeito local característico. Assim, a previsão de produção eólica para uma determinada hora pode ser obtida através da análise entre o padrão de circulação atmosférica para o local e o K eventos históricos de produção obtidos desse mesmo local (Figura 3.2).

O modelo de previsão eólica, utilizado no Capítulo 6 num caso de estudo sobre o impacto dos erros de previsão eólica nos preços do MIBEL, consiste num método determinístico de previsão horária com base em dados obtidos através do modelo numérico MM5 [30]

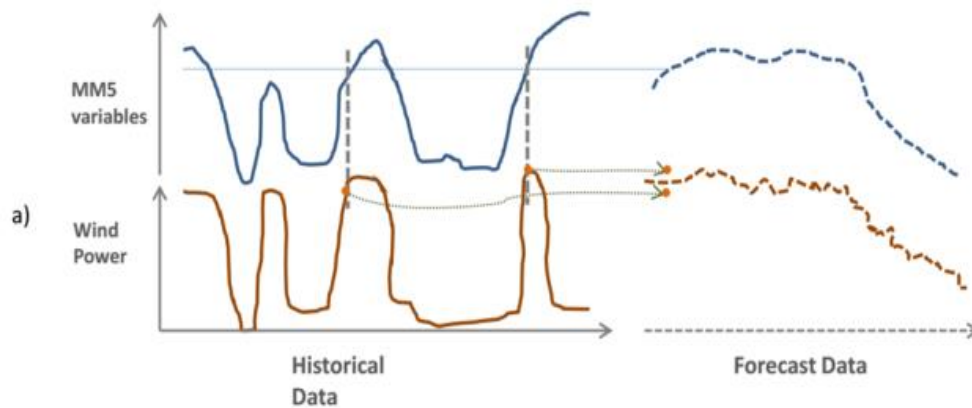


Figura 3.2 – Representação esquemática da metodologia de previsão [31]

3.4 A Energia Eólica nos Mercados de Energia

Mesmo com o avanço das tecnologias e métodos de previsão da energia eólica, a produção prevista não é totalmente fiável, devido ao comportamento estocástico do vento. Desta forma, em regime de mercado, os produtores eólicos têm a necessidade de gerir a produção prevista e também de analisar as penalidades associadas à incerteza da previsão. A solução para minimizar essas penalidades passa por avaliar as incertezas de previsão, em vez de avaliar as variações do volume de energia, e fazer licitações por defeito, ou seja, o produtor licita abaixo das incertezas de previsão, garantindo assim um maior grau de certeza da produção [32].

Os produtores de energia eólica no mercado ibérico (Pólo Português) são definidos como Produtores em Regime Especial – PRE⁴. As políticas e metas climáticas estabelecidas internacionalmente (por exemplo, através do Tratado de Quioto ou das metas climáticas 20-20-20 [33]) fizeram com que houvesse a necessidade de criação de PREs por parte dos governos.

Os PREs são produtores que têm como recurso primário fontes renováveis ou tecnologias de produção de calor (que contam com eficiências acima dos 100%). Devido à variabilidade do recurso, estes produtores têm prioridade de entrega da energia na rede, tendo sempre a garantia da venda total da energia produzida. O comercializador de último recurso tem a obrigatoriedade de comprar, a uma tarifa aplicada pelo Governo, toda a energia produzida pelos PRE [34]. No MIBEL, os PREs não respondem a variações de mercado, visto que são retribuídos a uma tarifa fixa. Este acontecimento não é exclusivo do MIBEL, pois em outros mercados mundiais de eletricidade os produtores com tecnologias renováveis têm incentivos traduzidos pela prioridade de entrega da eletricidade na rede e/ou por tarifas favoráveis comparativamente com os outros produtores [35].

A crescente taxa de penetração eólica nos mercados tem levado a uma baixa de preços da energia. Este acontecimento deve-se principalmente aos baixos custos marginais de produção, sendo estes maioritariamente custos de operação e manutenção. Em situações de alta produção eólica e baixo consumo, os preços de mercado podem chegar a ser negativos [36]. A alta produção renovável, nomeadamente eólica, cria a necessidade de escoamento de produção por parte das centrais

⁴ De acordo com o Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio

convencionais (principalmente a carvão e nuclear), levando a casos de preços negativos. Estes preços negativos, embora nunca verificados no mercado Ibérico, incentivam ao investimento em áreas como o armazenamento, produção de tecnologias renováveis, gestão da procura (*demand side management* e *demand response*) e em tecnologias com baixa emissão de carbono [37].

Com a evolução dos métodos de previsão meteorológica e com a criação de coligações entre centrais eólicas, a imprevisibilidade associada à produção é menor, pelo que a penetração de energia eólica na rede tem vindo a aumentar. Por estas razões, em alguns mercados grossistas Europeus (por exemplo, NETA, no Reino Unido), os grandes produtores eólicos passaram a competir juntamente com todos os outros produtores com tecnologias convencionais. Na ocorrência de desvios na produção, estes grandes produtores eólicos podem ser sujeitos a penalidades financeiras, devido ao incumprimento contratual estabelecido em contratos *forward* ou em mercado à vista [35].

3.5 Caracterização do Impacto da Produção Eólica nos Preços do MIBEL

Atualmente no MIBEL os PRE, além de terem prioridade de entrega da energia na rede, e com isso, a garantia de toda a sua energia ser vendida, têm também uma tarifa “*feed-in*” em que o a remuneração é garantida, tendo sido decretada por lei⁵, dependendo da tecnologia em questão. Todavia, o crescente aumento da competitividade dos PRE, e o fim dos acordos contratuais entre Governos, resultará na necessidade de métodos adequados de transação de energia elétrica com origem renovável e de PRE em mercados, nomeadamente por parte dos produtores eólicos. Como é expectável, derivado à elevada capacidade eólica existente na península Ibérica, a produção eólica, independentemente, será sempre um fator crucial na determinação do preço da eletricidade transacionada no MIBEL, devido à competitividade que os custos inerentes à produção têm quando comparados com outras tecnologias, renováveis ou não renováveis.[27]

Esta secção apresenta uma caracterização real do impacto da produção renovável (eólica) nos preços do mercado Ibérico. Para efetuar o estudo foi necessário a definição dos diferentes níveis de produção eólicos. Esta definição teve em consideração a potência eólica total instalada em Portugal Continental: 4882 MW [38]. Foram analisados três dias típicos, do ano 2015, com diferentes níveis de produção, mais concretamente o dia 5 e dia 29 de Outubro, e o dia 9 de Novembro. (Tabela 3.1). Estes dias foram denominados como Baixa Produção (BP), Média Produção (MP) e Alta Produção (AP). Os dados horários de produção eólica foram obtidos a partir da plataforma virtual de estatísticas de produção da REN [39]. Na plataforma virtual do MIBEL – OMIE foram retirados os preços horários correspondentes aos diferentes níveis de produção [40].

Os resultados são apresentados na Tabela 3.1 e nas Figuras 3.3 e 3.4, que contêm informações relativas aos dias típicos, à produção eólica e aos preços transacionados no MIBEL.

⁵ Portaria 243/2013, de 2 de Agosto

Tabela 3.1 – Tipos de Produção Eólica em Portugal e Preços MIBEL

Dia	Nível de Produção	Produção Real (% <i>P_{nom}</i>)	Preço Médio MIBEL (EUR/MWh)
09/11/2015	Baixa Produção	4.1	58.2
29/10/2015	Média Produção	40.6	50.3
05/10/2015	Alta Produção	78.5	41.1

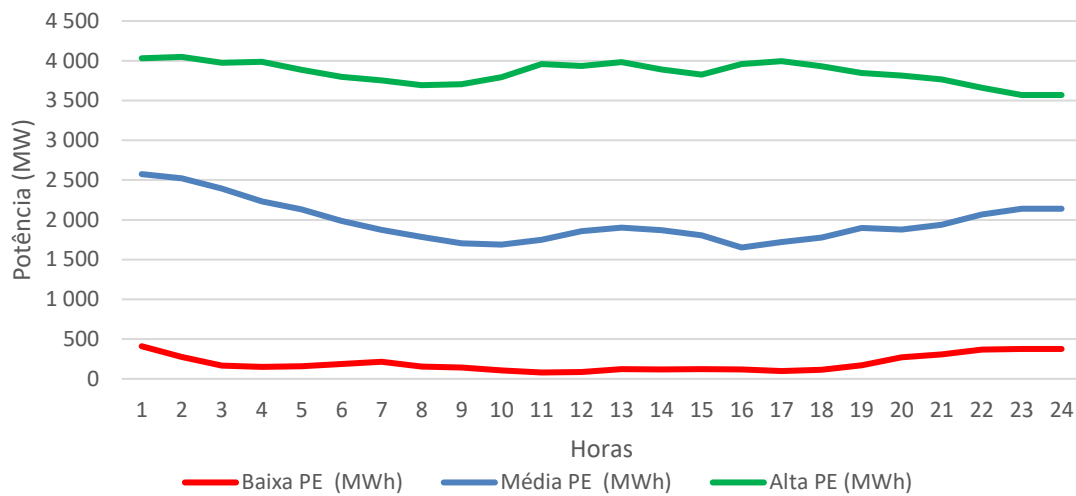


Figura 3.3 – Níveis de produção eólica em três dias típicos

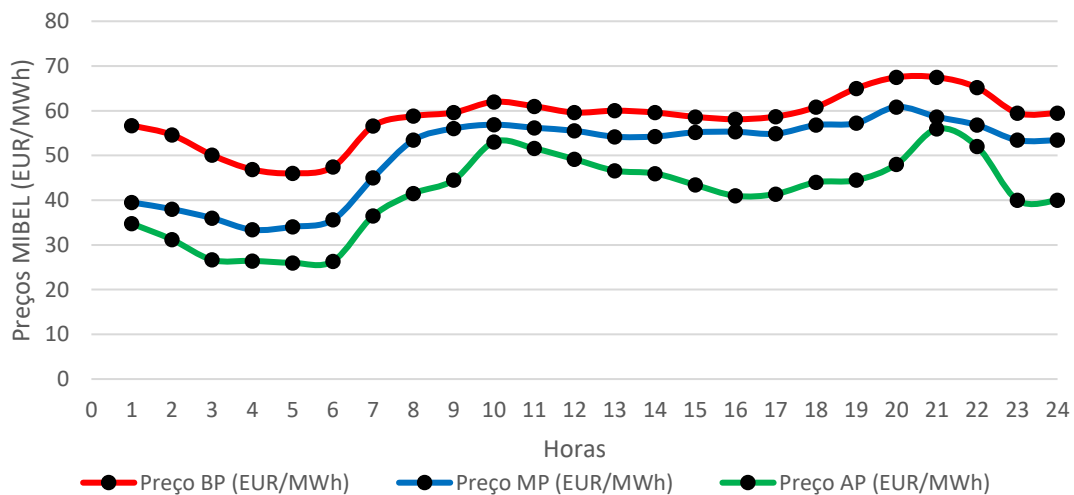


Figura 3.4 – Variação dos Preços MIBEL com diferentes níveis de produção eólica

Relativamente à análise da Tabela 3.1, no dia 9 de Novembro (BP), a produção eólica verificada foi de 4,1% da potência nominal instalada e o preço médio de mercado foi de 58,2 EUR/MWh. No dia 29 de Outubro (MP), a produção eólica verificada foi de 40,6% da potência nominal instalada e o preço médio de mercado foi de 50,3 EUR/MWh. Já no dia de 5 de Outubro (AP) a produção eólica foi de 78,5% da potência nominal instalada e o preço médio registado em mercado foi de 41,1 EUR/MWh. O preço médio em mercado nos dias de MP e AP foram respetivamente 13,9% e 29,5%, mais baixos que o preço em mercado do dia de BP.

Graficamente, podemos verificar que existe uma relação inversa entre a produção eólica e os preços do MIBEL, ou seja, quanto maior/menor a produção eólica mais baixo/alto será o preço médio no mercado diário, respetivamente. Esta variação de preços com o aumento da eolicidade pode ser um pouco confusa, visto que a energia eólica ser uma PRE retribuída por tarifas fixas, e não pelo mercado de eletricidade. Uma das razões pela qual os preços de mercado baixam com o aumento de produção eólica, deve-se ao fato de não ser necessário o funcionamento de centrais com tecnologias de produção mais dispendiosas de forma a suprir o consumo.

Não obstante, a alta penetração renovável (em particular eólica) no sistema elétrico e em MEE tem sido abordada com algum ceticismo. A elevada variabilidade temporal e a não despachabilidade não sendo problemas da tecnologia eólica, mas sim características intrínsecas da mesma, são as características que introduzem mais dificuldades à gestão de sistemas elétricos com elevada penetração de produção eólica. A elevada variabilidade deste recurso endógeno tem implicações financeiras, já que o operador do sistema é obrigado a recorrer, quando existe elevada penetração de renováveis variáveis no tempo, a centrais convencionais despacháveis de resposta rápida, (e, normalmente, muito caras) através do mercado de reservas, de forma a manter o sistema elétrico operacional, caso haja alterações de produção renovável face às previsões. A contratação bilateral entre agentes produtores renováveis e agentes retalhistas, é cada vez uma realidade para poder facilmente ultrapassar estes obstáculos técnico-financeiros.

Capítulo 4 Contratação Bilateral em Mercados de Eletricidade com Incerteza de Produção

4.1 Introdução

O presente capítulo é referente à contratação bilateral de eletricidade em mercados liberalizados. Neste tipo de contratos, dois agentes, por exemplo um produtor e um retalhista, comunicam entre si com o objetivo de celebrarem um acordo. Na negociação de um contrato bilateral os participantes envolvidos têm interesses opostos, ou seja, o produtor tenta negociar o volume de energia a um preço alto, com a finalidade de maximizar o lucro, enquanto o retalhista tenta negociar um preço baixo, de forma a reduzir as despesas. A comunicação entre agentes serve fundamentalmente para estabelecer os termos do acordo, neste caso mais concretamente, os preços e volumes de energia.

A negociação bilateral é um processo que pode ser dividido em várias fases [41]. A fase de pré-negociação é a etapa inicial e consiste na preparação e no planeamento da negociação. Nesta fase é feita uma seleção dos itens prioritários, são definidos os limites para cada item, e especificadas as posições iniciais de cada agente. A pré-negociação requer a existência de um protocolo a ser adotado pelos agentes. O protocolo tem como objetivo regular a negociação, definindo as regras a serem respeitadas no decorrer do processo negocial. Embora existam vários protocolos que possam ser adotados, nesta dissertação considera-se o protocolo de ofertas alternadas, que obedece às normas padrão FIPA, enunciadas na secção 2.4.4. Neste protocolo, os agentes trocam propostas e contrapropostas entre si, com o objetivo de negociarem o preço da energia e os volumes a serem transacionados.

A fase de resolução de problemas caracteriza-se por ser uma fase intermédia, em que os agentes interagem entre si, utilizando estratégias previamente definidas. Caso a resolução de problemas tenha êxito, dá-se a implementação do acordo (fase final da negociação), onde são formalizadas todas as premissas do contrato previamente aceite pelos agentes.

Este capítulo é estruturado do seguinte modo: a secção 4.2 descreve o modelo de negociação bilateral desenvolvido por Lopes *et al.* [18, 21, 44, 45], que foi adotado na presente dissertação. A secção 4.3 estende este modelo por forma a ter em conta a negociação de volumes variáveis de energia e dos respetivos preços. O capítulo seguinte apresenta um caso de estudo, onde se ilustra e testa o modelo.

4.2 Modelo de Negociação Bilateral

Seja $A = \{a_1, a_2\}$ o conjunto de agentes autónomos envolvidos na negociação (por exemplo, um produtor e um retalhista). A identidade e o número de agentes é informação conhecida por ambas as partes.

Seja $Agenda = \{x_1, \dots, x_n\}$ a agenda negocial, ou seja, o conjunto de itens sob os quais irá incidir a negociação. Cada agente define para cada item, x , um limite, representado por x_{lim} . Cada item é definido num intervalo de valores aceitáveis $D = [min, max]$. A seleção dos itens prioritários separa os itens de maior importância dos de menor importância.

Seja $T = \{1, 2, \dots\}$ o intervalo de tempo em que a negociação pode decorrer. Cada agente envia uma proposta por período de tempo $t \in T$, alternadamente, o que significa que a_1 licita em

intervalos ímpares e a_2 em intervalos pares. Uma proposta $p_{a_1 \rightarrow a_2}^t$ submetida por a_1 a a_2 no período t , é um conjunto de valores dos itens a negociar (ver abaixo). Qualquer agente pode terminar a sua participação no processo, abandonando assim a negociação, em resposta a uma proposta do outro participante. Como referido anteriormente, cada agente pode expressar a sua preferência nos itens da agenda negocial, de forma a avaliar e comparar propostas a enviar e contrapropostas recebidas.

Em suma, o processo de negociação bilateral inicia-se no instante $t = 1$, onde um agente, por exemplo a_1 , submete uma proposta $p_{a_1 \rightarrow a_2}^1$ ao agente a_2 . Este agente, após receber a proposta de a_1 , pode optar por: aceitar a proposta, rejeitar a proposta e abandonar a negociação, ou rejeitar a proposta e apresentar uma contraproposta. No primeiro caso, a_2 aceita a proposta de a_1 , findando o processo de negociação e estabelecendo um acordo. No segundo caso, a_2 recusa a proposta de a_1 , terminando a negociação sem qualquer acordo. No último caso, a_2 recusa a proposta de a_1 , mas continua a negociar, enviando uma contraproposta $p_{a_2 \rightarrow a_1}^2$ ao agente a_1 no período seguinte ($t = 2$). Quando a_2 receber a proposta de a_1 , efetua a comparação entre as utilidades da proposta recebida e da proposta a enviar: caso a utilidade de $p_{a_1 \rightarrow a_2}^1$ seja inferior à de $p_{a_2 \rightarrow a_1}^2$, é enviada a contraproposta $p_{a_2 \rightarrow a_1}^2$ ao agente a_1 , e assim sucessivamente.

Uma proposta enviada pelo agente $a_i \in A$ ao agente $a_j \in A$ no instante t é um vetor de valores dos itens negociais com a seguinte forma:

$$p_{a_i \rightarrow a_j}^t = (v_1, \dots, v_k) \quad (3.1)$$

onde $v_k, k = 1, \dots, n$ é o valor do item negocial $x_k \in Agenda$

Neste modelo considera-se que cada agente tem uma função de utilidade contínua U . De acordo com essa função, se a utilidade de uma proposta $p_{a_2 \rightarrow a_1}^{t+1}$ for maior do que a utilidade de uma contraproposta $p_{a_1 \rightarrow a_2}^t$, assume-se que um agente prefere $p_{a_2 \rightarrow a_1}^{t+1}$.

Cada agente determina a prioridade de cada item da agenda negocial atribuindo diferentes pesos. O modelo aditivo é simples e intuitivo, mas assume dois tipos de independência, nomeadamente independência aditiva e independência de utilidade. Em particular, o pressuposto de independência aditiva não é aceitável quando há interações específicas entre itens. Nesta dissertação, os principais itens a serem negociados na agenda negocial são o volume de energia e o respetivo preço. Apesar destes itens estarem correlacionados, ou seja, o preço depender, pelo menos em parte, do volume de energia, considera-se que esta correlação é desprezável, sendo desta forma adotado o modelo aditivo. Para cada item x , os agentes atribuem um peso w , que representa um valor numérico e define a preferência de cada agente relativamente a x . A função de utilidade U utilizada para fazer uma análise das ofertas e contraofertas toma a seguinte forma:

$$U(x_1, \dots, x_n) = \sum_{k=1}^n w_k V_k(x_k) \quad (3.2)$$

O protocolo de negociação marca pontos-chave sobre os quais os agentes têm de decidir, de acordo com as suas estratégias. Existem dois tipos de estratégias que têm vindo a destacar-se na área da negociação [5]:

- **Estratégias de concessão:** um dos agentes reduz as suas pretensões na negociação abdicando de alguns interesses para o oponente.
- **Estratégias competitivas:** um dos agentes força o oponente a ceder, com a adoção de táticas de ameaça e de compromissos.
- **Estratégias de resolução de problemas:** os agentes mantêm a sua lista de interesses, procurando maneiras de os conjugar com a lista de interesses do adversário. Este tipo de estratégias é importante na resolução dos problemas entre agentes, tentando ao máximo acomodar os interesses de ambas as partes.

O sucesso na negociação bilateral passa pela seleção de uma estratégia. Não obstante, numa negociação e nas diferentes fases que a caracterizam, os agentes não têm de estar dependentes de uma única estratégia. Estes podem adotar diferentes estratégias ao longo do processo negocial.

As estratégias utilizadas na presente dissertação são basicamente estratégias de concessão, modeladas através de funções que suportam diferentes padrões de concessão durante a negociação. Em particular, consideram-se as seguintes estratégias:

- **Iniciar alto e conceder lentamente:** os agentes adotam uma posição otimista efetuando concessões pequenas ao longo da negociação.
- **Iniciar razoável e conceder moderadamente:** os agentes adotam uma posição realista efetuando concessões substanciais durante a negociação.

Desta forma, o valor dos itens existentes na *Agenda* pode sofrer alterações devido à aplicação das estratégias em cada ronda negocial. De uma forma geral, o preço da energia varia, para cada item x , de acordo com as seguintes expressões [3]:

Produtor / Vendedor

$$P_{novo} = P_{antigo} - Cf(P_{antigo} - P_{lim}) \quad (3.3)$$

Retalhista / Comprador

$$P_{novo} = P_{antigo} + Cf(P_{antigo} - P_{lim}) \quad (3.4)$$

em que:

P_{novo} é o novo preço;

P_{antigo} é o preço recebido na proposta anterior;

Cf é o fator de concessão;

P_{lim} é o preço limite estabelecido por cada agente.

Note que, para cada iteração, a formulação de um novo preço segundo as expressões (5.3) e (5.4) depende de um parâmetro que varia consoante a estratégia adotada por cada agente. Este parâmetro é denominado de fator de concessão, $Cf \in [0,1]$.

Se um determinado agente adotar um $Cf = 0$, significa que este agente não está disposto a fazer nenhuma concessão perante o seu oponente, o que durante a negociação se traduzirá numa posição fixa e determinada relativamente à cedência nos preços da energia. Caso os preços estipulados por cada agente sejam muito divergentes e esta postura seja adotada por ambos, a negociação terminará sem sucesso. Se um determinado agente adotar um $Cf = 1$, significa que neste cenário esse agente está disposto a fazer uma concessão total ao seu oponente. Deste modo, o agente adota uma posição de cedência total, negociando a energia ao preço limite estipulado pelo próprio. O caso usual reside em adotar uma estratégia que conduza a um valor baixo de Cf , por exemplo 0.05, 0.10 ou mesmo 0.15, ou seja, um valor de Cf intermédio entre zero e um, e bem mais próximo de zero.

4.3 Modelo para a Negociação de Contratos Bilaterais com Preços e Volumes de Energia Dinâmicos

A crescente evolução das tecnologias de produção renovável tem vindo a afetar os mercados de eletricidade, influenciando diretamente os preços. Atualmente, no MIBEL, os produtores de energia com tecnologia renovável ainda mantêm o estatuto de produtores em regime especial (PRE). Todavia, com a liberalização do mercado e a crescente uniformização dos estatutos das fontes de energia que se tem verificado em outros mercados, independentemente do recurso, é expectável que mais tarde ou mais cedo o MIBEL altere o seu modelo de mercado.

Nestas circunstâncias, é possível que os produtores de energia elétrica a partir de fonte renovável variável no tempo e não despachável, optem pela celebração de contratos bilaterais em vez de licitarem no mercado em bolsa.

Devido à variabilidade do recurso e à não despachabilidade da potência injetada, dois grandes problemas recorrentes para os produtores com tecnologia renovável variável no tempo e não despachável (eólica, fotovoltaica, etc), considera-se que o desenvolvimento de um algoritmo de gestão dinâmica de preços e volumes seja um desafio interessante para tentar ultrapassar estes obstáculos. A solução passa por tentar conciliar as necessidades energéticas de um agente retalhista com a produção de um agente produtor. Desta maneira, o produtor tenderá a conseguir escoar toda a sua produção a preços competitivos, e o retalhista a adquirir energia elétrica a preços maioritariamente mais baixos do que os praticados em mercado. Neste modelo, optou-se por utilizar uma tarifa tri-horária, podendo contudo ser aplicados outros tarifários conhecidos (bi-horário, tri-horário, tetra-horário, etc.).

Considera-se para cada período de consumo do diagrama de carga (vazio, cheia e ponta) um conjunto de quatro volumes.

- Volume mínimo de produção ($Vmin_p$)
- Volume mínimo de negociação ($Vmin_{neg}$)
- Volume máximo de negociação ($Vmax_{neg}$)
- Volume máximo de produção ($Vmax_p$)

Na Figura 4.1 encontra-se esquematizado a distribuição destes volumes e os respectivos preços limite.

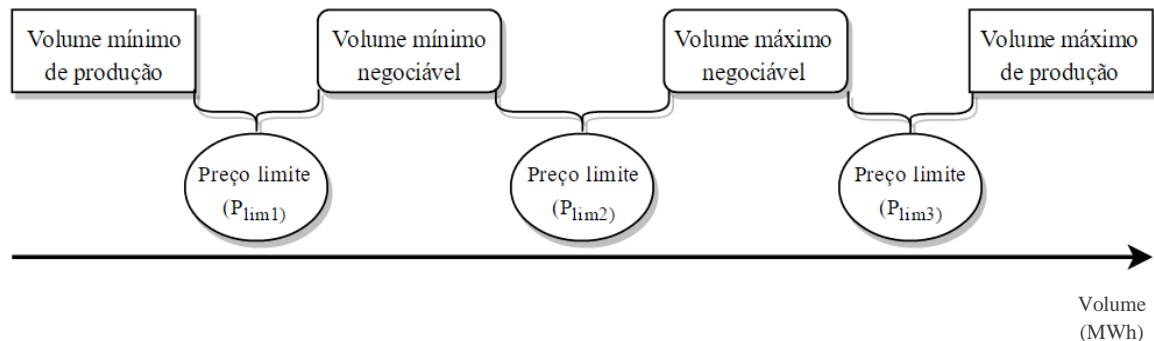


Figura 4.1 – Definição dos intervalos de volume de energia e respectivos preços limite

Estes volumes servem para enquadrar e facilitar o desenvolvimento das propostas a trocar entre os agentes. Seja V_p o volume de energia que um produtor dispõe num determinado período. O processo negocial entre ambos os agentes depende de três condições que envolvem este volume:

- i) $V_{min_p} < V_p < V_{min_{neg}}$
- ii) $V_{min_{neg}} \leq V_p \leq V_{max_{neg}}$
- iii) $V_{max_{neg}} < V_p < V_{max_p}$

4.3.1 Definição dos Volumes de Energia

Todo o processo negocial adjacente ao modelo é dependente dos volumes, sendo a sua definição um fator chave, que necessita de uma determinada produção eólica anual histórica.

Dada uma produção V_t , num intervalo temporal horário compreendido entre $[0, max]$, são selecionadas as horas correspondentes a cada período do diagrama de carga: vazio, cheia e ponta. Após a seleção das horas, é feita uma ordenação decrescente $[V_{max}, V_{min}]$ de forma a ser obtida a curva monótona de potências (Figura 4.2). Os volumes limite são definidos tendo em conta dados de produção histórica máxima e mínima que o produtor dispõe, ou seja, as extremidades da curva.

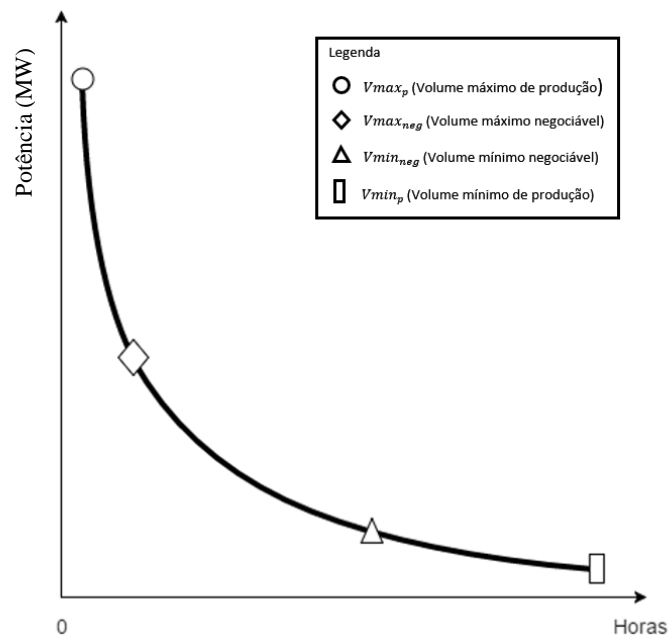


Figura 4.2 – Exemplo de uma curva monótona de potência

As curvas monótonas de potências permitem determinar o comportamento do perfil de produção, o que permite saber o número de horas de funcionamento a uma determinada potência. Através da análise da curva, e refinando a informação, é possível a obtenção de duas potências que correspondem aos volumes a serem negociáveis (ou seja, onde a curva é menos variável). Após efetuar uma regressão linear, estas duas potências são obtidas na zona de maior linearidade da curva, zona onde geralmente corresponde a uma maior probabilidade de produção da central.

4.3.2 Definição dos Preços Limite do Produtor

A definição dos preços limite para o produtor é um processo crucial na negociação, permitindo saber até que ponto este pode permanecer na negociação sem incorrer em prejuízo. No modelo apresentado, para cada período de consumo, existe um conjunto de três preços limite, e não apenas um, como verificado no modelo bilateral da secção anterior. Estes três preços são calculados tendo em consideração o volume de produção. Caso uma proposta conduza a uma utilidade abaixo da utilidade de um dado preço limite, o produtor abandona a negociação.

Como referido, o modelo de negociação bilateral sugerido considera que, para cada período negocial, é gerado um conjunto de três preços limite. Este conjunto é definido com o auxílio de uma ferramenta criada em *MATLAB*. Esta ferramenta tem como variáveis de entrada os vários volumes de energia do produtor, mencionados acima (Figura 4.3).

Estado	Volume Máximo Limite [MWh]	Volume Mínimo Limite [MWh]	Volume Máximo Negociável [MWh]	Volume Mínimo Negociável [MWh]
Vazio	30.91	0.13	17.08	4.87
Cheia	35.09	0.04	25.08	5.86
Ponta	37.36	0.20	25.69	5.31

Figura 4.3 – Variáveis de entrada da ferramenta criada em MATLAB

Concretamente, os preços limite são calculados através das seguintes expressões:

$$P_{lim1} = \frac{C_{O\&M} \times V_{p_{random}} + \Delta V \times P_{pool}}{V_{min_p}} \quad se \ V_{p_{random}} < V_{min_{neg}} \quad (3.5)$$

$$P_{lim2} = P_{fixo} \quad se \ V_{min_{neg}} \leq V_{p_{random}} \leq V_{max_{neg}} \quad (3.6)$$

$$P_{lim3} = (P_{fixo} - 0.05 \times P_{fixo}) \quad se \ V_{p_{random}} > V_{max_{neg}} \quad (3.7)$$

em que:

- i) $C_{O\&M}$ representa os custos de operação e manutenção;
- ii) P_{fixo} é o preço de produção;
- iii) P_{pool} é o preço transacionado em mercado bolsista
- iv) $V_{p_{random}}$ é o volume de produção gerado aleatoriamente;
- v) V_{min_p} é o volume mínimo de produção;
- vi) ΔV representa a diferença ($V_{min_{neg}} - V_{p_{random}}$).

Note-se que relativamente à expressão (3.5), os custos de operação e manutenção variam com o tipo de tecnologia que o produtor detém. Não obstante, estes custos são geralmente baixos. Desta forma, P_{lim1} será sempre menor do que o preço do mercado bolsista, tornando-se vantajoso o estabelecimento de um contrato bilateral para o agente retalhista. Na expressão (3.6), P_{fixo} representa um valor que depende da tecnologia, do critério e das estratégias que o agente produtor adotar. Neste modelo, P_{fixo} toma valores mais próximos do preço que é transacionado em mercado bolsista. Na expressão (3.7), o agente retalhista, embora já tenha o volume negociável necessário, tem a oportunidade de comprar eletricidade a um preço relativamente mais baixo do

que nas outras duas condições. Deste modo, o agente retalhista pode optar por adotar duas posturas: ou compra efetivamente o volume de energia ou recusa, dando a oportunidade do produtor transacionar o excedente em mercado ou estabelecer outro contrato bilateral com outro agente retalhista.

4.3.3 Estratégias de Concessão

As estratégias de concessão são as estratégias adotadas pelos agentes durante o período negocial. Estas estratégias modelam a evolução do preço da energia ao longo da negociação. O valor do fator de concessão irá determinar se um agente está disposto a conceder mais ou menos no preço da energia. Um agente com um fator de concessão alto está disposto a ceder perante o seu oponente, priorizando a celebração do contrato, tendo desta forma uma maior probabilidade de sucesso. Pelo contrário, quando um agente adota uma estratégia em que o fator de concessão toma valores baixos, esse agente prioriza os seus interesses, tornando-o assim mais rígido durante a negociação e diminuindo as probabilidades de celebração de um contrato.

A função utilizada para calcular o fator de concessão depende do volume de produção Vp_{random} , que se considera aleatório. No primeiro caso, $Vp_{random} < Vmin_{neg}$, o fator de concessão toma o valor 0. Isto acontece devido ao fato do produtor não ter produzido o $Vmin_{neg}$, adotando uma postura não concessora. Desta forma, caso haja celebração do contrato, o produtor vê-se obrigado a arranjar uma solução que poderá resultar em prejuízo.

No segundo caso, $Vmin_{neg} \leq Vp_{random} \leq Vmax_{neg}$, o cálculo do fator de concessão baseia-se numa função polinomial [42], que dependendo do valor de β , representa um número infinito de táticas de concessão. Matematicamente, o valor de β determina a convexidade da função que representa o fator de concessão. De acordo com P. Farantin [42], quando $\beta < 1$, este tipo de função polinomial tem um comportamento pouco concessor, quando $\beta > 1$, verifica-se o recíproco.

No terceiro caso, $Vp_{random} > Vmax_{neg}$, o fator de concessão toma o valor de 0.10, o que representa uma concessão de 10%, sendo considerada então uma tática de cedência por parte do produtor. A escolha desta tática advém do fato do consumidor não ter a obrigação de adquirir um volume de energia superior a $Vmax_{neg}$. Assim, tanto o produtor como o retalhista têm vantagens. O produtor garante a venda total ou parcial de toda a energia produzida e o retalhista compra energia a um preço mais vantajoso.

Em termos sucintos, o fator de concessão, para os três casos indicados, é modelado do seguinte modo:

$$Cf(Vp_{random}) \begin{cases} 0 & \text{se } Vp_{random} < Vmin_{neg} \\ K_1 + (1 - K_1) \times \frac{(Vp_{random})^{\frac{1}{\beta}}}{(Vmax_p)} & \text{se } Vmin_{neg} \leq Vp_{random} \leq Vmax_{neg} \\ 0.10 & \text{se } Vp_{random} > Vmax_{neg} \end{cases} \quad (3.8)$$

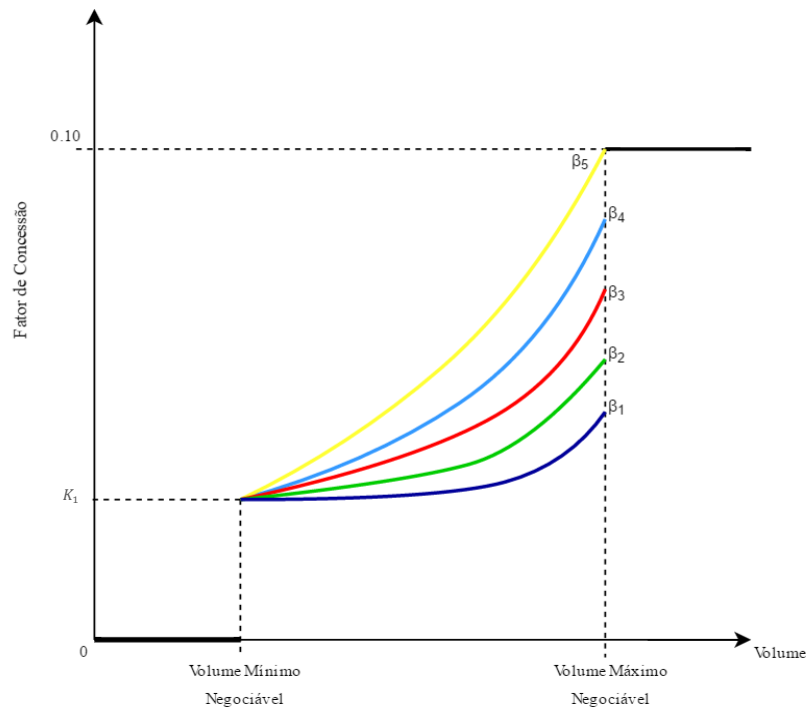


Figura 4.4 – Gráfico da função polinomial do fator de concessão.

Na Figura 4.4 podemos verificar graficamente o comportamento do fator de concessão para diferentes valores do parâmetro β , em que $K_1 = 0.025$.

O simulador foi estendido com a implementação da função polinomial que caracteriza o fator de concessão, de acordo com as estratégias que um produtor poderá de ter numa contratação bilateral com gestão dinâmica de preços e volumes. Além disso, a interface do simulador inclui janelas para o produtor e o retalhista, onde o utilizador indica os vários preços limite e os volumes de energia a transacionar (ver Anexo B 1, B 2, e B 3).

Capítulo 5 Caso de Estudo: Comercialização Bilateral de Energia com Gestão Dinâmica de Preços e Volumes

5.1 Introdução

O presente capítulo apresenta um caso de estudo sobre a contratação bilateral de energia, com o intuito de testar o modelo apresentado anteriormente. Dois agentes computacionais representam um produtor de energia renovável e um retalhista. A duração do contrato bilateral é de seis meses. Consideram-se três preços para os três principais períodos tarifários: vazio, ponta e cheia. Segundo a ERSE [43], os principais períodos tarifários variam devido a diversas causas: época sazonal, sendo os horários diferenciados entre Verão e Inverno, com o dia da semana e com o tipo de potência contratada pelo consumidor (BTN, MT ou AT). Dado que os acordos bilaterais podem ser estabelecidos com qualquer tipo de consumidor e podem incidir sobre qualquer época sazonal, ou mesmo coincidir com ambas as épocas, considera-se que o contrato será estabelecido com um agente retalhista de MAT em horário de Verão.

O caso de estudo não está diretamente associado ao mundo real, mas de forma a tentar aproximá-lo o mais possível da realidade, algumas características dos agentes são reais, tais como os preços de mercado, e os volumes de energia, que tiveram por base um produtor eólico real. O acordo bilateral pode ser físico ou financeiro e está inserido num ambiente de mercado retalhista de comercialização de energia, mais especificamente o MIBEL. Os preços de mercado que os agentes devem ter em consideração na negociação, foram definidos de acordo com o preço médio dos períodos tarifários correspondentes. Os preços horários foram agrupados pelos diferentes períodos tarifários, tendo sido feita a sua média, com a finalidade de ser obtido um único preço para cada período.

5.2 Agente Produtor

O agente produtor teve por base um produtor eólico real com uma potência total instalada de 45 MW. A abordagem estratégica relativamente à transação de energia do produtor pode variar. Admite-se que o investimento feito pelo produtor na aquisição da tecnologia de produção está completamente amortizado, sendo que os únicos custos que lhe estão associados são os custos de operação e manutenção. Neste caso, o produtor tem como estratégia vender a totalidade da produção disponível.

O conjunto de ofertas iniciais do produtor deve ser analisado em função do preço da eletricidade em mercado bolsista. O produtor ajusta e adequa a sua posição estratégica com base no mercado, dando ao retalhista a oportunidade de um contrato mais favorável, comparativamente com os preços praticados em mercado. Desta forma, neste caso de estudo, o produtor tem uma atitude realista face à negociação, tentando sempre escoar a produção a um preço competitivo fazendo concessões moderadas, dependendo do volume de energia produzido.

De acordo com o modelo apresentado no capítulo anterior, os quatro volumes de energia foram definidos considerando o perfil histórico de produção e as curvas monótonas de potências do produtor eólico supracitado (Tabela 5.1).

Tabela 5.1 – Conjunto de volumes de energia para os diferentes períodos de consumo

Período de Consumo	$V_{máx}$ (MWh)	V_{min} (MWh)	$V_{máx_{neg}}$ (MWh)	$V_{min_{neg}}$ (MWh)
Vazio	30,91	0,13	17,08	4,87
Cheia	35,09	0,04	25,08	5,86
Ponta	37,35	0,02	25,65	5,31

É importante salientar que normalmente existe uma maior probabilidade do tempo de funcionamento da central estender-se até ao V_{min} . Não obstante, é necessário a implementação do $V_{min_{neg}}$ para uma maior proteção do produtor, diminuindo assim a incerteza das horas de produção a uma determinada potência.

5.3 Agente Retalhista

O retalhista irá transacionar diferentes volumes de energia nos três períodos de consumo (Tabela 5.2). Para este tipo de contrato ser minimamente vantajoso para o retalhista, o preço da energia tem de ser inferior ao de mercado. Desta forma, o conjunto de ofertas feitas pelo retalhista tem como limite máximo o preço da eletricidade em bolsa.

Como dito anteriormente, o preço máximo limite ($P_{máx\ lim}$) do agente retalhista tem em conta os preços de eletricidade em mercado bolsista. Devido à volatilidade deste tipo de mercado, a definição do preço máximo limite tem de ser feita tendo em conta uma análise temporal alargada dos preços de mercado. Neste caso específico foram analisados os preços de mercado horários praticados em Portugal [40] para as 24 horas dos dias do último e do primeiro trimestre de 2015 e 2016, respetivamente. Para ser obtido um preço único para cada um dos períodos tarifários, foi necessário efetuar três médias: a média de preços horária referente a cada mês, a média de preços horária de ambos os trimestres, e por fim a média de preços por período (ver Anexo D 1 e D 2).

A estratégia negocial adotada pelo retalhista é uma estratégia de concessão, pré-definida no simulador, e que foi escolhida visto a energia ser sempre transacionada abaixo do preço praticado em mercado. Sendo assim, para o retalhista, este tipo de contratação bilateral é sempre uma opção economicamente vantajosa, e teoricamente com a mesma qualidade de energia da energia transacionada em mercado.

Tabela 5.2 – Preços máximos limite e energia do agente retalhista

Período de Consumo	Intervalo Horário	$P_{máx\ lim}$ (EUR/MWh)	Energia (MWh)
Vazio	23h às 9h	34,38	10
Cheia	9h às 18h	43,39	30
Ponta	18h às 23h	48,17	25

5.4 Simulação e Resultados

Com o auxílio da ferramenta criada em *MATLAB* (secção 4.3), foram feitas várias simulações, com o objetivo de obter os preços limite do produtor para cada período. Tendo em conta as expressões para o cálculo dos preços limite ((3.5); (3.6); (3.5) é importante referir que na expressão (3.5) se utilizou para os custos de operação e manutenção o valor de 12,5 (EUR/MWh), que reflete os custos mais baixos na região Europeia [44]. Os valores obtidos encontram-se descritos na Tabela 5.3.

Estes conjuntos de preços foram então introduzidos na janela do agente produtor existente no simulador de contratação bilateral “*MarketTrading*”, representada na Figura 2.8, para cada período horário.

As Figuras 5.1, 5.2 e 5.3 demonstram que o produtor, na primeira proposta enviada ao retalhista, tem sempre como objetivo maximizar o preço a que transaciona a energia. O conjunto de propostas e contrapropostas enviadas pelo produtor consiste num conjunto de três preços, que incide sobre as três condições de diferentes volumes de produção abordadas na secção 4.3.1. É expectável que quando feita a simulação, o retalhista não aceite imediatamente a primeira proposta, visto que não irá beneficiar de qualquer vantagem. Sendo este alheio às limitações inerentes à produção eólica, irá contrapor um conjunto de três preços, tendo por base os preços praticados no MIBEL, nos três períodos horários.

Tabela 5.3 – Preços limite do produtor segundo o modelo de negociação bilateral

Período de Consumo	Expressão Utilizada	$P_{min\ lim}$ (EUR/MWh)
Vazio	(3.5)	30,99
	(3.6)	33,38
	(3.7)	30,04
Cheia	(3.5)	32,47
	(3.6)	42,39
	(3.7)	38,15
Ponta	(3.5)	43,40
	(3.6)	47,17
	(3.7)	42,45

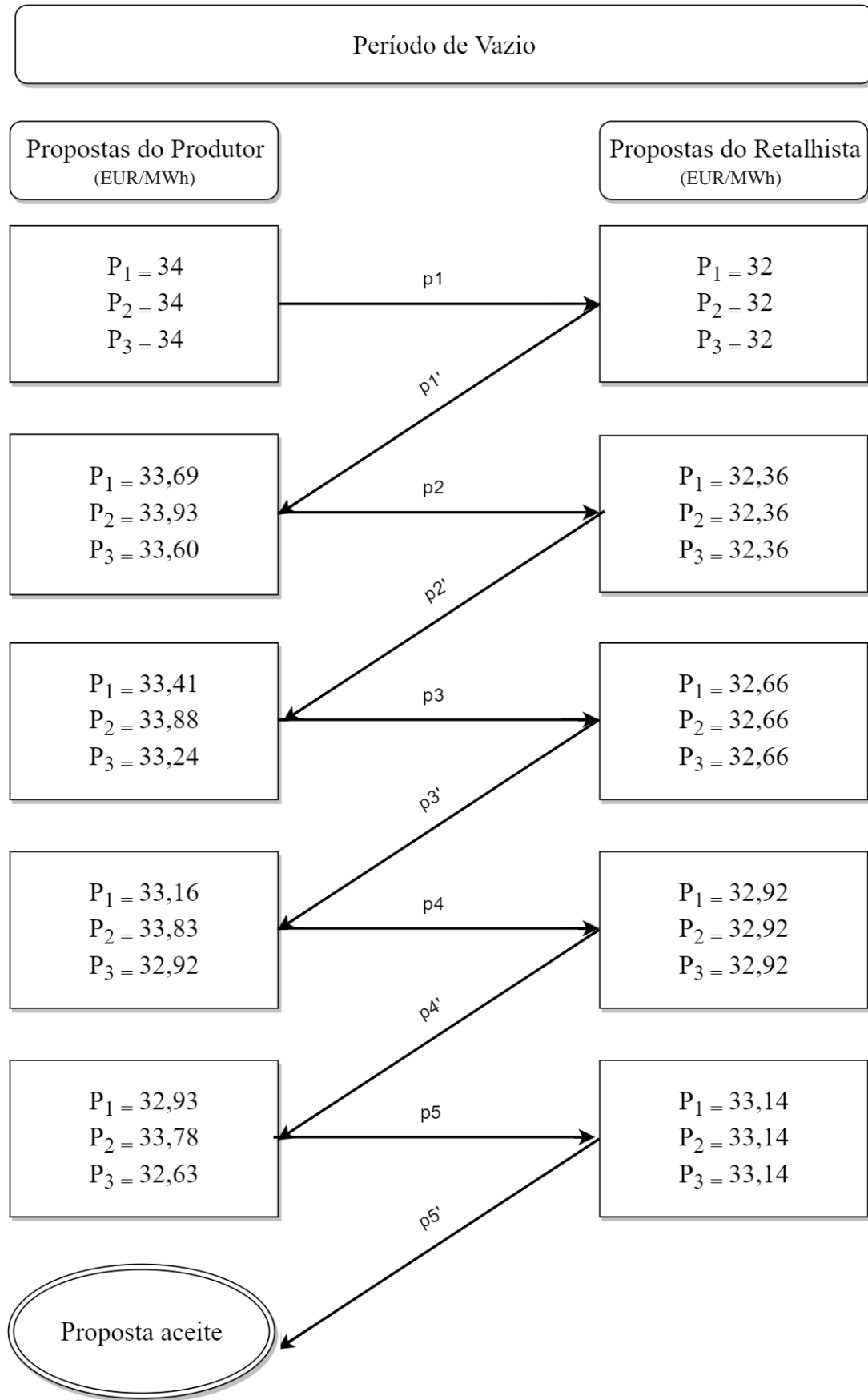


Figura 5.1 – Resultados da Simulação para o período de Vazio

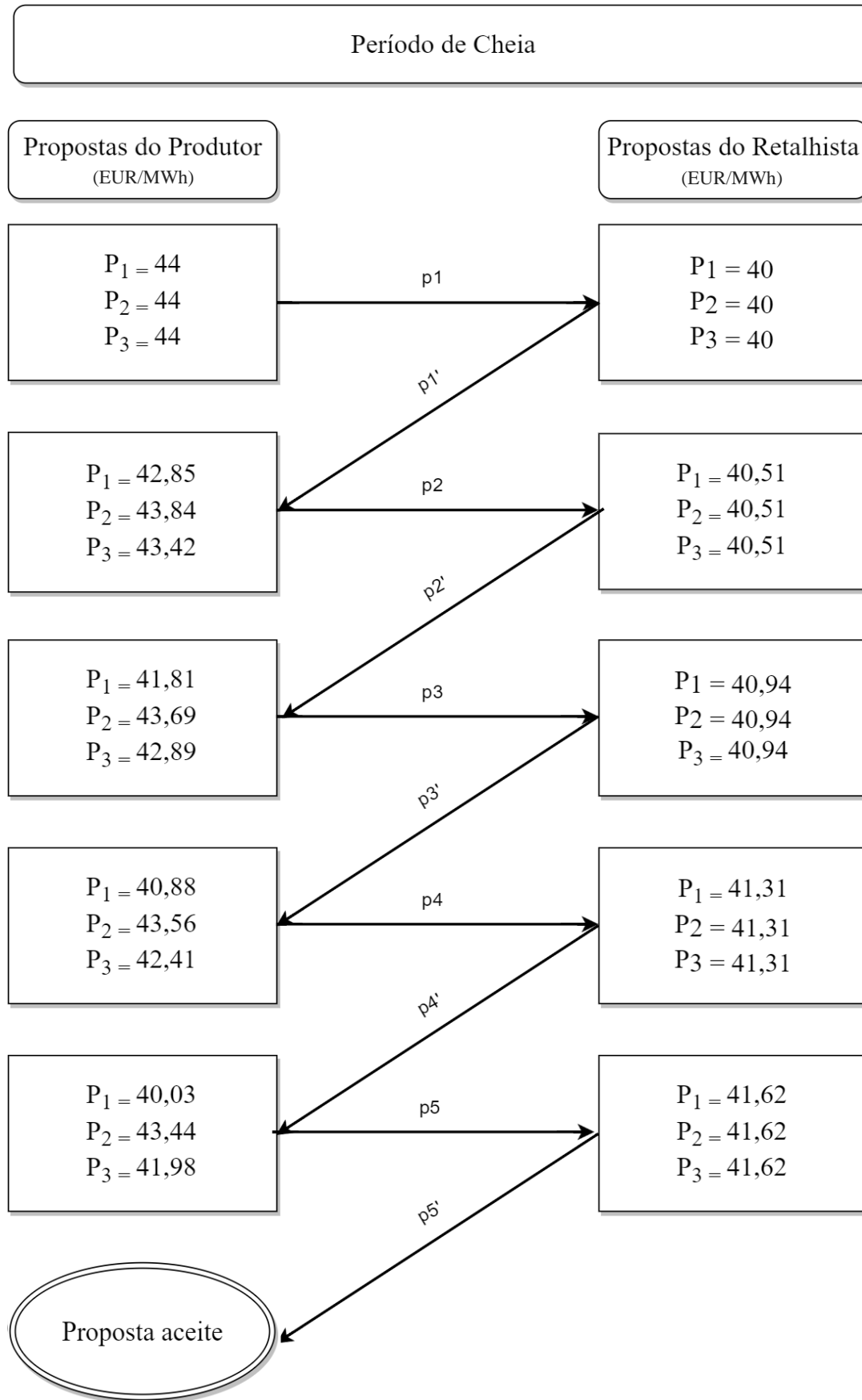


Figura 5.2 – Resultados da Simulação para o período de Cheia

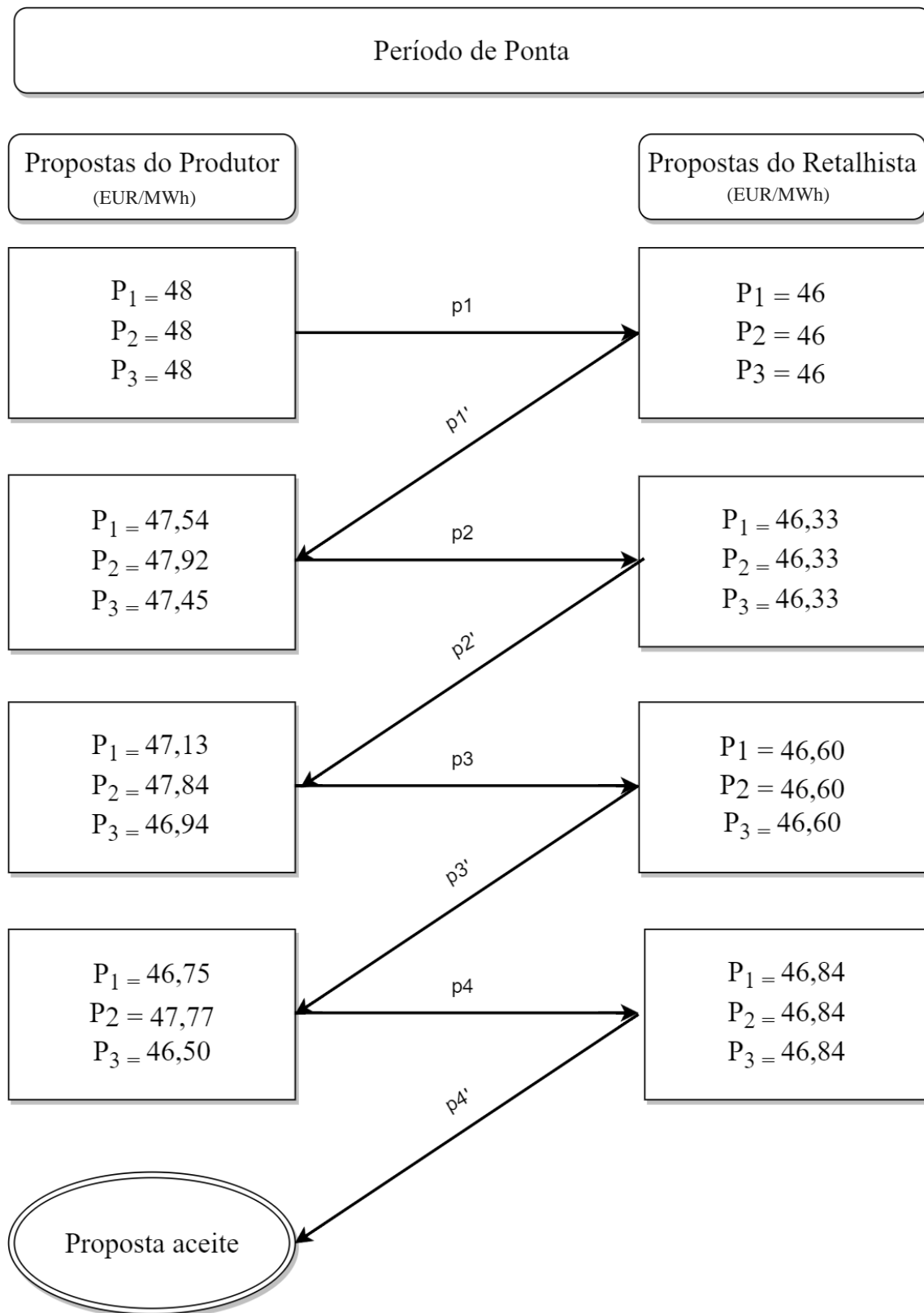


Figura 5.3 – Resultados da Simulação para o período de Cheia

Das simulações efetuadas é possível verificar que houve acordo em todos os períodos negociados. Não obstante, existia a possibilidade de não haver acordo, caso as estratégias adotadas por ambos os agentes fossem mais agressivas, ou menos concessoras.

O custo do contrato é um dado importante para ambos os agentes, sendo definido como o valor que o retalhista teria de pagar ao produtor pelos volumes de energias definidos nos períodos contratuais. Este custo é calculado pela seguinte expressão:

$$C = P_i \times V_i \quad (4.1)$$

em que:

- i) C é o custo do contrato bilateral;
- ii) P_i é o preço estabelecido em contrato no período i ;
- iii) V_i é o volume estabelecido em contrato no período i .

A Tabela 5.4 apresenta os preços para os três períodos que foram acordados entre os agentes, sendo efetuada a sua comparação com os preços praticados em mercado. A tabela também indica o custo do contrato.

Tabela 5.4 – Análise comparativa entre preço do contrato bilateral e preço em mercado

Período de Consumo	Preço do Acordo (EUR/MWh)	Preço de Mercado (EUR/MWh)	Energia (MWh)	Custo do Contrato (EUR)	Custo a Preço de Mercado (EUR)	Desconto (%)
Vazio	33,14	34,38	10	331,4	343,4	3,61
Cheia	41,62	43,39	30	1248,6	1301,7	4,08
Ponta	46,84	48,17	25	1171	1204,3	2,76

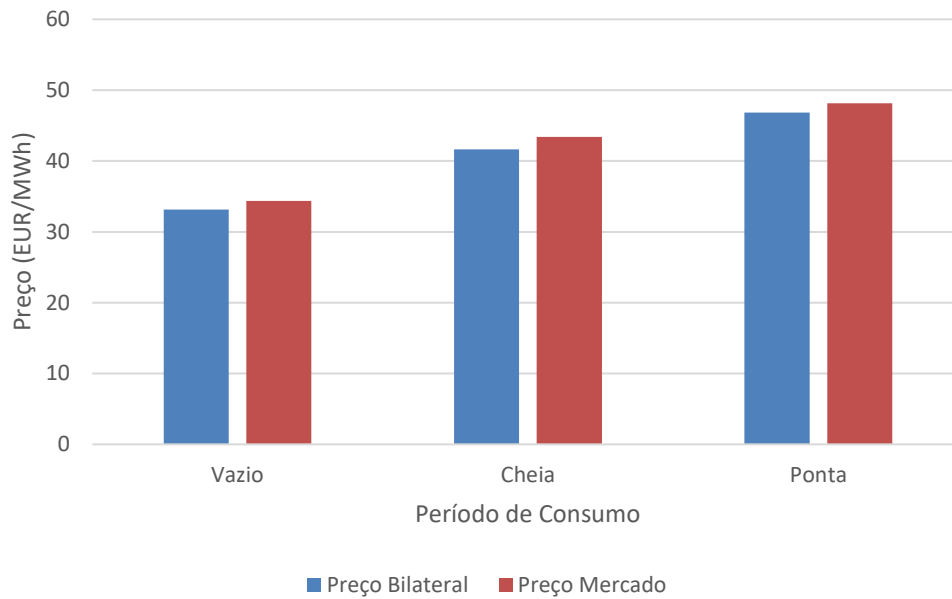


Figura 5.4 – Preços Bilateral e Preços de Mercado nos diferentes períodos tarifários

Pela análise da Tabela 5.4 é possível concluir que nesta simulação e de acordo com as estratégias utilizadas pelos agentes, que os preços estabelecidos no contrato bilateral são significativamente mais baixos do que os preços analisados em mercado. Desta forma, e como dito anteriormente nesta dissertação, tanto o produtor como o retalhista têm vantagens com o estabelecimento do contrato bilateral. O produtor garante a venda total da energia produzida a um preço competitivo, sem estar exposto à possibilidade de exclusão das centrais agendadas em mercado, e o retalhista garante a compra de volumes de energia a um preço tendencialmente mais baixo do que em mercado, ficando desta forma protegido da volatilidade de preços que, pelas mais diversas razões, possam ocorrer em mercado bolsista. No entanto, e como referido anteriormente, o sucesso da negociação depende das estratégias que os agentes adotem.

Capítulo 6 Licitações em Mercado Diário com Ajuste de Previsão de Produção Eólica: Caso de Estudo

6.1 Introdução

Neste capítulo é ilustrado de que forma é que as previsões eólicas diárias influenciam as licitações de um produtor eólico em mercado e a respetiva variação de preços. Como referido anteriormente, as previsões eólicas têm como objetivo minimizar a incerteza associada à produção, garantindo assim ao produtor uma maior aproximação à produção real.

As licitações de venda de energia no mercado diário são aceites até as 12h do dia da negociação, sendo este dia, um dia antes da produção e transação da energia. No presente caso de estudo, será analisada de que forma é que uma possível alteração da hora de fecho do mercado diário em conjunto com previsões de produção eólica influencia os preços do mercado. Desta forma, e em semelhança com a secção 3.5, onde é caracterizada e comparada a variação de preços no MIBEL em dias com diferentes produções eólicas, será feita a simulação no SIMEEL, de modo a analisar de que forma é que as previsões eólicas e respetivos ajustes de produção pelo produtor influenciam, de modo geral, o preço da eletricidade transacionada em mercado.

6.2 Agentes Produtores

Em ambiente de mercado existem vários produtores com diferentes tecnologias de produção. Como referido anteriormente, em mercado os produtores licitam pelo custo marginal característico à sua tecnologia de produção. O conjunto de produtores deste caso de estudo é composto por um produtor térmico, dois produtores de ciclo combinado, um produtor hídrico com albufeira e um produtor eólico. As produções das centrais foram estimadas segundo o diagrama de carga real dos dias em estudo [39], exceto o produtor eólico, que ao invés dos restantes produtores, é caracterizado por uma produção real.

Situado no norte do país, o parque eólico conceptual que serviu de base ao caso de estudo é composto por 50 turbinas de 2 MW, perfazendo uma potência total instalada de 100 MW. Os dados de produção eólica utilizados no caso de estudo são referentes a dois dias típicos do mesmo ano, com produções distintas, o que permite verificar a influência que o recurso eólico tem no preço da eletricidade em bolsa. Estes dias típicos correspondem ao ano de 2009 e são caracterizados por serem dias com baixa eolicidade (04/05/2009) e alta eolicidade (06/03/2009).

Tabela 6.1 – Perfis do agente produtor eólico (denominado *GenCo_WindPower*)

Hora	Baixa Eolicidade (MW)	Alta Eolicidade (MW)	Hora	Baixa Eolicidade (MW)	Alta Eolicidade (MW)
0	66,28	67,29	12	4,67	101,25
1	58,67	53,75	13	3,17	104,67
2	51,49	53,79	14	4,36	104,48
3	52,86	54,53	15	7,20	101,87
4	47,16	47,16	16	7,02	101,75
5	44,95	59,23	17	9,76	105,39
6	34,60	73,94	18	13,39	105,58
7	27,50	83,81	19	12,50	100,65
8	17,48	92,10	20	23,89	95,08
9	12,52	98,18	21	41,30	97,54
10	10,40	97,75	22	64,59	98,79
11	8,15	97,44	23	67,92	85,22

A potência instalada dos agentes produtores (à exceção do agente produtor eólico) foi definida pela procura, sendo que esta varia consoante o tipo de tecnologia da central. Já os custos marginais de produção foram baseados no relatório e contas da EDP (referentes ao ano de 2014) e na norma técnica utilizada pela ERSE para o cálculo do custo marginal estimado das centrais de ciclo combinado (CCGT), relativo ao mês de Dezembro de 2015 [40,41]. A Tabela 6.2 apresenta toda a informação referente a cada central produtora.

Tabela 6.2 – Características de todos os agentes produtores

Nome do Produtor	Recurso Energético	Potência Nominal (MW)	Custo Marginal de Produção (EUR/MWh)
<i>GenCo_WindPower</i>	Vento	100	0
<i>GenCo_Thermal_1</i>	Carvão	120	38,05
<i>GenCo_CCGT_1</i>	Gás Natural	110	42,87
<i>GenCo_CCGT_2</i>	Gás Natural	80	42,70
<i>GenCo_HydroPower</i>	Água	50	60,35

Nas Figuras 6.1 e 6.2 encontram-se as previsões eólicas e a produção real feitas para o parque eólico nos dois dias típicos, referidos acima. Os dados das previsões podem ser encontrados no Anexo E 1 e E 2 e foram obtidos com recurso à utilização do modelo de previsão meteorológica descrito na secção 3.3.

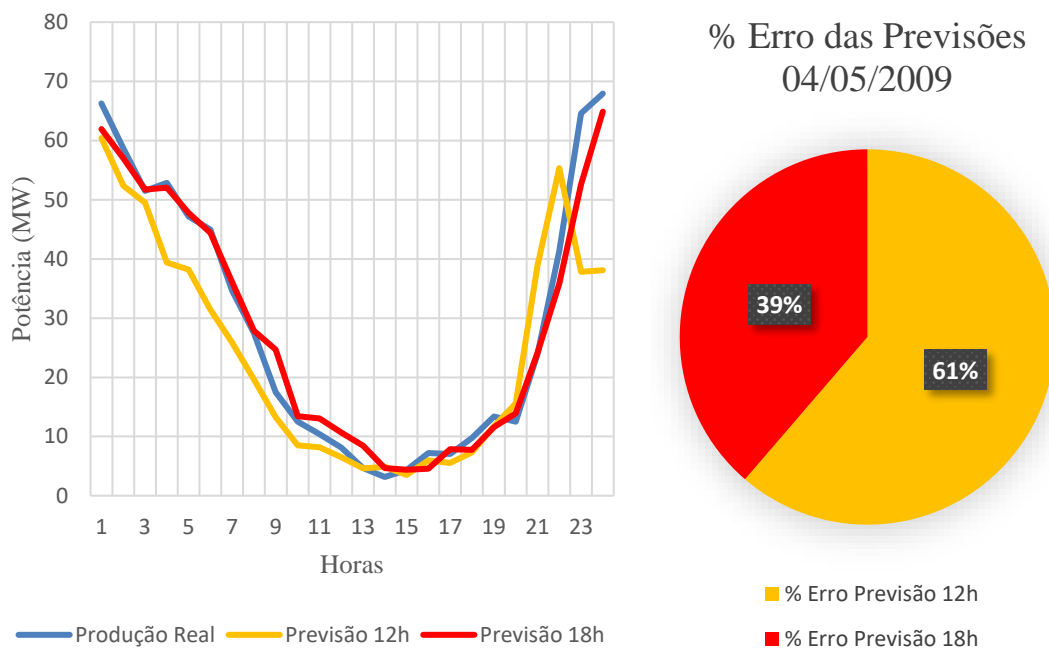


Figura 6.1 – Previsões eólicas e erro associado, para o dia 04/05/2009

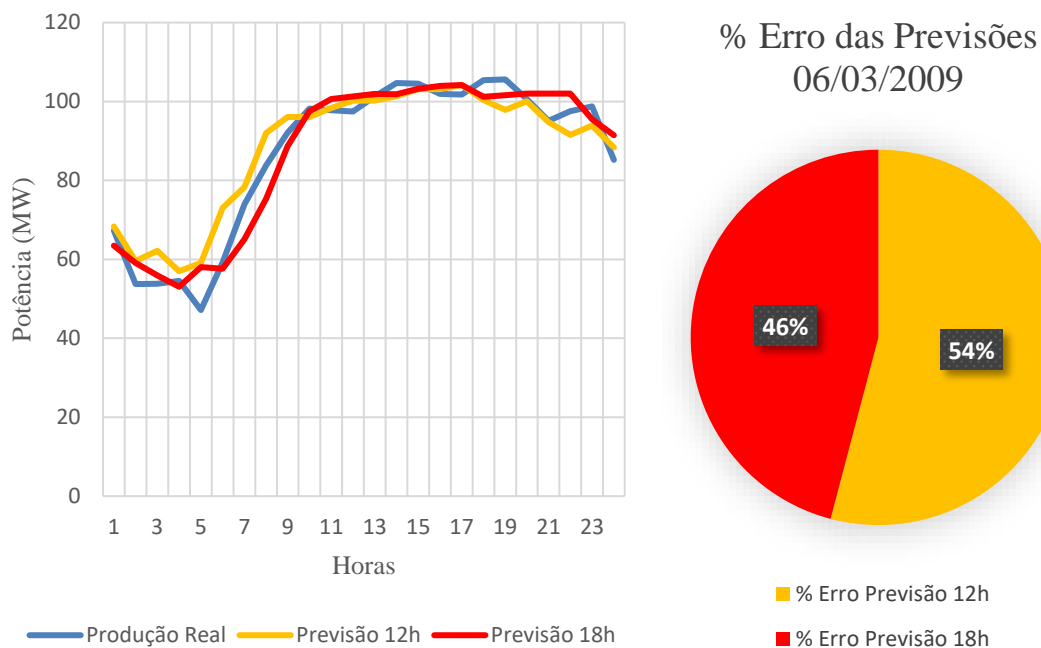


Figura 6.2 – Previsões eólicas e erro associado, para o dia 06/03/2009

Efetuada uma breve análise das previsões de ambos os dias, podemos verificar que, como expetável, a previsão das 12h conta com grandes variações relativamente à produção real observada, sendo a menos precisa. Devido a proximidade temporal do evento, a previsão eólica das 18h é a que tem menor grau de incerteza, sendo desta forma a previsão mais fiável.

6.3 Agentes Retalhistas

Foram considerados cinco agentes retalhistas, cada um com diferentes propostas de preços médios e volumes de energia pretendidos. A curva da procura utilizada teve como base o diagrama de carga verificado em Portugal num determinado dia. Contudo, a falta de dados relativamente à procura total da região Norte, e à distribuição pretendida por cada um dos agentes retalhistas, levou a que estes dados tenham sido assumidos. Desta forma, foi assumido que a modelação da curva da procura da região em estudo equivale a 5% do consumo nacional, ou seja cerca de 6,6 GWh (Figura 6.3).

A distribuição da procura e preços médios propostos por cada agente encontram-se na Tabela 6.3, onde também se encontram as principais características dos mesmos. Os preços médios propostos pelos retalhistas podem variar ao longo do dia, dependendo do período horário, da necessidade energética e do preço limite de cada retalhista. No entanto, a escolha destes valores incidu num intervalo suficientemente amplo [45, 65] EUR/MWh, podendo assim abranger todos os casos, nomeadamente quando o preço da eletricidade em bolsa for inferior ou superior ao proposto pelos agentes retalhistas. Todos os preços horários propostos pelos retalhistas encontram-se no Anexo E 3.

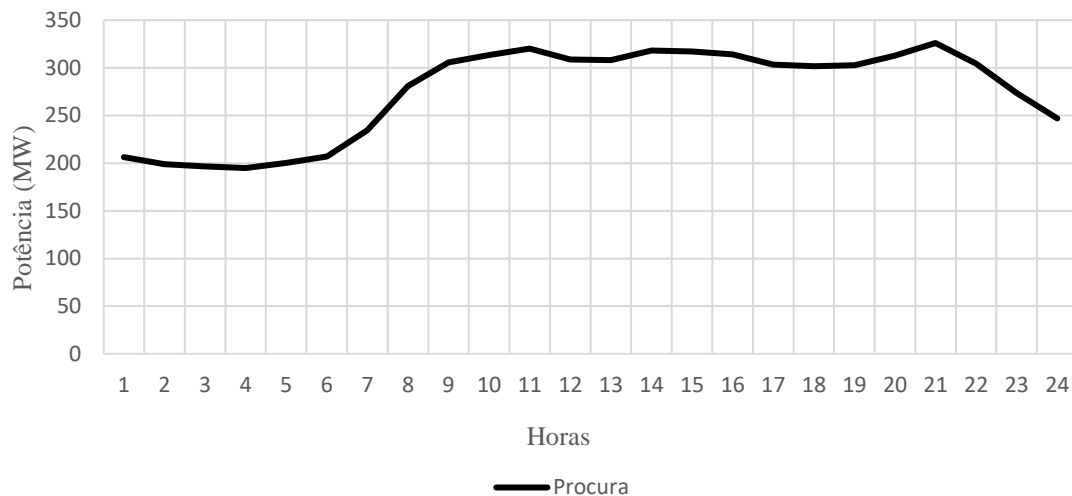


Figura 6.3 – Curva característica da procura

Tabela 6.3 – Características dos agentes retalhistas

Nome do Retalhista	Potência (MW)	Preço Médio Proposto (EUR/MWh)
<i>Best_Energy</i>	4/8 Procura	50,77
<i>SCO_Corporation</i>	2/8 Procura	46,43
<i>Electro_Center</i>	1/8 Procura	63,73
<i>First_Energy</i>	1/8 Procura	54,72

6.4 Simulação e Resultados

Tal como o volume de produção das diferentes centrais, o agendamento das centrais produtoras também seguiu a mesma ordem de ideias. As centrais foram agendadas segundo o diagrama de estatística diária da REN dos dias em questão [47]. Esta aproximação tem como objetivo minimizar as diferenças no preço de mercado obtidas após a simulação. De acordo com os diagramas apresentados nas Figuras 6.4 e 6.5, as centrais que entraram em funcionamento nos dias estudados foram PREs, centrais térmicas, centrais a gás natural e centrais hídricas. No vazio (*base load*) e devido aos incentivos *de feed-in*, encontram-se os PREs, que neste caso específico são representados apenas pelo produtor eólico **GenCo_WindPower*, seguindo-se as centrais com custo médio de produção mais baixo, térmica e ciclo combinado na cheia (*intermediate load*), e hídrica na ponta (*peak load*).

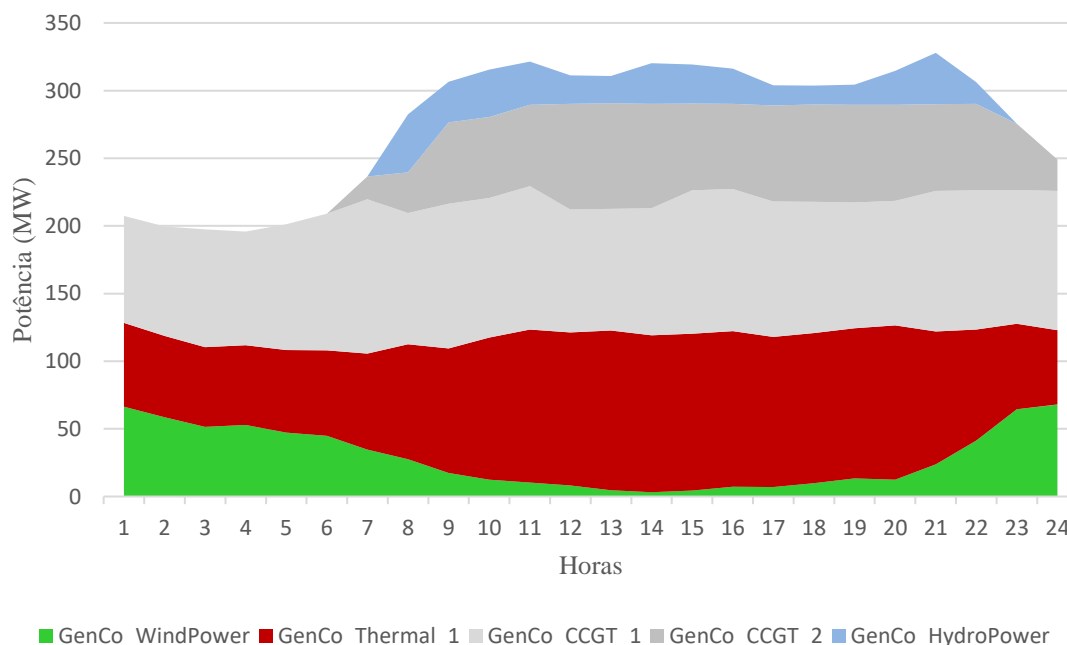


Figura 6.4 – Diagrama de produção das centrais do dia 04/05/2009

**GenCo* (*Generation Company*)

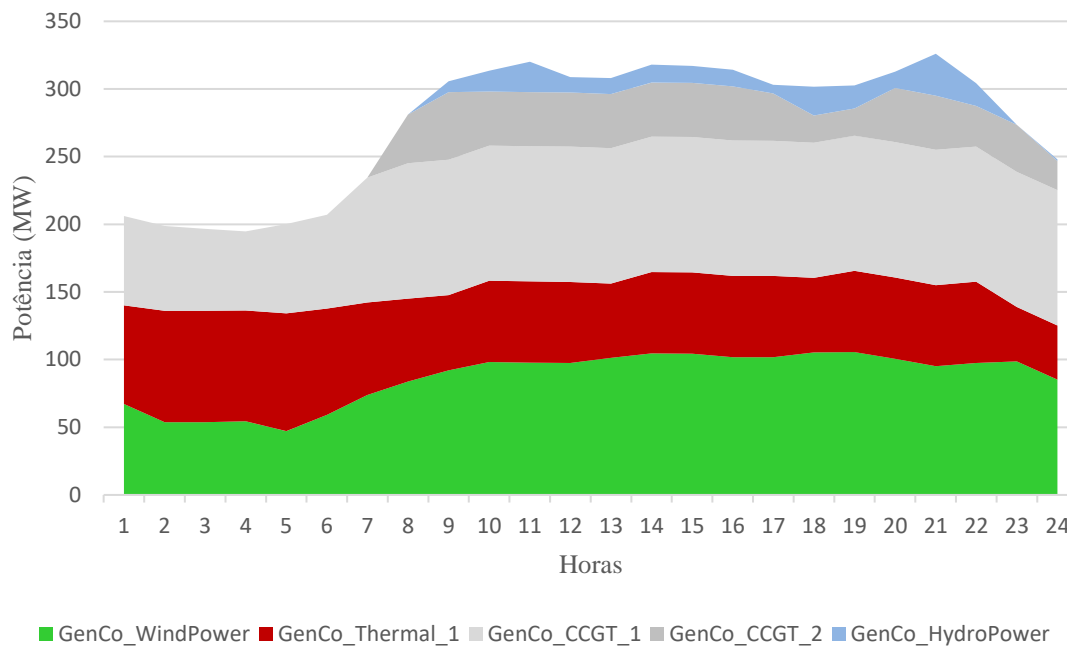


Figura 6.5 – Diagrama de produção das centrais do dia 06/03/2009

Com o auxílio do SIMEEL (apresentado na secção 2.6) foi possível simular o ambiente de mercado bolsista, de forma a retirar conclusões sobre o modo como a atualização das previsões eólicas influenciam o ajuste das licitações em mercado diário.

É expectável que, alguns dos preços simulados com as previsões coincidam com os preços de mercado simulados com a produção real, especialmente os preços com uma previsão eólica mais perto do fecho de sessão do mercado. Isto habilita aos produtores renováveis, nomeadamente eólicos, a gerirem e minimizarem o risco a que estão expostos aquando da licitação em mercado bolsista. As penalidades por incumprimento de entrega de potência e/ou os prejuízos financeiros que daí advêm são fatores influentes na saúde financeira e na credibilidade dos produtores em mercado. Desta forma, tanto a tomada de decisão sobre o volume a transacionar em mercado, como o retorno financeiro (lucro) esperado, são informações vitais que um produtor pode obter através da simulação no SIMEEL, prevendo com antecedência o ambiente de mercado. Nas tabelas seguintes encontram-se as simulações feitas no SIMEEL, referentes aos dois dias em análise no caso de estudo.

6.4.1 Análise dos Preços Simulados

Nas tabelas seguintes, são apresentados os valores dos preços horários simulados, resultantes das informações das previsões eólicas, obtidas com auxílio do SIMEEL, ao longo dos dois dias deste caso de estudo. Com a previsão das 12h, foram simulados os preços que o agente produtor deverá licitar às 12h, e com a previsão das 18h, os preços que o agente produtor deverá licitar às 18h, e por fim os preços simulados com as informações de produção real. Estes últimos preços foram simulados com o objetivo de verificar e comparar as variações de preços, derivadas das atualizações das previsões eólicas.

Tabela 6.4 – Simulações no SIMEEL para o dia 04/05/2009

Hora	Preço Mercado (12h) (EUR/MWh)	Preço Mercado (18h) (EUR/MWh)	Preço Produção Real (EUR/MWh)	Hora	Preço Mercado (12h) (EUR/MWh)	Preço Mercado (18h) (EUR/MWh)	Preço Produção Real (EUR/MWh)
0	45	42,29	42,29	12	50,34	50,34	50,34
1	42,29	42,29	42,29	13	50,34	50,34	50,34
2	42,29	42,29	42,29	14	50,34	50,34	50,34
3	42,29	42,29	42,29	15	50,34	50,34	50,34
4	41,9	41,9	42,34	16	50,34	50,34	50,34
5	41,9	42,34	42,34	17	45	45	45
6	41,9	42,59	42,59	18	42,29	45	45
7	42,59	42,59	42,59	19	42,29	45	45
8	50,34	50,34	50,34	20	45	45	45
9	50,34	50,34	50,34	21	45	45	45
10	50,34	50,34	50,34	22	50,34	45	42,59
11	50,34	50,34	50,34	23	50,34	42,34	42,34

Tabela 6.5 – Simulações no SIMEEL para o dia 06/03/2009

Hora	Preço Mercado (12h) (EUR/MWh)	Preço Mercado (18h) (EUR/MWh)	Preço Produção Real (EUR/MWh)	Hora	Preço Mercado (12h) (EUR/MWh)	Preço Mercado (18h) (EUR/MWh)	Preço Produção Real (EUR/MWh)
0	42,29	42,29	42,29	12	43,04	43,04	43,04
1	42,27	42,29	42,29	13	42,09	42,09	42,09
2	41,59	42,29	42,29	14	42,09	42,09	42,09
3	41,59	42,29	42,29	15	50,34	42,09	42,09
4	42,34	42,34	42,34	16	50,34	42,09	42,09
5	42,34	42,34	42,34	17	45	43,09	43,09
6	42,59	42,59	42,59	18	45	43,09	43,09
7	42,59	42,59	42,59	19	45	43,09	43,09
8	50,34	50,34	50,34	20	45	43,09	43,09
9	50,34	50,34	50,34	21	45	45	45
10	50,34	50,34	50,34	22	50,34	50,34	50,34
11	43,04	43,04	43,04	23	50,34	42,34	42,34

Analisando as tabelas, e como esperado, é possível verificar que efetivamente as licitações que recorreram à previsão mais atualizada, são mais similares aos preços simulados com a produção real, do que as licitações anteriormente feitas às 12h (com a previsão eólica das 12h). Relativamente ao dia de baixa produção (04/05/2009), os preços resultantes da simulação de mercado, com licitações feitas às 12h, foram diferentes em oito horas, enquanto os preços resultantes da simulação do mercado, com licitações feitas às 18h, apenas diferenciaram em duas horas, quando comparados com os preços simulados com a produção real. No dia de alta produção (06/03/2009), no primeiro caso os preços diferenciaram em dez horas, e no segundo caso os preços resultantes da simulação foram totalmente coincidentes com os preços simulados com a produção real.

Todos os resultados obtidos através das simulações foram então comparados com os preços do mercado real diário do MIBEL, ocorridos nos dias em análise, com o objetivo de verificar tendências de preços. Embora tivesse havido o cuidado de aproximar ao máximo os dados utilizados no caso de estudo à realidade (tais como os preços das diferentes tecnologias de produção, o diagrama de carga das centrais, e o consumo verificado na zona), é importante frisar que são esperadas algumas discrepâncias relativamente aos preços simulados e aos verificados realmente no MIBEL, visto que não existem dados das ofertas dos retalhistas em mercado.

Nas Figuras 6.6 e 6.7 encontram-se representados os preços de mercado simulados com a produção real e os preços do MIBEL. É possível verificar que a tendência dos preços é idêntica, ou seja, na generalidade a variação de preços é a mesma ao longo do dia. Este fato confirma a utilidade que o SIMEEL representa para qualquer produtor, demonstrando desta forma ser uma ferramenta informativa essencial. Como dito anteriormente, existem erros de escala entre os preços simulados e os preços verificados em mercado, provavelmente devido à sensibilidade que

o simulador tem para determinadas produções e para determinados conjuntos de ofertas, visto que num mercado global existem muitos mais agentes a estabelecer negociações. Estes erros de escala, mais evidentes na Figura 6.6, podem ocorrer provavelmente devido à introdução de informação no simulador que não é exatamente coincidente com o que acontece na realidade, e/ou devido ao erro associado às previsões eólicas. A volatilidade dos preços de mercado, referida anteriormente nesta dissertação, está bem representada na Figura 6.6, onde entre as horas 21 e 22 o preço por unidade de energia subiu aproximadamente 11€. Na Figura 6.7, existe um pequeno desfasamento nas variações dos preços da energia em horas de ponta. Não obstante, é possível afirmar que a simulação de um mercado regional com penetração renovável pode ser extrapolada e comparada com o que realmente poderá vir a ocorrer no MIBEL.

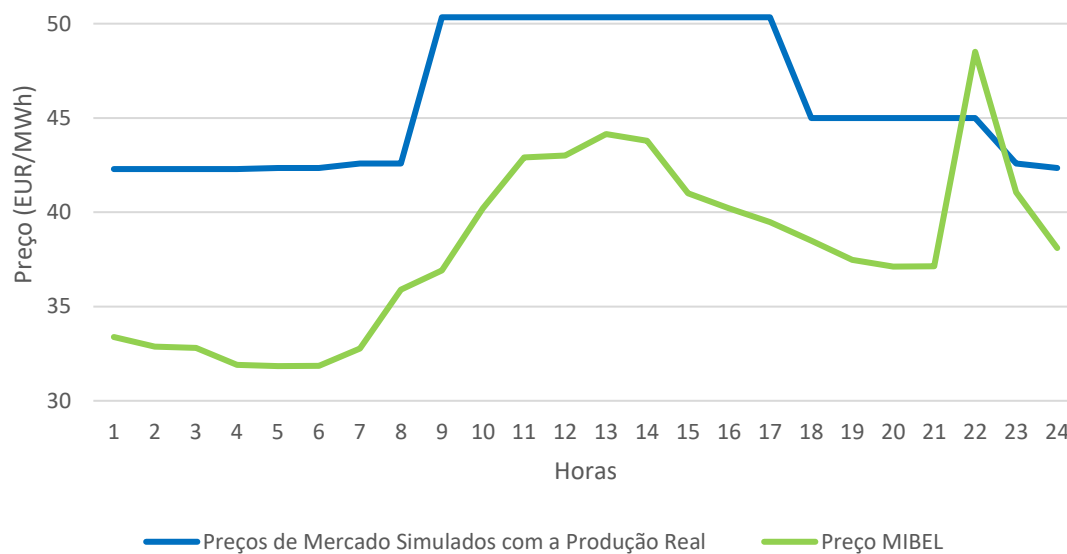


Figura 6.6 – Preço simulado com produção real e Preço MIBEL no dia 04/05/2009

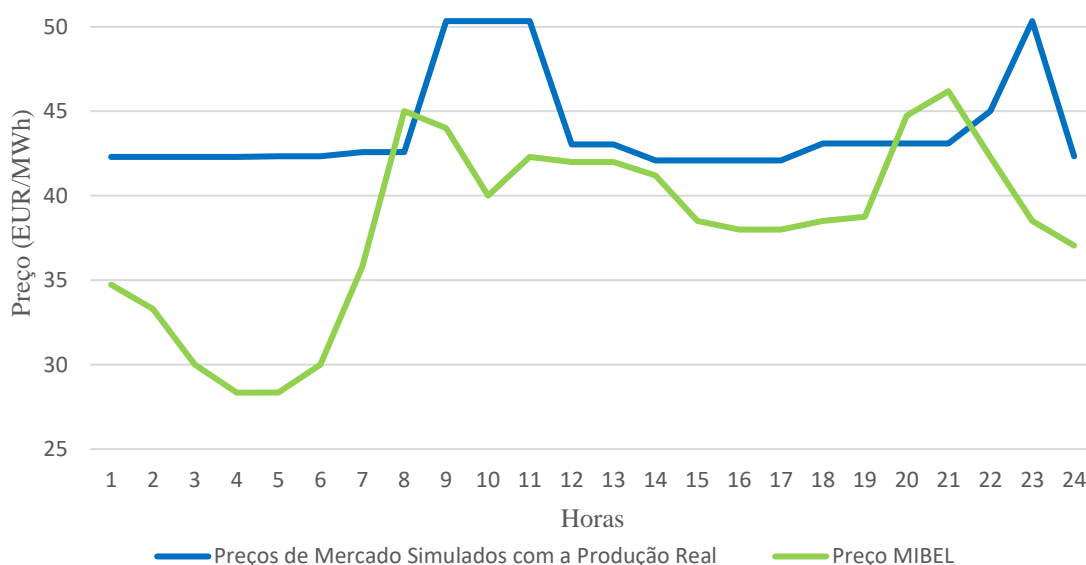


Figura 6.7 – Preço simulado com produção real e Preço MIBEL no dia 06/03/2009

6.4.2 Análise dos Lucros e Desvio de Produção

Como é observável, na maior parte dos casos, a diferença entre os preços gerados pelas simulações com as previsões é da ordem dos centésimos por unidade de energia. Não obstante, esta diferença faz com que no final da transação o balanço final (lucro) seja considerável. As Figuras seguintes apresentam uma melhor percepção de como os lucros do produtor eólico variam com as previsões.

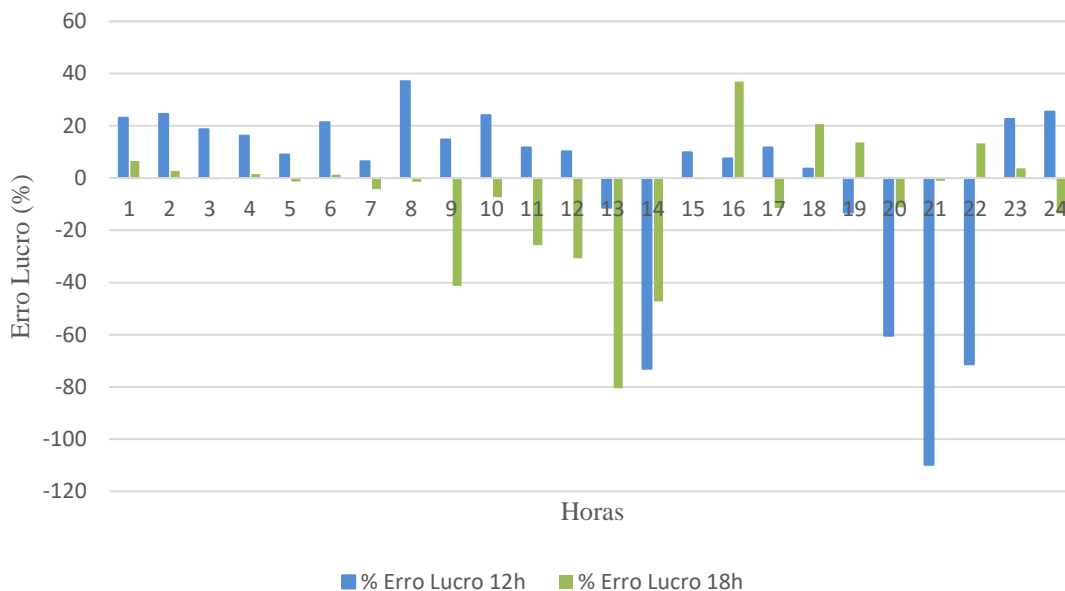


Figura 6.8 – Erro nos lucros esperados por previsão no dia 04/05/2009

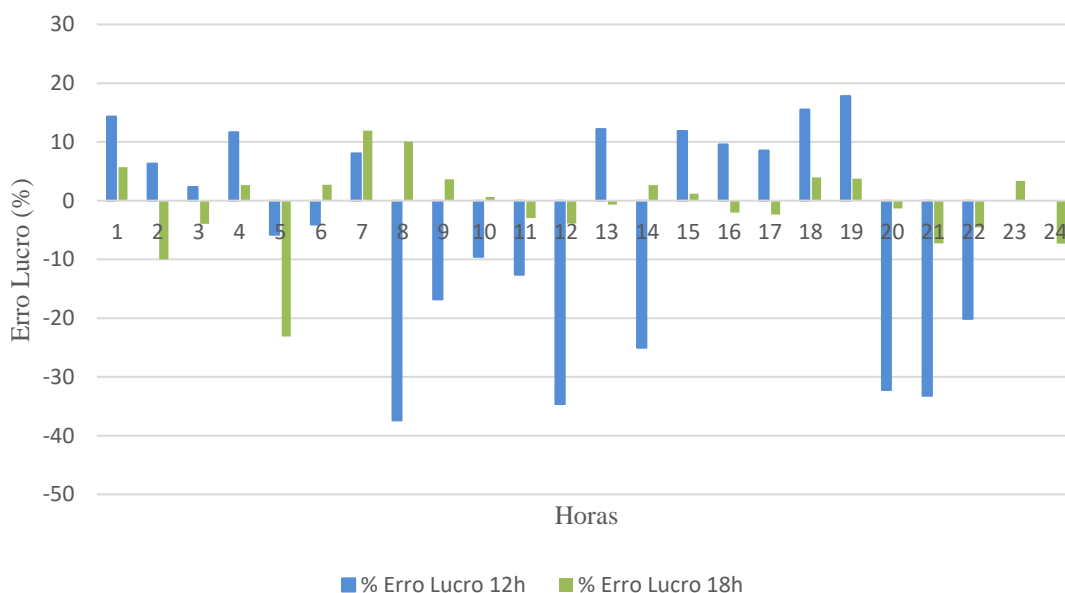


Figura 6.9 – Erro nos lucros esperados por previsão no dia 06/03/2009

A análise dos lucros que os produtores têm é outro dos parâmetros que pode ser obtido no final da simulação com o SIMEEL. Obviamente que, tratando-se de previsões, há sempre um grau de erro associado. Contudo, para ambos os dias em estudo, e como expectável, na maior parte das horas, os lucros esperados com as licitações feitas às 18h, foram mais semelhantes, do que os lucros esperado com as licitações feitas às 12h. Analisando as Figuras 6.8 e 6.9, verifica-se que existem erros de lucro negativos e erros positivos. Estes erros por vezes tomam valores (em módulo) muito altos, o que indica que a receita expectável será diferente da receita real. Quando um produtor obtém um erro positivo terá maior lucro, do que a simulação previa. Reciprocamente, quando o erro adquire valores negativos, significa que o produtor terá menor lucro. Para os produtores, o ideal seria obter simulações sem qualquer nível de erro, o que indicava que o lucro simulado iria ser igual ao lucro real obtido. Embora isso não se verifique na grande maioria dos casos, seria ótimo para o produtor obter valores de erro muito próximos de 0, independentemente do sinal do erro.

No SIMEEL, o lucro de cada agente só depende do preço unitário da energia. Contudo, no regime de mercado bolsista os agentes estão expostos a outros fatores que influenciem o seu lucro, nomeadamente as penalizações ou compensações consequentes do sobrecurso de desvio de produção.

Quando falamos em agentes que participam em mercado, e como mencionado anteriormente nesta dissertação, é importante referir que estes agentes podem estar sujeitos a penalidades. A penalidade mais frequente é o pagamento do sobrecurso por desvio. O operador de sistema agenda as centrais convencionais em harmonia com os PRE, recorrendo às previsões meteorológicas efetuadas, garantindo assim a sustentabilidade e o equilíbrio entre a produção e a procura. Contudo, por vezes a falha num gerador, nas previsões ou qualquer outro problema que condicione a produção, independentemente da tecnologia, causa um défice de energia na rede. Este défice tem de ser compensado, obrigando o operador de sistema a contratar geradores de reserva, com tecnologias geralmente mais dispendiosas. De acordo com a REN [48], os agentes que não entregam o volume de energia previamente estabelecido, aumentam os custos de operação de sistema. Consequentemente, são estes agentes produtores que suportam os sobrecurtos inerentes, ou seja, são penalizados mediante o pagamento de um sobrecurso, que devido ao incumprimento de entrega de energia, obrigam o operador de sistema a ter encargos adicionais de forma a garantir a integridade do sistema. Os sobrecurtos horários unitários consequentes dos desvios considerados para ambos os dias em estudo, obtidos da REN [49], são comparados com os preços de mercado obtidos nas simulações. Esta análise é feita com o objetivo de verificar quando é que o produtor eólico irá ser compensado ou penalizado, nas licitações feitas às diferentes horas (12h e 18h). Nas seguintes tabelas é possível verificar os novos preços para as diferentes horas de licitações. Os preços e lucros foram calculados de acordo com as expressões (6.1), (6.2), (6.3) e (6.4) que têm em consideração as produções, os preços simulados e os desvios à produção.

$$P_{penalização} = -P_{prod.real} - Scusto \quad \text{se } V_{prod.real} < V_{prod.prev} \quad (6.1)$$

$$P_{compensação} = P_{prod.real} + Scusto \quad \text{se } V_{prod.real} > V_{prod.prev} \quad (6.2)$$

$$L_{penalização} = P_{prod.real} * V_{prod.real} - Scusto * (\Delta V_1) \quad \text{se } V_{prod.real} > V_{prod.prev} \quad (6.3)$$

$$L_{compensação} = P_{prod.real} * V_{prod.real} + Scusto * (\Delta V_2) \quad \text{se } V_{prod.real} < V_{prod.prev} \quad (6.4)$$

Mercado Multi-Agente de Eletricidade: Comercialização de Energia Renovável em Bolsa e por Contratos Bilaterais com Gestão Dinâmica de Preço e Volume

Em que:

$$\Delta V_1 = V_{prod.real} - V_{prod.prev}$$

$$\Delta V_2 = V_{prod.real} + V_{prod.prev}$$

Tabela 6.6 – Preços de mercado simulados do dia 04/05/2009 com respectivos desvios de produção

Horas	Sobrecusto Unitário (EUR/MWh)	Desvio de Mercado (12h) (EUR/MWh)	Desvio de Mercado (18h) (EUR/MWh)	Horas	Sobrecusto Unitário (EUR/MWh)	Desvio de Mercado (12h) (EUR/MWh)	Desvio de Mercado (18h) (EUR/MWh)
0	18,83	63,83	61,12	12	3,97	-54,31	-54,31
1	10,92	53,21	53,21	13	0,73	51,07	-51,07
2	7,02	-49,31	-49,31	14	7,81	58,15	-58,15
3	44,72	-87,01	87,01	15	1,98	52,32	52,32
4	50,17	-92,07	-92,07	16	1,63	51,97	-51,97
5	31,1	-73,00	73,44	17	0,44	-45,44	45,44
6	38,99	-80,89	-81,58	18	6,53	-48,82	51,53
7	11,59	-54,18	-54,18	19	11,15	-53,44	-56,15
8	5,89	-56,23	-56,23	20	37,67	-82,67	-82,67
9	4,35	54,69	-54,69	21	68,12	-113,12	113,12
10	6,61	56,95	-56,95	22	51,52	101,86	96,52
11	8,25	58,59	-58,59	23	112,05	162,39	154,39

Tabela 6.7 – Preços de mercado simulados do dia 06/03/2009 com respectivos desvios de produção

Horas	Sobrecusto Unitário (EUR/MWh)	Desvio de Mercado (12h) (EUR/MWh)	Desvio de Mercado (18h) (EUR/MWh)	Horas	Sobrecusto Unitário (EUR/MWh)	Desvio de Mercado (12h) (EUR/MWh)	Desvio de Mercado (18h) (EUR/MWh)
0	12,36	-54,65	54,65	12	26,6	69,64	-69,64
1	14,35	-56,62	-56,64	13	19,73	61,82	61,82
2	15,2	-56,79	-57,49	14	20,76	62,85	62,85
3	12,94	-54,53	55,23	15	22,12	72,46	-64,21
4	9,66	-52,00	-52,00	16	17,32	67,66	-59,41
5	29,31	71,65	71,65	17	18,7	63,70	61,79
6	17,26	59,85	59,85	18	17,36	62,36	60,45
7	24,1	-66,69	66,69	19	23,71	68,71	-66,80
8	24,21	74,55	74,55	20	47,33	92,33	-90,42
9	19,48	69,82	69,82	21	23,76	68,76	-68,76

10	21,29	71,63	-71,63	22	23,96	74,30	74,30
11	21,29	64,33	-64,33	23	13,3	63,64	-55,64

Fazendo uma análise das Tabelas 6.6 e 6.7, relativas aos preços de mercado horários e respectivos desvios associados à produção, é possível verificar que no dia 04/05/2009, com as licitações feitas às 12h, o produtor teria 11 compensações e 13 penalizações. Já com as licitações feitas às 18h, haveria 10 compensações e 14 penalizações. Isto indica que, quantitativamente, os desvios à produção resultantes das licitações feitas nas diferentes horas, são semelhantes.

Relativamente ao dia 06/03/2009, das licitações feitas às 12h, resultaram 18 compensações e 6 penalizações. Ao contrário do que aconteceu no outro dia em estudo, os desvios sofreram algumas alterações com as licitações feitas às 18h, de onde resultaram para o produtor 12 compensações e 12 penalizações. Esta discrepância de valores ocorre, provavelmente, devido ao grau de erro que as previsões utilizadas têm, principalmente depois das 12h (ver Figura 6.2). As tabelas referentes aos cálculos dos lucros do produtor, de acordo com as expressões (6.3) e (6.4), encontram-se nos Anexos E 4 e E 5.

A obtenção de informações técnicas/económicas sobre o ambiente de mercado é cada vez mais importante para os produtores que atuam em mercados bolsistas. Neste caso de estudo, verifica-se que a utilização do SIMEEL torna-se uma mais-valia para o produtor eólico, tornando possível a análise de tendências de preços que possam vir a ocorrer em mercado. Desta forma, os simuladores de mercado aliados às previsões eólicas podem vir a tornar-se uma ferramenta de gestão, que auxilia os produtores com tecnologias renováveis variáveis não despacháveis, nas tomadas de decisão.

Capítulo 7 Conclusões e trabalhos futuros

A dissertação envolveu o estudo do impacto dos níveis de elevada penetração de energia renovável sobre os volumes e preços a transacionar em mercado. Desenvolvimento de um novo produto de mercado, concretamente um novo contrato bilateral para a comercialização de energia proveniente de fontes renováveis.

O produto de mercado concebido é caracterizado por ser um novo modelo de contratação bilateral que envolve a negociação de preços e volumes de energia entre dois agentes, um agente retalhista e um produtor com tecnologia renovável. Adotou-se o modelo de negociação desenvolvido por Lopes *et al.* [18, 21, 44, 45;], o qual foi estendido tendo principalmente em consideração a variabilidade de produção, visto que esta é a variável chave para a celebração do acordo entre os agentes. Os quatro volumes de produção definidos pelo modelo condicionam os preços limite licitados na negociação bilateral, permitindo ao agente optar por uma estratégia mais vantajosa, esses volumes são:

- Volume mínimo de produção ($Vmin_p$)
- Volume mínimo de negociação ($Vmin_{neg}$)
- Volume máximo de negociação ($Vmax_{neg}$)
- Volume máximo de produção ($Vmax_p$)

No caso de estudo apresentado no Capítulo 5, é simulada uma negociação bilateral com gestão dinâmica de preços e volumes entre dois agentes, um agente produtor e um agente retalhista. Com este caso de estudo, concluiu-se que o modelo de contratação bilateral pode tornar-se um produto de mercado útil para ambos os agentes. O agente produtor poderá garantir a transação da sua produção a um preço competitivo, e o agente retalhista adquire os volumes de energia, pré-estabelecidos no contrato, com a garantia de preços mais baixos que em mercado bolsista. Ambos os agentes evitam a volatilidade dos preços de mercado.

No Capítulo 3 são definidas as principais características da energia eólica, onde são abordados pontos fundamentais de previsão e produção eólica bem como de transação de energia elétrica em mercado. São apresentados neste capítulo, o modelo de previsão eólica utilizado no caso de estudo referente às licitações em mercado diário com respetivos ajustes da produção eólica, e o impacto real que diferentes níveis de produção têm na variação de preços do MIBEL. Foi desenvolvido um caso de estudo onde é simulado e analisado o comportamento do preço de mercado, quando um agente eólico licita em mercado diário às 12h, e com recurso às previsões eólicas mais atualizadas ajusta a sua posição, numa nova hora proposta de fecho de mercado, às 18h.

Concluiu-se que as previsões eólicas feitas num período temporal mais perto da hora de fecho de mercado seriam mais precisas quando comparadas com outras efetuadas anteriormente. Isto sugere que um agente produtor de energia renovável, caracterizada pela variabilidade de recurso, deverá contar com previsões eólicas atualizadas antes da hora de fecho de mercado. Desta forma, em alguns casos, pode ser pertinente a mudança da hora de fecho de mercado, garantindo assim uma melhor eficiência entre agentes e operadores, beneficiando os sistemas físico e financeiro. Concluiu-se também que a simulação de um mercado regional, efetuada na zona Norte, no simulador multi-agente de eletricidade (SIMEEL) reflete os principais comportamentos,

nomeadamente a tendência do preço ao longo do dia dos mercados grossistas, mais concretamente o mercado Ibérico.

No âmbito de trabalhos futuros, existem alguns objetivos a explorar, com a finalidade de aperfeiçoar o modelo de negociação bilateral apresentado nesta dissertação. Estes objetivos poderão garantir um melhor enquadramento, à realidade dos agentes que recorram a este tipo de modelo. Desta forma, propõe-se:

- A determinação com recurso a distribuições de probabilidade dos quatro volumes de energia, que determinam os preços limite.
- A implementação de uma janela dinâmica, com variáveis de entrada da produção histórica, de um determinado produtor.
- O estudo e a recriação do impacto que as previsões eólicas podem ter no mercado diário e intradiário, considerando um período de estudo mais alargado. Análise de outras horas de fecho de mercado tendo em conta a alta penetração renovável no sistema.

Referências Bibliográficas

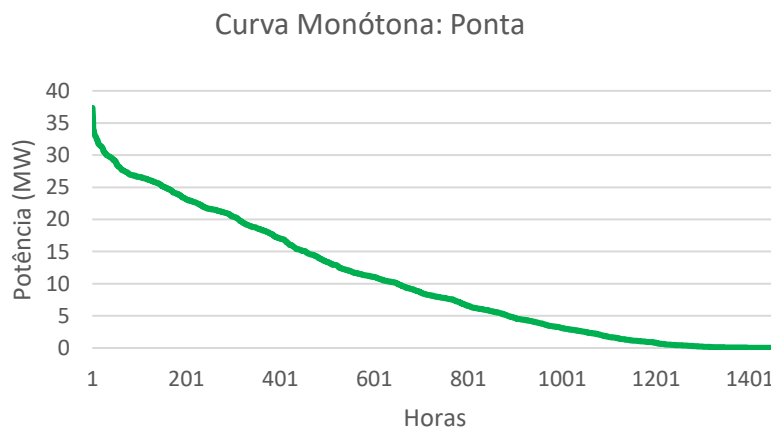
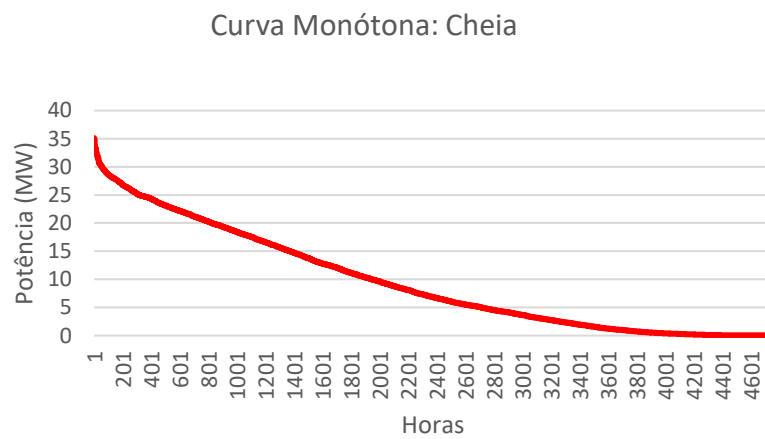
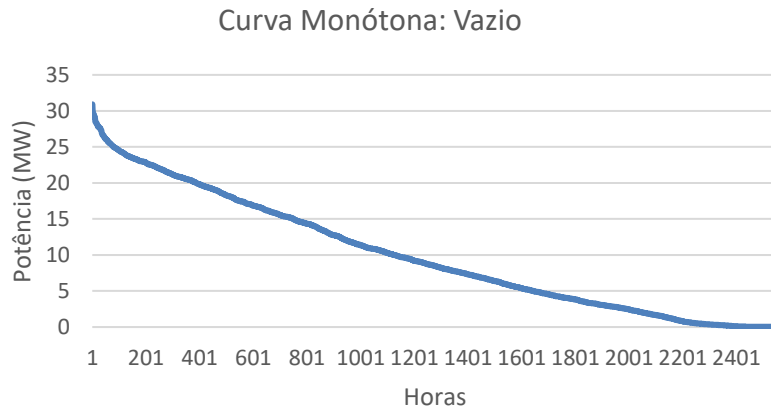
- [1] F. Lopes, N. Mamede, A. Q. Novais, e H. Coelho, «A negotiation model for autonomous computational agents: Formal description and empirical evaluation», *Journal of Intelligent and Fuzzy Systems*, vol. 12, n. 3, pp. 195–212, 2002.
- [2] F. Lopes, N. Mamede, A. Q. Novais, e H. Coelho, «Negotiation among autonomous agents: experimental evaluation of integrative strategies», em *12th Portuguese Conference on Artificial Intelligence.*, 2005, pp. 280–288.
- [3] F. Lopes e H. Coelho, «Strategic and Tactical Behaviour in Automated Negotiation», *International Journal of Artificial Intelligence*, vol. 4, n. S10, pp. 35–63, 2010.
- [4] F. Lopes, H. Algarvio, e H. Coelho, «Bilateral contracting in multi-agent electricity markets: Negotiation strategies and a case study», *International Conference on the European Energy Market*, pp. 4–6, 2013.
- [5] F. Lopes e H. Algarvio, «Customer Load Strategies for Demand Response in Bilateral Contracting of Electricity», *E-Commerce e Web Technologies (15th)*, pp. 153–164, 2014.
- [6] ERSE, «Liberalização do Setor». [Em linha]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodosector/Paginas/default.aspx>. [Acedido: 30-Mar-2015].
- [7] REN - Rede Elétrica Nacional, «O setor elétrico», 2012. [Em linha]. Disponível em: https://www.ren.pt/o_que_fazemos/electricidade/o_setor_eletrico/. [Acedido: 09-Abr-2015].
- [8] J. P. T. Saraiva, M. T. C. P. da S. Ponce de Leão, e J. L. P. P. da Silva, *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*, 1ª edição. FEUP Edições, 2002.
- [9] ERSE, «Mercado Diário e Intradiário». [Em linha]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>. [Acedido: 30-Mar-2015].
- [10] H. Kebriaei, A. Rahimi-Kian, e V. J. Majd, «An agent-based system for bilateral contracts of energy», *Expert Systems with Applications*, vol. 38, n. 9, pp. 11369–11376, 2011.
- [11] B. I. Kockar, «Combined Pool / Bilateral Operation in Electricity Markets», McGill University, 2003.
- [12] M. Shahidehpour, H. Yamin, e Z. Li, «1.2.2 Electricity Market Models», em *Market Operations in Electric Power Systems : Forecasting, Scheduling, and Risk Management*, vol. 9, John Wiley & Sons, 2002, pp. 1–19.
- [13] OMIP, «MIBEL». [Em linha]. Disponível em: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>. [Acedido: 28-Mar-2015].
- [14] L. B. Cruz, «A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo português)», *Centro Informação Europeia Jacques Delors*, pp. 83–90, 2008.
- [15] OMIP - The Iberian Energy Derivatives Exchange, «Mercado de Derivados - Modelo de Mercado». [Em linha]. Disponível em: <http://www.omip.pt/MarketInfo/ModelodeMercado/tabid/75/language/pt-PT/Default.aspx>. [Acedido: 02-Abr-2015].
- [16] ERSE, «Mercado a Prazo». [Em linha]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Pa>

- ginas/default.aspx?master=ErsePrint.master. [Acedido: 30-Mar-2015].
- [17] OMEL, «OMIE». [Em linha]. Disponível em: <http://www.omel.es/pt>. [Acedido: 28-Mar-2015].
- [18] S. Bussmann, N. R. Jennings, e M. J. Wooldridge, *Multiagent Systems for Manufacturing Control: A Design Methodology*. Heilderberg: Springer Berlin Heidelberg, 2004.
- [19] I. Pereira, «Sistema Multi-Agente para Apoio à Negociação em Mercados de Electricidade», Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, 2004.
- [20] N. R. Jennings, K. Sycara, e M. Wooldridge, «A Roadmap of Agent Research and Development», *Autonomous agents and multi-agent systems*, vol. 38, pp. 7–38, 1998.
- [21] M. Wooldridge, *An Introduction to Multi-Agent Systems*, vol. 1208. Liverpool, United Kingdom: John Wiley & Sons, 2002.
- [22] M. Wooldridge e N. R. Jennings, «Intelligent agents: theory and practice», *The Knowledge Engineering Review*, vol. 10, n. 02, p. 115, 2009.
- [23] F. Bellifemine, G. Caire, e D. Greenwood, «The JADE Platform», em *Developing Multi-Agent with JADE Systems*, John Wiley & Sons Ltd, Ed. The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England, 2007, pp. 29–50.
- [24] F. Lopes e H. Coelho, «Concession strategies for negotiating bilateral contracts in multi-agent electricity markets», *International Workshop on Database and Expert Systems Applications, DEXA*, pp. 321–325, 2012.
- [25] B. Wang, S. Zhang, Q. Xue, e P. Shen, «Prediction of power system marginal price based on chaos characteristics», *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, pp. 1–5, 2008.
- [26] J. M. Morales, A. J. Conejo, H. Madsen, P. Pinson, e M. Zugno, *Integrating Renewables in Electricity Markets*, vol. 205. Boston, MA: Springer US, 2014.
- [27] Conselho de Reguladores do MIBEL, «Harmonização Regulatória da Integração da Produção em Regime Especial no MIBEL e na Operação dos Respetivos Sistemas Eléctricos», Lisboa, 2011.
- [28] I. González-Aparicio e A. Zucker, «Impact of wind power uncertainty forecasting on the market integration of wind energy in Spain», *Applied Energy*, vol. 159, pp. 334–349, 2015.
- [29] G. K. Rutledge, J. Alpert, e W. Ebisuzaki, «NOMADS: A climate and weather model archive at the National Oceanic and Atmospheric Administration», *Bulletin of the American Meteorological Society*, vol. 87, n. 3, pp. 327–341, 2006.
- [30] G. Georg a, J. Dudhia, e D. R. Stauffer, «A description of the Fifth-generation Penn State/NCAR Mesoscale Model (MM5)», *NCAR Technical Note NCAR/TN-398+STR*, n. December, p. 121, 1994.
- [31] A. Couto, L. C. Rodrigues, P. Costa, J. Silva, e A. Estanqueiro, «Wind power participation in electricity markets - the role of wind power forecasts», *16 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering*, p. 6, 2016.
- [32] G. N. Bathurst, J. Weatherill, e G. Strbac, «Trading wind generation in short term energy markets», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, n. 3, pp. 782–789, 2002.
- [33] G. Carvalho, «Estratégia Europeia para a Energia e Alterações Climáticas», *Centro Informação Europeia Jacques Delors*, p. 21, 2008.
- [34] Conselho de Reguladores do MIBEL, «Primeiro estudo descritivo do funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade», pp. 1–6, 2006.

- [35] E. Y. Bitar, R. Rajagopal, P. P. Khargonekar, K. Poolla, e P. Varaiya, «Bringing Wind Energy to Market», *IEEE, Transactions on Power Systems*, vol. 27, n. 3, pp. 1225–1235, 2012.
- [36] C. Brandstätt, G. Brunekreeft, e K. Jahnke, «How to deal with negative power price spikes?—Flexible voluntary curtailment agreements for large-scale integration of wind», *Energy Policy*, vol. 39, n. 6, pp. 3732–3740, 2011.
- [37] O. Ben-Moshe e O. D. Rubin, «Does wind energy mitigate market power in deregulated electricity markets?», *Energy*, vol. 85, pp. 511–521, 2015.
- [38] Energias endógenas de Portugal, «Parques Eólicos em Portugal», 2014.
- [39] REN - Rede Elétrica Nacional, «Centro de Informação da REN». [Em linha]. Disponível em:
<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/DiagramadeProducao.aspx>. [Acedido: 11-Nov-2015].
- [40] OMIE, «Resultados de Mercado». [Em linha]. Disponível em:
<http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Acedido: 11-Nov-2015].
- [41] F. Lopes, N. Mamede, A. Novais, e H. Coelho, «Negotiation strategies for autonomous computational agents», *16th European Conference on Artificial Intelligence, ECAI*, pp. 38–42, 2004.
- [42] P. Faratin, C. C. Sierra, e N. R. Jennings, «Negotiation Decision Functions for Autonomous Agents», *Robotics and Autonomous Systems*, vol. 24, n. 3–4, pp. 159–182, 1998.
- [43] ERSE, «Ciclo diário AT,BTE e MT». [Em linha]. Disponível em:
<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CiclodiarioopformecATMTBTERAM.aspx>. [Acedido: 06-Set-2015].
- [44] International Renewable Energy Agency, «Wind Power», Robert-Schuman-Platz 3, 53175 Bonn, Germany, 2012.
- [45] EDP - Energias de Portugal, «EDP - Relatório e Contas 2014», 2015.
- [46] ERSE, «Determinação do custo marginal de referência para centrais CCGT», 2015. [Em linha]. Disponível em:
http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/sistema/2015/Comunicados/Cm_CCGT_Despacho_4694_2014_201512.pdf. [Acedido: 12-Jan-2016].
- [47] REN - Rede Elétrica Nacional, «Diagrama da Estatística Diária». [Em linha]. Disponível em:
<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>. [Acedido: 11-Nov-2015].
- [48] REN - Rede Elétrica Nacional, «Comentários da REN à proposta de revisão do Regulamento de Operação das Redes», vol. 1, pp. 1–2, 2010.
- [49] REN - Rede Elétrica Nacional, «Valorização de Resolução de Desvios». [Em linha]. Disponível em:
<http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Desvios/Paginas/Valorizacao.aspx>. [Acedido: 12-Fev-2016].

Anexos

Anexo A 1 – Curvas Monótonas da produção eólica anual nos diferentes períodos de consumo



Anexo B 1 – Simulação da Negociação Bilateral no período de Vazio

Seller@192.168.1.95:1099/JADE

Seller: Produtor

Price 1: 34 €/MWh Min Price 1: 30.90 €/MWh Energy 1: 1 MWh
 Price 2: 34 €/MWh Min Price 2: 33.38 €/MWh Energy 2: 1 MWh
 Price 3: 34 €/MWh Min Price 3: 30.04 €/MWh Energy 3: 1 MWh

Deadline: Tue May 03 03:31:42 BST 2016 Set Strategy: Dynamic Price and Volume

Processing...

```

*****
**          STARTING NEGOTIATION          **
*****
Received Call for Proposal
Sent Initial Proposal to Sell at: Price 1 = 34.0€/MWh
                                 Price 2 = 34.0€/MWh
                                 Price 3 = 34.0€/MWh

*****
**          THE NEGOTIATION DANCE          **
*****
Received Counter Proposal to buy at: Price 1 = 32.0€/MWh
                                     Price 2 = 32.0€/MWh
                                     Price 3 = 32.0€/MWh

Sent Counter Proposal to Sell at: Price 1 = 33.69€/MWh
                                  Price 2 = 33.938€/MWh
    
```

Sell Exit

Buyer@192.168.1.95:1099/JADE

Buyer: Retalhista

Price 1: 32 €/MWh Max Price 1: 34.38 €/MWh Energy 1: 1 MWh
 Price 2: 32 €/MWh Max Price 2: 34.38 €/MWh Energy 2: 1 MWh
 Price 3: 32 €/MWh Max Price 3: 34.38 €/MWh Energy 3: 1 MWh

Deadline: Tue May 03 03:31:37 BST 2016 Set Strategy: Concession Making

Price 3 = 32.9183825€/MWh

Received Counter Proposal at: Price 1 = 32.93391€/MWh
 Price 2 = 33.786782€/MWh
 Price 3 = 32.638155999999995€/MWh

Sent Counter Proposal to Sell at: Price 1 = 33.137625125€/MWh
 Price 2 = 33.137625125€/MWh
 Price 3 = 33.137625125€/MWh

```

*****
**          TERMINATING NEGOTIATION          **
*****
Received ACCEPT Proposal:  Price 1 = 33.137625125€/MWh
                           Price 2 = 33.137625125€/MWh
                           Price 3 = 33.137625125€/MWh
    
```

Buy Exit

Anexo B 2 – Simulação da Negociação Bilateral no período de Cheia

Seller@192.168.1.95:1099/JADE

Seller: Produtor

Price 1: 44 □/MWh Min Price 1: 32.47 □/MWh Energy 1: 1 □ MWh
 Price 2: 44 □/MWh Min Price 2: 42.39 □/MWh Energy 2: 1 □ MWh
 Price 3: 44 □/MWh Min Price 3: 38.15 □/MWh Energy 3: 1 □ MWh

Deadline: Tue May 03 03:27:37 BST 2016 Set Strategy: Dynamic Price and Volume

Sent Counter Proposal to Sell at: Price 1 = 40.034833000000006□/MWh
 Price 2 = 43.446321□/MWh
 Price 3 = 41.988185□/MWh

Received Counter Proposal to buy at: Price 1 = 41.6203988125□/MWh
 Price 2 = 41.6203988125□/MWh
 Price 3 = 41.6203988125□/MWh

***** TERMINATING NEGOTIATION *****

Accept Received Proposal at: Price 1 = 41.6203988125 □/MWh
 Price 2 = 41.6203988125 □/MWh
 Price 3 = 41.6203988125 □/MWh

Sent ACCEPT PROPOSAL Message

Sell Exit

Buyer@192.168.1.95:1099/JADE

Buyer: Retalhista

Price 1: 40 □/MWh Max Price 1: 43.39 □/MWh Energy 1: 1 □ MWh
 Price 2: 40 □/MWh Max Price 2: 43.39 □/MWh Energy 2: 1 □ MWh
 Price 3: 40 □/MWh Max Price 3: 43.39 □/MWh Energy 3: 1 □ MWh

Deadline: Tue May 03 03:27:34 BST 2016 Set Strategy: Concession Making

Price 3 = 41.30811625□/MWh

Received Counter Proposal at: Price 1 = 40.034833000000006□/MWh
 Price 2 = 43.446321□/MWh
 Price 3 = 41.988185□/MWh

Sent Counter Proposal to Sell at: Price 1 = 41.6203988125□/MWh
 Price 2 = 41.6203988125□/MWh
 Price 3 = 41.6203988125□/MWh

***** TERMINATING NEGOTIATION *****

Received ACCEPT Proposal: Price 1 = 41.6203988125□/MWh
 Price 2 = 41.6203988125□/MWh
 Price 3 = 41.6203988125□/MWh

Buy Exit

Anexo B 3 – Simulação da Negociação Bilateral no período de Vazio

Seller@192.168.1.95:1099/JADE

Seller:

Price 1: €/MWh Min Price 1: €/MWh Energy 1: MWh
 Price 2: €/MWh Min Price 2: €/MWh Energy 2: MWh
 Price 3: €/MWh Min Price 3: €/MWh Energy 3: MWh

Deadline: Strategy:

Price 3 = 46.602174999999995 €/MWh

Sent Counter Proposal to Sell at: Price 1 = 46.7534 €/MWh
 Price 2 = 47.77507 €/MWh
 Price 3 = 46.49595 €/MWh

Received Counter Proposal to buy at: Price 1 = 46.83734875 €/MWh
 Price 2 = 46.83734875 €/MWh
 Price 3 = 46.83734875 €/MWh

***** TERMINATING NEGOTIATION *****

Accept Received Proposal at: Price 1 = 46.83734875 €/MWh
 Price 2 = 46.83734875 €/MWh
 Price 3 = 46.83734875 €/MWh

Sent ACCEPT PROPOSAL Message

Buyer@192.168.1.95:1099/JADE

Buyer:

Price 1: €/MWh Max Price 1: €/MWh Energy 1: MWh
 Price 2: €/MWh Max Price 2: €/MWh Energy 2: MWh
 Price 3: €/MWh Max Price 3: €/MWh Energy 3: MWh

Deadline: Strategy:

Price 2 = 46.602174999999995 €/MWh
 Price 3 = 46.602174999999995 €/MWh

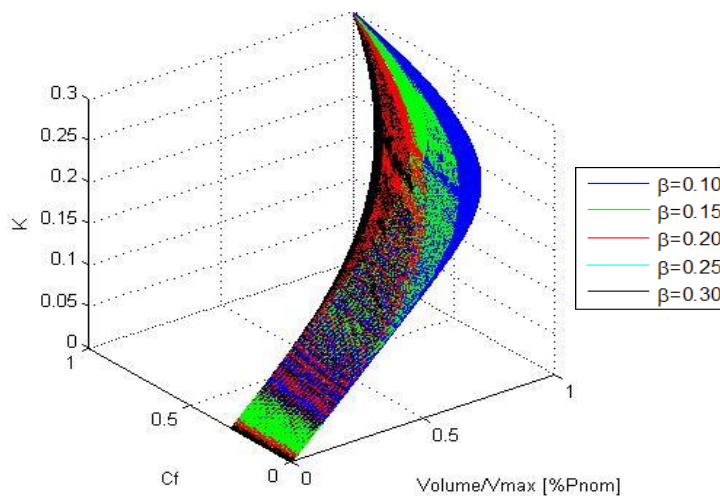
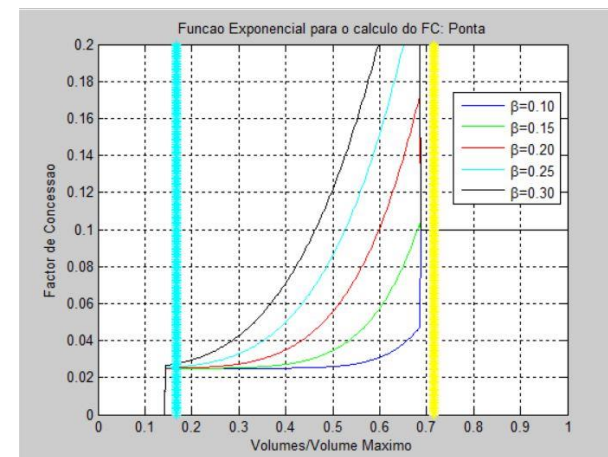
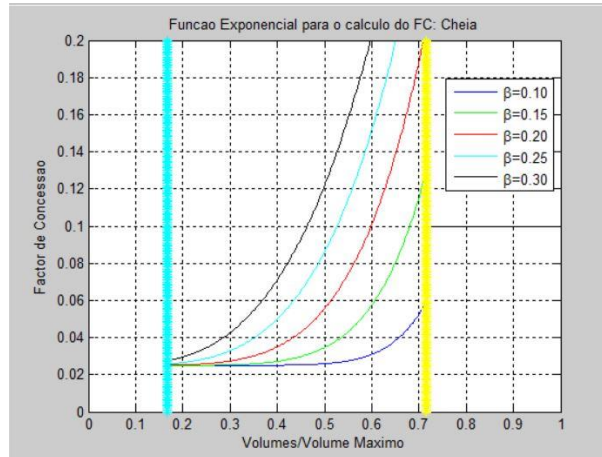
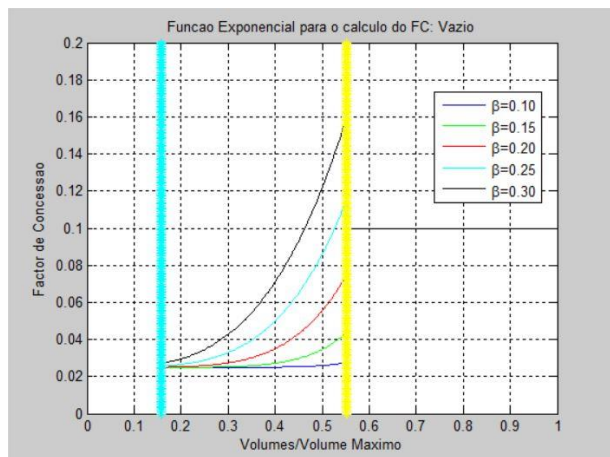
Received Counter Proposal at: Price 1 = 46.7534 €/MWh
 Price 2 = 47.77507 €/MWh
 Price 3 = 46.49595 €/MWh

Sent Counter Proposal to Sell at: Price 1 = 46.83734875 €/MWh
 Price 2 = 46.83734875 €/MWh
 Price 3 = 46.83734875 €/MWh

***** TERMINATING NEGOTIATION *****

Received ACCEPT Proposal: Price 1 = 46.83734875 €/MWh
 Price 2 = 46.83734875 €/MWh
 Price 3 = 46.83734875 €/MWh

Anexo C 1 – Fatores de concessão do produtor para os diferentes períodos de consumo



Anexo D 1 – Preços médios horários semestral (Out 2015 – Mar 2016)

Média Semestral	
Hora	Preço Médio [€/MWh]
1	41,23
2	34,03
3	31,24
4	29,81
5	29,08
6	29,06
7	34,14
8	39,82
9	42,49
10	45,00
11	45,85
12	44,85
13	43,92
14	43,59
15	41,84
16	40,47
17	40,59
18	42,90
19	46,98
20	50,42
21	51,29
22	49,28
23	45,27
24	40,97

Anexo D 2 – Preços médios mensais do último trimestre de 2015 e primeiro trimestre de 2016

Outubro 2015		Novembro 2015		Dezembro 2015		Janeiro 2016		Fevereiro 2016		Março 2016	
Horas	Preço Médio [EUR/MWh]	Horas	Preço Médio [EUR/MWh]	Horas	Preço Médio [EUR/MWh]	Horas	Preço Médio [EUR/MWh]	Horas	Preço Médio [EUR/MWh]	Horas	Preço Médio [EUR/MWh]
1	49,42	1	52,46	1	53,29	1	37,06	1	26,86	1	28,29
2	43,37	2	43,60	2	43,85	2	28,09	2	20,97	2	24,31
3	40,77	3	40,84	3	40,30	3	24,82	3	18,90	3	21,81
4	39,61	4	38,72	4	38,85	4	23,53	4	17,14	4	21,01
5	38,71	5	37,86	5	37,96	5	22,67	5	16,49	5	20,81
6	37,59	6	38,47	6	37,06	6	23,08	6	17,00	6	21,16
7	43,12	7	44,69	7	43,24	7	27,22	7	21,74	7	24,85
8	49,18	8	50,55	8	51,10	8	33,73	8	26,92	8	27,45
9	52,01	9	52,33	9	54,23	9	37,75	9	28,83	9	29,81
10	54,73	10	54,53	10	56,76	10	39,95	10	32,22	10	31,78
11	55,47	11	55,02	11	58,98	11	42,03	11	32,42	11	31,17
12	54,98	12	54,12	12	57,81	12	41,48	12	30,98	12	29,71
13	54,41	13	54,26	13	56,72	13	39,96	13	29,49	13	28,67
14	53,59	14	54,36	14	56,29	14	40,11	14	29,09	14	28,11
15	51,71	15	52,59	15	54,44	15	38,32	15	27,51	15	26,46
16	49,72	16	51,62	16	53,37	16	37,12	16	26,21	16	24,78
17	49,14	17	52,09	17	54,06	17	37,61	17	26,48	17	24,16
18	50,10	18	55,67	18	57,76	18	40,52	18	27,80	18	25,54
19	53,01	19	61,84	19	63,02	19	44,91	19	31,06	19	28,03
20	56,97	20	62,96	20	63,91	20	47,71	20	37,02	20	33,98
21	59,98	21	62,13	21	64,20	21	46,63	21	37,86	21	36,92
22	58,23	22	59,62	22	62,73	22	44,83	22	35,03	22	35,20
23	53,45	23	55,56	23	58,24	23	41,59	23	30,92	23	31,85
24	49,30	24	51,78	24	53,20	24	36,29	24	27,03	24	28,22

Mercado Multi-Agente de Eletricidade: Comercialização de Energia Renovável em Bolsa e por
Contratos Bilaterais com Gestão Dinâmica de Preço e Volume

Anexo E 1 – Previsões Eólicas dia 04/05/2009

Hora	Previsão Eólica 6h (MW)	Previsão Eólica 18h (MW)	Produção Real (MW)	Hora	Previsão Eólica 6h (MW)	Previsão Eólica 18h (MW)	Produção Real (MW)
0	50,69	61,96	66,29	12	5,32	8,43	4,68
1	58,44	57,04	58,68	13	2,65	4,67	3,17
2	63,55	51,70	51,50	14	1,09	4,39	4,37
3	61,05	52,04	52,86	15	2,30	4,56	7,21
4	58,02	47,75	47,16	16	5,14	7,84	7,03
5	50,29	44,41	44,96	17	11,24	7,75	9,76
6	53,94	36,08	34,60	18	21,60	11,57	13,39
7	31,89	27,89	27,50	19	29,54	13,91	12,50
8	19,48	24,67	17,48	20	36,87	24,14	23,90
9	10,97	13,45	12,53	21	43,77	35,82	41,31
10	7,50	13,07	10,40	22	46,98	52,60	64,59
11	5,21	10,65	8,15	23	46,76	64,88	67,93

Anexo E 2 – Previsões Eólicas dia 06/03/2009

Hora	Previsão Eólica 6h (MW)	Previsão Eólica 18h (MW)	Produção Real (MW)	Hora	Previsão Eólica 6h (MW)	Previsão Eólica 18h (MW)	Produção Real (MW)
0	76,42	63,48	67,29	12	93,56	101,92	101,25
1	73,02	59,13	53,75	13	102,45	101,88	104,67
2	76,13	55,91	53,80	14	90,41	103,24	104,48
3	67,18	53,06	54,53	15	73,69	103,96	101,88
4	62,63	58,06	47,16	16	45,94	104,17	101,76
5	56,88	57,65	59,24	17	55,55	101,21	105,39
6	64,82	65,12	73,95	18	64,63	101,62	105,59
7	92,54	75,39	83,82	19	70,77	101,99	100,66
8	85,56	88,72	92,10	20	71,52	101,99	95,08
9	91,29	97,57	98,19	21	80,29	101,99	97,55
10	93,07	100,63	97,75	22	82,38	95,48	98,79
11	88,13	101,25	97,45	23	80,55	91,48	85,22

Anexo E 3 – Conjunto de ofertas propostas pelos agentes retalhistas

Hora	Best Energy (EUR/MWh)	SCO Corporation (EUR/MWh)	Electro Center (EUR/MWh)	First Energy (EUR/MWh)	Hora	Best Energy (EUR/MWh)	SCO Corporation (EUR/MWh)	Electro Center (EUR/MWh)	First Energy (EUR/MWh)
0	46,61	42,27	62,27	53,27	12	54,68	50,34	65,34	56,34
1	46,61	42,27	62,27	53,27	13	54,68	50,34	65,34	56,34
2	45,94	41,60	56,6	47,6	14	54,68	50,34	65,34	56,34
3	45,94	41,60	56,6	47,6	15	54,68	50,34	65,34	56,34
4	45,94	41,60	56,6	47,6	16	54,68	50,34	65,34	56,34
5	45,94	41,60	56,6	47,6	17	49,35	45,01	67,01	58,01
6	46,61	42,27	62,27	53,27	18	49,35	45,01	67,01	58,01
7	46,61	42,27	62,27	53,27	19	49,35	45,01	67,01	58,01
8	54,68	50,34	65,34	56,34	20	49,35	45,01	67,01	58,01
9	54,68	50,34	65,34	56,34	21	49,35	45,01	67,01	58,01
10	54,68	50,34	65,34	56,34	22	54,68	50,34	65,34	56,34
11	54,68	50,34	65,34	56,34	23	54,68	50,34	65,34	56,34

Anexo E 4 – Lucros do produtor eólico nos diferentes mercados para o dia 04/05/2009

Horas	ΔV_1	Lucro Produtor Mercado (12h) (EUR/MWh)	ΔV_2	Lucro Produtor Mercado (18h) (EUR/MWh)	Horas	ΔV_1	Lucro Produtor Mercado (12h) (EUR/MWh)	ΔV_2	Lucro Produtor Mercado (18h) (EUR/MWh)
0	15,59	3096,92	4,32	2884,70	12	-0,65	237,95	-3,75	250,29
1	0,24	2484,03	1,64	2499,38	13	0,52	160,01	-1,50	160,72
2	-12,05	2262,42	-0,20	2179,28	14	3,28	245,52	-0,02	220,11
3	-8,18	2601,59	0,82	2272,27	15	4,91	372,53	2,65	368,04
4	-10,86	2541,67	-0,59	2026,52	16	1,89	356,77	-0,81	355,01
5	-5,33	2069,28	0,54	1920,20	17	-1,48	439,85	2,01	440,08
6	-19,34	2227,69	-1,48	1531,26	18	-8,20	656,29	1,82	614,64
7	-4,39	1222,20	-0,39	1175,86	19	-17,04	752,50	-1,41	578,23
8	-2,00	891,83	-7,19	922,38	20	-12,98	1564,21	-0,24	1084,44
9	1,56	637,49	-0,92	634,73	21	-2,46	2026,28	5,49	2233,04
10	2,91	542,79	-2,67	541,24	22	17,61	3658,28	11,99	3368,90
11	2,94	434,66	-2,50	431,03	23	21,16	5247,09	3,05	3217,32

Anexo E 5 – Lucros do produtor eólico nos diferentes mercados para o dia 06/03/2009

Horas	ΔV_1	Lucro Produtor Mercado (12h) (EUR/MWh)	ΔV_2	Lucro Produtor Mercado (18h) (EUR/MWh)	Horas	ΔV_1	Lucro Produtor Mercado (12h) (EUR/MWh)	ΔV_2	Lucro Produtor Mercado (18h) (EUR/MWh)
0	-9,13	2958,60	3,81	2892,79	12	7,69	4562,32	-0,66	4375,51
1	-19,27	2549,74	-5,37	2350,29	13	2,22	4449,42	2,80	4460,75
2	-22,33	2614,44	-2,11	2307,12	14	14,07	4689,86	1,24	4423,52
3	-12,64	2469,81	1,48	2325,32	15	28,19	4911,63	-2,08	4334,16
4	-15,47	2146,25	-10,90	2102,10	16	55,82	5249,79	-2,41	4324,75
5	2,35	2576,97	1,58	2554,41	17	49,84	5473,32	4,18	4619,59
6	9,13	3306,94	8,83	3301,76	18	40,96	5260,82	3,97	4618,74
7	-8,72	3780,00	8,42	3772,68	19	29,89	5045,89	-1,34	4368,94
8	6,54	4794,72	3,38	4718,07	20	23,56	5212,24	-6,91	4424,15
9	6,90	5077,17	0,62	4954,85	21	17,26	4799,77	-4,44	4495,26
10	4,68	5020,60	-2,88	4982,22	22	16,41	5366,41	3,31	5052,39
11	9,32	4392,63	-3,80	4275,08	23	4,67	3670,34	-6,26	3691,52

Em que:

$$\Delta V_1 = (V_{prod.real} - V_{prod.prev12h})$$

$$\Delta V_2 = (V_{prod.real} - V_{prod.prev18h})$$

