

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Estudo do Comportamento dos Agentes
Produtores no MIBEL**

Rúben Filipe Almeida Soares

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. João Tomé Saraiva
Co-Orientador: Eng.º Berto Campinho Martins
Co-Orientador: Prof. Dr. José Nuno Fidalgo

fevereiro de 2014

© Rúben Filipe Almeida Soares, 2014

Resumo

As estratégias de atuação dos agentes produtores dominantes no mercado diário do MIBEL condicionam de forma inequívoca o funcionamento deste mercado. A antecipação das estratégias da concorrência garante aos agentes produtores uma vantagem competitiva no respetivo mercado. Assim, o objetivo principal deste trabalho consiste em antecipar as estratégias de atuação dos agentes produtores dominantes concorrentes do grupo EDP.

De forma a responder ao objetivo deste trabalho, foram desenvolvidos dois modelos previsionais baseados em redes neuronais artificiais. O primeiro modelo tem como objetivo prever a quantidade de energia ofertada a preço zero pelos agentes referidos, no mercado diário do dia seguinte. O segundo modelo pretende prever a curva de oferta apresentada por esses mesmos agentes, também para o mercado diário do dia seguinte. Os respetivos modelos foram testados tendo por base os registos referentes ao grupo Iberdrola, admitindo que estes possam depois ser replicados aos restantes agentes produtores dominantes.

Na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, foi possível concluir que existe uma maior dificuldade em prever essas quantidades nas primeiras cinco horas do dia. Neste âmbito, foi ainda possível constatar que incidências não programadas de determinadas unidades de produção podem condicionar a estratégia de atuação do agente produtor no mercado diário do dia seguinte.

Relativamente à previsão da curva de oferta, concluiu-se que a melhor estratégia corresponde a utilizar uma reta de aproximação ($y = mx + b$) à respetiva curva, sempre que a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero exceder 30% da capacidade de produção instalada do grupo Iberdrola. Se o valor for inferior a esse limiar deverá ser utilizada uma reta de tipo $y = mx$, uma vez que se consegue um ajustamento razoável à curva de oferta e o erro está exclusivamente associado ao declive da reta.

Palavras-Chave: Mercado Ibérico de Eletricidade, Operadores Dominantes, Previsão, Estratégias de Atuação, Redes Neuronais.

Abstract

The strategies to be implemented by dominant production operators in MIBEL - the Iberian Electricity Market - definitely condition the operation of this market. Accordingly, the capacity to anticipate the strategies of the other competitors ensures them an important advantage to any market agent. Thus, the purpose for this thesis is to develop an approach to help market agents to anticipate the strategies to be implemented by the dominant competitors of the EDP group.

In order to achieve this goal two forecasting models were developed both of them based on neural networks. The first model was used to predict the amount of energy offered at zero price by the competitors in the daily market for the following day. The second one was developed to forecast the supply curve submitted by these agents once again to the daily market for the following day. Both models were tested based on Iberdrola's group submitted bids. In any case, it is our belief that these models can be replicated to model the behaviour of other dominant generation agents in the MIBEL.

On the one hand, the model to forecast of energy offered at zero price allowed us to recognise that it is a demanding task to predict this amount in the first 5 hours of each day. It was also possible to realise that non-programmed events regarding specific generation units can strongly condition the generation agent's behavior in the daily market for the following day.

On the other hand, the forecast of the supply curve was divided in two steps: in the first case we used a linear approximation ($y = mx + b$) to the curve, whenever the forecast of the amount of energy offered at zero price exceeds 30% of the generation installed capacity of the Iberdrola Group. If this threshold is not achieved then a ' $y = mx$ ' line was adopted. In this case it was obtained an adequate adjustment of the forecast to the supply curve and the error is exclusively dependent on slope of the line.

Keywords: Iberian Electricity Market, Dominant Operator, Forecast, Bidding Strategies, Neural Networks.

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço aos meus pais e irmão por todo o apoio, carinho e confiança que depositaram em mim ao longo do meu percurso académico. Agradeço-lhes pelo enorme contributo que deram na minha formação enquanto pessoa.

Agradeço à Marisa por todo o carinho e apoio, assim como pela paciência que teve sempre comigo, mesmo nos momentos mais difíceis. Sem ela, este sonho nunca se teria concretizado.

Agradeço ao meu sobrinho e afilhado, por diariamente me fazer sorrir com o seu encanto.

Ao Frederico Assis Cardoso, pelo companheirismo e amizade. Os resultados alcançados nestes últimos anos muito se devem a ele.

Ao Professor Doutor João Tomé Saraiva, agradeço toda a disponibilidade, dedicação, conselhos e paciência demonstrada ao longo da realização deste trabalho. As suas correções e sugestões foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Professor Doutor José Nuno Fidalgo, agradeço todo o acompanhamento, compreensão e disponibilidade demonstrada ao longo deste trabalho.

À EDP-UNGE na pessoa do Eng.º Berto Campinho Martins pela proposta do tema, pelo acompanhamento e disponibilização dos dados. Também agradeço a simpatia e a disponibilidade demonstradas pelo Eng.º Berto Martins e pela sua equipa, durante as visitas por mim efetuadas à EDP.

Ao Professor Doutor António Sepúlveda Machado e Moura, pela dedicação e empenho para o concretizar deste meu grande objetivo.

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xix
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1. Enquadramento e objetivos	1
1.2. Estrutura do documento	2
Capítulo 2	5
Mercados de Eletricidade	5
2.1. Evolução histórica do setor elétrico	5
2.2. Setor elétrico - a mudança	6
2.3. O novo modelo	8
2.4. Modelo em <i>Pool</i>	10
2.4.1. <i>Pool</i> Simétrico	11
2.4.2. <i>Pool</i> Assimétrico	14
2.4.3. Modelos Obrigatórios e Voluntários	15
2.4.4. Contratos Bilaterais	15
2.4.5. Modelo Misto	17
2.4.6. Diretivas Europeias	18
Capítulo 3	21
Mercado Ibérico de Eletricidade	21
3.1. Caracterização do setor elétrico português	21
3.1.1. Resenha histórica	21
3.1.2. Organização do setor elétrico português	23
3.2. Caracterização do setor elétrico espanhol	25
3.2.1. Resenha histórica	25
3.2.2. Organização do setor elétrico espanhol	26

3.3. Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL	27
3.3.1. Aspetos gerais	27
3.3.2. Estrutura e funcionamento do MIBEL	29
3.3.3. OMIE.....	30
3.3.3.1. Mercado diário	30
3.3.3.2. Mercado Intradiário	32
3.3.4. OMIP.....	34
3.3.5 <i>Market Splitting</i>	35
3.4. Interligações	36
3.5. Operadores dominantes na produção de energia elétrica.....	37
3.5.1. Identificação dos Operadores Dominantes	38
3.5.2. Capacidade de produção dos Agentes Dominantes	40
Capítulo 4	43
Revisão Bibliográfica	43
4.1. Redes Neurais	43
4.1.1. Estrutura e funcionamento de uma Rede Neuronal	44
4.1.2. Modelação de uma Rede Neuronal para Previsão	46
4.2. Estudos relacionados	48
Capítulo 5	51
Metodologia	51
5.1. Recolha de Dados	51
5.1.1. Dados de Entrada	52
5.1.2. Dados de Saída	55
5.2. Estratégias utilizadas para as previsões	55
5.2.1. Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero	56
5.2.2. Curva de Oferta	56
5.2.2.1. Reta de Aproximação à Curva de Oferta	56
5.2.2.2. Preço Fixo - Quantidade Variável	59
5.2.2.3. Quantidade Fixa - Preço Variável	60
5.3. Normalização de Dados	61
5.4. Avaliação de Resultados	62
5.5. Software Utilizado	62
Capítulo 6	63
Análise de Resultados	63
6.1. Previsão da Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero	63
6.1.1. Análise preliminar	64
6.1.1.1. Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero por Tecnologia	64
6.1.1.2. Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero Vs Oportunidade de Mercado	67
6.1.1.3. Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero Vs Capacidade Disponível das Albufeiras	69
6.1.2. Resultados previsionais	70
6.1.2.1. <i>Performance</i> das RN	70
6.1.2.2. Análise dos resultados do conjunto de teste	73
6.1.2.3. Análise das potenciais causas de erro na previsão	77
6.1.2.4. Previsão da Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero ignorando incidências	82
6.1.2.5. Previsão da Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero admitindo RN distintas.	85
6.2. Previsão da Curva de Oferta	89
6.2.1. Análise preliminar	89
6.2.1.1. Curva de Oferta hora a hora	90
6.2.1.2. Ajustamento de uma reta à Curva de Oferta	91
6.2.1.3. Inclinação da Curva de Oferta	92
6.2.2. Resultados previsionais - Reta $y = mx$	94

6.2.2.1. <i>Performance</i> das RN	94
6.2.2.2. Análise dos resultados do conjunto de teste	97
6.2.3. Resultados previsionais - Reta $y = mx + b$	102
6.2.3.1. <i>Performance</i> das RN	103
6.2.3.2. Análise dos resultados do conjunto de teste	105
6.2.4. Resultados previsionais - Preço fixo / Quantidade variável.....	112
6.2.5. Resultados previsionais - Quantidade fixa / Preço variável.....	114
6.3. Modelo Final.....	116
Capítulo 7	121
Conclusões e Perspetivas de desenvolvimento	121
7.1. Conclusões	121
7.2. Perspetivas de desenvolvimento	123
Referências	125
Anexos	131

Lista de figuras

Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [4]	6
Figura 2.2 - Cronologia da reestruturação dos setores elétrico e de distribuição de gás [4]	7
Figura 2.3 - Novo modelo desagregado do setor elétrico [4]	9
Figura 2.4 - Funcionamento de um Pool simétrico [4]	12
Figura 2.5 - Funcionamento de um Pool assimétrico [4].....	14
Figura 2.6 - Representação gráfica do funcionamento de um contrato por diferenças [4].....	16
Figura 2.7 - Modelo misto de exploração do setor elétrico [4].	18
Figura 3.1 - Organização do Sistema Elétrico Nacional após o pacote legislativo de 1995 [11].	22
Figura 3.2 - Organização do Sistema Elétrico Nacional atual [14]	23
Figura 3.3 - Sequência de atividades no mercado de eletricidade espanhol [18]	27
Figura 3.4 - Esquema organizativo do MIBEL [21]	30
Figura 3.5 - Curvas agregadas de compra e venda apresentadas ao OMIE, referente à hora 22 do dia 7 de maio de 2013 [24].....	31
Figura 3.6 - Sessões do mercado intradiário do MIBEL [24]	33
Figura 3.7 - Modelo organizativo do OMIP e OMIClear [26].	34
Figura 3.8 - Quota de energia produzida pelos agentes produtores dominantes no ano de 2012 em Espanha [30]	39
Figura 3.9 - Quota de energia produzida pelos principais agentes produtores no ano de 2012 em Portugal continental [31].	39
Figura 3.10 - Quota da capacidade disponível de produção dos principais agentes produtores do MIBEL [30].	40
Figura 4.1 - Rede neuronal de tipo feedforward [33].	45
Figura 4.2 - Evolução dos erros de validação e de teste ao longo do tempo (épocas) [34].....	46
Figura 5.1 - Curva agregada de oferta apresentada pelo grupo Iberdrola, na hora 14 do dia 14 de fevereiro de 2013, com indicação do modelo previsional 1 e 2.	52
Figura 5.2 - Esquema referente às variáveis de entrada e aos acontecimentos relevantes para a recolha dessas variáveis.	54
Figura 5.3 - Dias referentes ao primeiro domingo de 2012 e 2013 e conseqüente alinhamento dos dados de entrada.	56

Figura 5.4 - Curvas de oferta real e aproximada.....	57
Figura 5.5 - Reta de aproximação à curva de oferta do tipo $y = mx$, referente à hora 22 do dia 8 de janeiro de 2013.	58
Figura 5.6 - Reta de aproximação à curva de oferta do tipo $y = mx + b$, referente à hora 22 do dia 8 de janeiro de 2013.....	58
Figura 5.7 - Impacto que a consideração de propostas com um preço superior a 0.0 € e inferior a 1.0 € na formação da curva de oferta, têm na reta de aproximação à respetiva curva.....	59
Figura 5.8 - Quantidade de energia ofertada para diferentes preços, na hora 20 do dia 14 de março de 2013.....	60
Figura 5.9 - Preços ofertados para diferentes quantidades de energia, na hora 18 do dia 6 de janeiro de 2013.	61
Figura 6.1 - Curva agregada de oferta apresentada pelo grupo Iberdrola, na hora 14 do dia 14 de fevereiro de 2013, com indicação do modelo previsional.	63
Figura 6.2 - Quantidade de energia ofertada a preço zero de cada uma das tecnologias do <i>portfolio</i> produtivo da Iberdrola, ao longo do primeiro semestre de 2013.	65
Figura 6.3 - Variação do preço médio por proposta para as tecnologias de origem nuclear, hídrica e térmica do grupo Iberdrola, ao longo do primeiro semestre de 2013.	66
Figura 6.4 - Variação da oportunidade de mercado e da quantidade de energia ofertada a preço zero de origem hídrica e nuclear, ao longo do primeiro semestre de 2013.	67
Figura 6.5 - Oportunidade de mercado e quantidade de energia ofertada a preço zero para cada hora do dia 28 de março de 2013.	68
Figura 6.6 - Oportunidade de mercado e quantidade de energia ofertada a preço zero em cada hora do dia 29 de abril de 2013.	68
Figura 6.7 - Variação da capacidade das centrais hídricas Espanholas e da quantidade de energia de origem hídrica ofertada a preço zero, ao longo do primeiro semestre de 2013....	69
Figura 6.8 - Gráficos indicativos do coeficiente de correlação do conjunto de treino, validação e teste da RN10.	72
Figura 6.9 - Distribuição do número de dias, por intervalos de valor do MAPE, obtidos na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à RN 10.....	74
Figura 6.10 - Variação do valor do MAPE por hora obtido na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à RN 10.	75
Figura 6.11 - Variação do valor do MAPE máximo por hora obtido na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à RN 10.	76
Figura 6.12 - Quantidade de energia ofertada a preço zero real e prevista para as 24 horas do dia 14 de junho de 2013.	76
Figura 6.13 - Excertos dos relatórios de incidências dos dias 25/05/2013, 30/05/2013 e 04/06/2013 [42].	78
Figura 6.14 - Quantidade de energia ofertada a preço zero por cada unidade de produção de origem nuclear nas primeiras duas horas do dia, no decorrer do primeiro semestre de 2013.	79

Figura 6.15 - Número de dias em que cada unidade de produção de origem nuclear apresentou propostas com preço igual a zero nas primeiras duas horas do dia, ao longo do primeiro semestre de 2013.	79
Figura 6.16 - Quantidade de energia ofertada a preço zero por todas as unidades de produção e pela unidade de produção “ALZ2” na hora 1, entre 20/05/2013 e 10/06/2013.	80
Figura 6.17 - Quantidade de energia ofertada a preço zero por todas as unidades de produção e pela unidade de produção “ALZ2” na hora 2, entre 20/05/2013 e 10/06/2013.	81
Figura 6.18 - Distribuição do número de dias, por intervalos de valor do MAPE, obtidos na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à nova RN 10 e à antiga RN 10.	83
Figura 6.19 - Variação do valor do MAPE por hora obtido na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à nova RN 10 e à antiga RN 10.	84
Figura 6.20 - Variação do valor do MAPE máximo por hora obtido na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à nova RN 10 e à antiga RN 10.	84
Figura 6.21 - Variação do valor do MAPE por hora obtido na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, com recurso à RN 10 e à RN (1+2).	87
Figura 6.22 - Variação do valor do MAPE máximo por hora obtido na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, com recurso à RN 10 e à RN (1+2).	87
Figura 6.23 - Curvas de oferta apresentadas pelo grupo Iberdrola ao mercado diário nas horas 17 e 18, do dia 22 de janeiro de 2013.	90
Figura 6.24 - Retas de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta da hora 10 do dia 7 de maio de 2013.	91
Figura 6.25 - Retas de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta da hora 2 do dia 2 de março de 2013.	91
Figura 6.26 - Retas de aproximação ($y = mx$ e $y = mx + b$) à curva de oferta da hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013.	92
Figura 6.27 - Retas de aproximação ($y = mx$ e $y = mx + b$) à curva de oferta da hora 6 do dia 5 de abril de 2013.	93
Figura 6.28 - Gráficos indicativos do coeficiente de correlação do conjunto de treino, validação e teste, da RN13.	96
Figura 6.29 - Distribuição do número de dias por intervalos de valor do MAPE, obtidos na previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta, com recurso à RN 13.	98
Figura 6.30 - Variação do valor do MAPE por hora, obtido na previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta com recurso à RN 13.	99
Figura 6.31 - Variação do valor do MAPE máximo por hora, obtido na previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta com recurso à RN 13.	99
Figura 6.32 - Retas real e prevista de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta, para a hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013.	100
Figura 6.33 - Retas real e prevista de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta, para a hora 18 do dia 5 de abril de 2013.	101

Figura 6.34 - Gráficos indicativos do coeficiente de correlação do conjunto de treino, validação e teste da RN10.....	105
Figura 6.35 - Distribuição do número de dias, por intervalos de valor do MAPE, relativos à previsão da variável m e b, com recurso à RN 10.....	107
Figura 6.36 - Variação do valor do MAPE por hora obtido na previsão da variável m e b com recurso à RN 10.	109
Figura 6.37 - Variação do valor do MAPE máximo por hora obtido na previsão da variável m e b com recurso à RN 10.	109
Figura 6.38 - Retas real e prevista de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta, para a hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013.	110
Figura 6.39 - Retas real e prevista de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta, para a hora 6 do dia 5 de abril de 2013.....	110
Figura 6.40 - Modelo final, referente à hora 20 do dia 5 de maio de 2013.....	118
Figura 6.41 - Modelo final, referente à hora 18 do dia 20 de abril de 2013.	119

Lista de tabelas

Tabela 3.1 - Linhas de interligação entre Portugal e Espanha [28].	37
Tabela 3.2 - Agentes produtores e comercializadores dominantes no MIBEL [2].	38
Tabela 5.1 - Codificação de variáveis de entrada.	54
Tabela 6.1 - Performance das RN desenvolvidas para a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero	71
Tabela 6.2 - Valores do MAPE por dia obtidos na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à RN 10	73
Tabela 6.3 - Valores do MAPE e do MAPE máximo obtidos para as 24 horas do dia, na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à RN 10	75
Tabela 6.4 - Valores do MAPE obtidos para as primeiras duas horas nos dias 25/05/2013, 30/05/2013 e 04/06/2013, na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à RN 10	77
Tabela 6.5 - Performance da nova RN 10 na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero	82
Tabela 6.6 - Valores do MAPE e do MAPE máximo obtidos para as 24 horas do dia, na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à nova RN 10	83
Tabela 6.7 - Performance da RN 1 e 2 desenvolvidas para a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero das primeiras 3 horas do dia e para as restantes 21 horas, respetivamente	86
Tabela 6.8 - Performance global com a associação da RN 1 e 2 na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero	86
Tabela 6.9 - Performance da RN 1 na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, ignorando incidências	88
Tabela 6.10 - Valores do MAPE na previsão da quantidade de energia ofertada a zero para as 3 primeiras do dia, com e sem a consideração de incidências, com recurso à RN1	89
Tabela 6.11 - Performance das RN desenvolvidas para a previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta	95
Tabela 6.12 - Valores do MAPE por dia obtidos na previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta, com recurso à RN 13	97

Tabela 6.13 - Valores do MAPE e do MAPE máximo obtidos para as 24 horas do dia, na previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta, com recurso à RN 13	98
Tabela 6.14 - Quantidades de energia obtidas através da reta de aproximação real e prevista ($y = mx$) com respetivos valores do MAPE, para a hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013	101
Tabela 6.15 - Quantidades de energia obtidas através da reta de aproximação real e prevista ($y = mx$) com respetivos valores do MAPE, para a hora 18 do dia 5 de abril de 2013	102
Tabela 6.16 - Performance das RN desenvolvidas para a previsão da reta de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta	103
Tabela 6.17 - Valores do MAPE por dia obtidos na previsão da reta de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta com recurso à RN 10.....	106
Tabela 6.18 - Valores do MAPE obtidos para as 24 horas do dia, na previsão da variável m e b com recurso à RN 10	107
Tabela 6.19 - Valores do MAPE máximo obtidos para as 24 horas do dia, na previsão da variável m e b com recurso à RN 10.....	108
Tabela 6.20 - Quantidades de energia obtidas através da reta de aproximação real e prevista ($y = mx + b$) com respetivos valores do MAPE, para a hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013 .	111
Tabela 6.21 - Quantidades de energia obtidas através da reta de aproximação real e prevista ($y = mx + b$) com respetivos valores do MAPE, para a hora 6 do dia 5 de abril de 2013	111
Tabela 6.22 - Valores do MAPE relativamente à diferença entre a quantidade de energia obtida através das retas de aproximação real e prevista para os diferentes preços	112
Tabela 6.23 - Performance das RN desenvolvidas para a previsão da quantidade de energia ofertada para determinados preços	113
Tabela 6.24 - Performance das RN desenvolvidas para a previsão dos preços para determinadas quantidades de energia.	115

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CNE	<i>Comisión Nacional de Energia</i>
CUR	Comercializador de Último Recurso
EDP	Energias de Portugal
EEX	<i>European Energy Exchange</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ISO	<i>Independent System Operator</i>
MAPE	<i>Mean absolute percentage error</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIE	Operador de Mercado Ibérico, Pólo Espanhol
OMIP	Operador de Mercado Ibérico, Pólo Português
REN	Rede Energética Nacional
RMSE	<i>Root mean squared error</i>
RN	Redes Neurais Artificiais
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SENV	Sistema Elétrico Não vinculado
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
TURD	Tarifa de Utilização da Rede de Distribuição
TURT	Tarifa de Utilização da Rede de Transporte
UNGE	Unidade de Negócios de Gestão de Energia

Capítulo 1

Introdução

1.1. Enquadramento e objetivos

Pelo sexto ano consecutivo, a EDP integra o *Dow Jones Sustentabilidade World Index* e o *European Dow Jones Sustentabilidade Europe Index*, tendo sido três vezes líder do setor elétrico e atingiu, agora, o top no setor das *utilities* [1].

O excelente resultado atingido pelo grupo EDP muito se deve à sua performance financeira, mas também a aspetos sociais e ambientais. A EDP é um grupo que opera em três dos quatro elos da cadeia de valor do Sistema Elétrico Nacional (SEN), sendo estes, a produção, a distribuição e a comercialização. No que diz respeito à distribuição, a EDP Distribuição atua em termos de monopólio natural regulado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Todavia, o seu modo de atuação na produção e comercialização é diferente face à distribuição, uma vez que essas atividades se encontram inseridas num mercado liberalizado, altamente competitivo, Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL.

No entanto, apesar da alta competitividade existente, o MIBEL encontra-se condicionado ao domínio de um conjunto de agentes que têm a capacidade, através das suas estratégias de atuação, de influenciar os preços do respetivo mercado. Na lista dos operadores/agentes dominantes do MIBEL, publicada pela ERSE a 15 de novembro de 2012, constam do lado da produção e comercialização de energia elétrica, o grupo EDP/Hidrocantábrico, o grupo Endesa, o grupo Gás Natural Fenosa e o grupo Iberdrola [2].

Apesar das estratégias de atuação de cada um destes agentes ter um impacto significativo na formação dos preços do mercado diário, o crescente aumento das interligações entre Portugal e Espanha tem permitido que o poder que estes exercem no mercado tenda a reduzir-se beneficiando os consumidores, através de uma redução dos preços no respetivo mercado.

Assim, e tendo em conta o poder de mercado que os agentes dominantes têm no MIBEL, é fundamental que o grupo EDP consiga antecipar as estratégias de atuação dos restantes competidores para que, desta forma, adapte as suas estratégias às diferentes circunstâncias do mercado.

A presente dissertação decorre de uma proposta elaborada pela Unidade de Negócios de Gestão de Energia (UNGE) do grupo EDP para o desenvolvimento do tema “Estudo do Comportamento dos Agentes Produtores no MIBEL”, sendo desenvolvida no âmbito da Unidade Curricular de Dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores da FEUP. O principal objetivo do presente estudo consiste em antecipar as estratégias de atuação dos agentes produtores dominantes concorrentes do grupo EDP. Por conseguinte, foram desenvolvidos dois modelos previsionais baseados em redes neuronais artificiais (RN). O primeiro modelo teve como objetivo prever a quantidade de energia ofertada a preço zero pelos agentes supracitados no mercado diário, enquanto o segundo modelo pretende prever a curva de oferta apresentada pelos mesmos agentes também para o mercado diário. Para o desenvolvimento dos dois modelos foram utilizados os registos referentes ao grupo Iberdrola, admitindo que estes modelos possam ser depois replicados aos restantes agentes dominantes. No entanto, é importante referir que devido ao facto das propostas submetidas pelos agentes produtores ao mercado diário serem preparadas por pessoas/equipas, acresce uma dificuldade maior à previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero e da curva de oferta, uma vez que está implícito o fator psicológico, que implicará alguma imprevisibilidade nos respetivos elementos.

Assim, pretende-se que o presente estudo constitua um apoio à UNGE para a definição de novas estratégias de atuação no mercado diário do MIBEL.

1.2. Estrutura do documento

O presente documento encontra-se organizado em sete capítulos. No presente capítulo são apresentados o enquadramento e os principais objetivos deste trabalho, bem como a estrutura do documento.

No Capítulo 2, Mercados de Eletricidade, é apresentada a resenha histórica do setor elétrico, desde o início até à reestruturação do setor. É também descrito neste capítulo, o funcionamento do novo modelo do setor elétrico após este ser reestruturado. Ainda no decorrer do capítulo são apresentadas as diferentes variantes do modelo em *Pool*, assim como as Diretivas Europeias que estiveram na base da profunda reestruturação do setor elétrico verificada nas últimas duas décadas na Europa.

No Capítulo 3, Mercado Ibérico de Eletricidade, é apresentada em primeiro lugar uma resenha histórica da evolução bem como a organização dos Setores Elétricos Português e

Espanhol. De seguida, é apresentado o MIBEL, começando por indicar as razões que levaram à sua criação, a sua estrutura e o seu modo de funcionamento. Posteriormente, são descritos os mercados organizados do MIBEL, nomeadamente, o mercado diário de contratação à vista e o mercado a prazo. Ainda neste capítulo, é referido o mecanismo utilizado para lidar com situações de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, assim como são referidas as principais interligações existentes entre os dois países. Por fim, é apresentado o conceito de operador dominante do MIBEL, sendo mencionados os agentes que atualmente se classificam desse modo.

No Capítulo 4, Revisão Bibliográfica, são apresentados os conceitos fundamentais relacionados com RN e é realizada uma síntese de trabalhos semelhantes ao abordado nesta dissertação.

No Capítulo 5, Metodologia, são descritos os métodos utilizados no presente estudo. Em primeiro lugar é indicado o processo de recolha dos dados de entrada e de saída, indicando também as variáveis que se utilizaram para o treino das RN. De seguida, são explicadas as estratégias utilizadas para a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero e da curva de oferta. Ainda neste capítulo é indicado o modo como foi realizada a normalização dos dados. Posteriormente, são descritas as medidas de desempenho utilizadas para avaliar os resultados obtidos nas previsões realizadas. Por fim, é referido o principal *software* utilizado durante o trabalho.

No Capítulo 6, Análise de Resultados, é realizada uma análise preliminar relativamente à quantidade de energia ofertada a preço zero e à curva de oferta apresentadas pelo grupo Iberdrola durante o primeiro semestre de 2013. De seguida, são indicados os principais resultados obtidos para as duas previsões realizadas, com especial destaque para os resultados do conjunto de teste. Por fim, são indicadas as melhores estratégias encontradas para as previsões da quantidade de energia ofertada a preço zero e da curva de oferta (Modelo Final).

No Capítulo 7, Conclusões e Perspetivas de Desenvolvimento, são apresentadas as principais conclusões retiradas do estudo do comportamento dos agentes produtores do MIBEL e das previsões da quantidade de energia ofertada a preço zero e da curva de oferta. Ainda neste capítulo são indicados os trabalhos futuros que poderão ser desenvolvidos no âmbito do tema da presente dissertação.

Capítulo 2

Mercados de Eletricidade

2.1. Evolução histórica do setor elétrico

A atividade de produção de eletricidade teve o seu início em 1882, quando Thomas Edison promoveu a primeira instalação de produção de energia elétrica. Desde então, o setor elétrico tem sofrido profundas alterações em todas as áreas da sua cadeia de valor, nomeadamente ao nível da produção, transporte, distribuição e comercialização.

As primeiras redes elétricas funcionavam em corrente contínua e apresentavam uma extensão geográfica reduzida. No entanto, com o aparecimento da corrente alternada começou a ser possível o transporte de energia à distância, em alta tensão [3]. O rápido aumento das potências de carga, assim como a necessidade de explorar recursos hidroelétricos de elevado potencial energético localizados longe dos centros de consumo, originou a construção de redes de transporte de energia elétrica envolvendo distâncias e níveis de tensão cada vez mais elevados [4].

A eletricidade tornou-se entretanto essencial para o bem-estar da sociedade, passando o seu fornecimento a ser encarado como um serviço público [3]. Por conseguinte, ocorreu uma proliferação dos sistemas elétricos que começaram a ser interligados entre si, por razões de segurança de exploração e estabilidade mais elevadas, e com uma extensão geográfica nacional.

A nível de estrutura de propriedade, o setor elétrico de diferentes países apresentava características muito diversas. Em Portugal e até 1975, o setor encontrava-se organizado em termos de concessões atribuídas a entidades privadas. Em 1975 ocorreu a nacionalização e a integração vertical com a criação da EDP, EP, posteriormente transformada em EDP, SA [4]. Também na Alemanha e em Espanha se registava uma estrutura de propriedade puramente verticalizada do setor elétrico, na qual diversas empresas privadas atuavam nas áreas da produção, transporte e distribuição, em regiões geográficas em que detinham a concessão

dessas atividades de forma exclusiva. No entanto, a existência de uma estrutura verticalmente integrada num setor tão vital para a sociedade como o setor elétrico pode não ser benéfica para os consumidores. Embora subsistissem diversas empresas a atuar no mesmo país, existiam áreas concessionadas a cada uma delas, pelo que não havia qualquer competição e os consumidores estavam obrigados a vincular-se à empresa concessionária da sua área de residência. Cada empresa estava então presente nos diferentes elos da cadeia de valor da energia elétrica, desde a produção até ao relacionamento com o cliente final, tal como se pode observar na Figura 2.1.

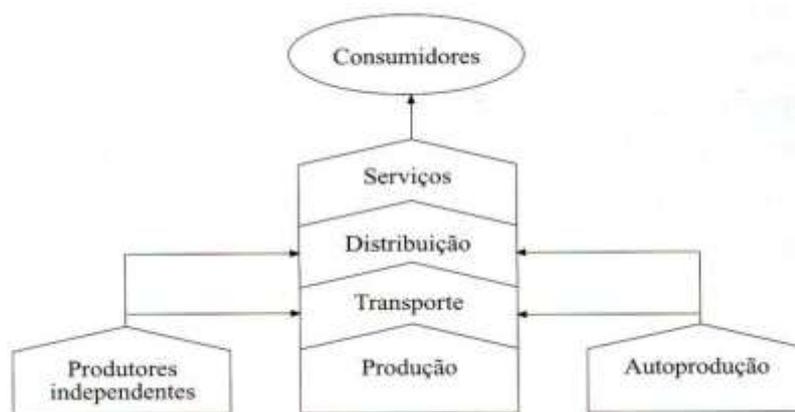


Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [4].

As duas principais causas que motivaram a reestruturação do setor elétrico centravam-se na necessidade de implementar competitividade nas áreas da produção e da comercialização do setor, e evitar a possibilidade de ocorrência de subsídio cruzada decorrente da pouca transparência do processo de alocação de custos associados às diferentes atividades do setor.

Assim, impunha-se uma profunda reestruturação do setor elétrico que se iniciou apenas em finais dos anos 80, com a exceção do Chile, onde o processo de reestruturação se iniciou em 1979.

2.2. Setor elétrico - a mudança

O choque petrolífero de 1973 abalou o sistema económico-financeiro global, colocando-se em causa as estruturas de setores estrategicamente importantes para um país, como é o caso do setor elétrico.

Até 1973, o ambiente económico era estável e por conseguinte bastante previsível. Um sinal óbvio dessa estabilidade era o crescimento anual da carga dos sistemas elétricos, que

rondava valores entre os 7 e os 10%. Para além disso, também as baixas taxas de inflação e de juro, assim como os custos de infraestruturas relativamente estáveis, eram características do harmonioso ambiente económico que se vivia até esse choque petrolífero [4]. Todos estes fatores simplificavam o processo de planeamento e expansão das redes, o que permitiu a existência de economias de escala na produção e no transporte de energia [5].

No entanto, após o choque petrolífero de 1973, a situação económica sofreu um forte revés. Desenvolveram-se conjunturas económicas caracterizadas pela existência de elevadas taxas de inflação e de juro, que contribuíram para criar um ambiente económico mais volátil. O planeamento e a expansão das redes tornaram-se então tarefas mais complexas, uma vez que o consumo de diversas formas de energia, em particular de energia elétrica, começou a apresentar comportamentos mais erráticos [4].

Na década de 80 foram introduzidos os primeiros mecanismos de mercado em diversas atividades económicas, muitas delas relacionadas com serviços de índole social, como é o caso da indústria aérea, das redes fixas de telecomunicações, e da distribuição do gás. Assistiu-se assim a uma reestruturação dessas atividades económicas, que começaram a ser desreguladas ou liberalizadas, o que permitiu o aparecimento de diversos novos agentes, aumentando a concorrência nessas áreas [4].

No entanto, apenas em 1990 se registou a primeira grande reestruturação do setor elétrico em países do velho continente. Foi sob o governo de Margaret Thatcher no Reino Unido que se iniciou o movimento de liberalização e privatização das empresas do setor elétrico, acompanhado da criação de um mercado grossista obrigatório (*Pool*) [3]. Desde então, muitas outras reestruturações do setor elétrico se verificaram noutros países espalhados pelo mundo, tal como se pode verificar na Figura 2.2.

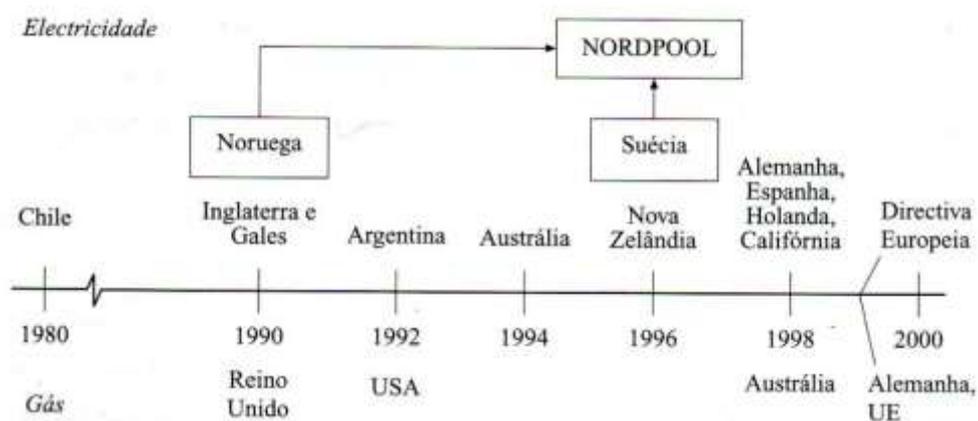


Figura 2.2 - Cronologia da reestruturação dos setores elétrico e de distribuição de gás [4].

Em Portugal, o início do processo de reestruturação do setor elétrico ocorreu ao abrigo do pacote legislativo de 1995. Das medidas apresentadas pela respetiva legislação destaca-se a

criação de um modelo dual, constituído pelos Sistema Elétrico de Serviço Público, SEP, e o Sistema Elétrico Independente, SEI [3]. Foi ainda criada a Entidade Reguladora do Setor Elétrico, ERSE, com um estatuto de independência e imparcialidade face à indústria do setor elétrico e ao poder político. A mesma entidade passou a ser responsável pela elaboração de regulamentos, fixação de tarifários e definição dos níveis de abertura do setor [3]. A EDP, que era até então responsável por toda a cadeia de valor do setor elétrico em Portugal, ao abrigo da legislação supracitada, foi reestruturada e parcialmente reprivatizada, sendo que as atividades de produção, transporte e distribuição foram separadas no plano jurídico [3]. Por conseguinte, o transporte passou a estar a cargo de uma subsidiária da EDP, de seu nome Rede Elétrica Nacional (REN).

Em 1996 assistiu-se à formação do primeiro mercado transnacional, com a Noruega e a Suécia a formarem o *Nord Pool ASA*, sendo este mercado mais tarde alargado à Finlândia e à Dinamarca, dando origem ao *Nord Pool Spot*. Muitos outros mercados transnacionais se formaram desde então, destacando o Mercado Ibérico de Eletricidade formado por Portugal e Espanha, que será alvo de uma análise mais detalhada no Capítulo 3.

2.3. O novo modelo

Uma das principais motivações para a reestruturação do setor elétrico advém da importância subjacente à implementação de competitividade nas áreas de produção e de comercialização, assim como mencionado em 2.1. Para que tal acontecesse foi necessário desverticalizar, *unbundling*, as empresas verticalmente integradas do setor. Esta desverticalização permitiu criar condições de competitividade na produção e na comercialização, mas também evitar a subsídio cruzada entre as diferentes atividades do setor. É importante referir que é inviável, sob o ponto vista económico e ambiental, a implementação de concorrência nas áreas do transporte e da distribuição, uma vez que seria necessária a multiplicação das suas redes. Assim, cada uma destas atividades ficou a cargo de uma empresa, que seria responsável pela prestação de um serviço em termos de monopólio regulado [4]. Para além da desverticalização das companhias tradicionais, impunha-se também a implementação de mecanismos de coordenação e de regulação independentes [5]. Resultantes da necessidade de implementação desses mecanismos surgiram novos agentes, destacando-se os Operadores Independentes de Sistema, denominados de *Independent Systems Operators* (ISO) e os Operadores de Mercado, *Market Operators*.

Segundo Pérez-Arriaga, o novo modelo de organização do setor elétrico poderá ser dividido em quatro áreas com funções e agentes bem definidos [4]:

- Atividade de Produção, que inclui a produção de energia elétrica em regime normal, em regime especial e o fornecimento de serviços de sistema;
- Atividades de Rede, que se subdivide nas seguintes atividades:
 - Atividade de Rede de Transporte, que inclui o planeamento da expansão, manutenção, construção e operação;
 - Atividade de Rede de Distribuição, que inclui o planeamento da expansão, manutenção e operação;
- Transações, que permite o relacionamento entre entidades produtoras, consumidores elegíveis e comercializadores;
- Atividades de Coordenação Técnica e de Regulação.

A desverticalização das empresas tradicionais, assim como a necessidade de implementação de mecanismos de coordenação e de regulação independentes originaram a criação de novas estruturas completamente desagregadas, e em que participam diversos agentes, tal como se pode verificar na Figura 2.3.

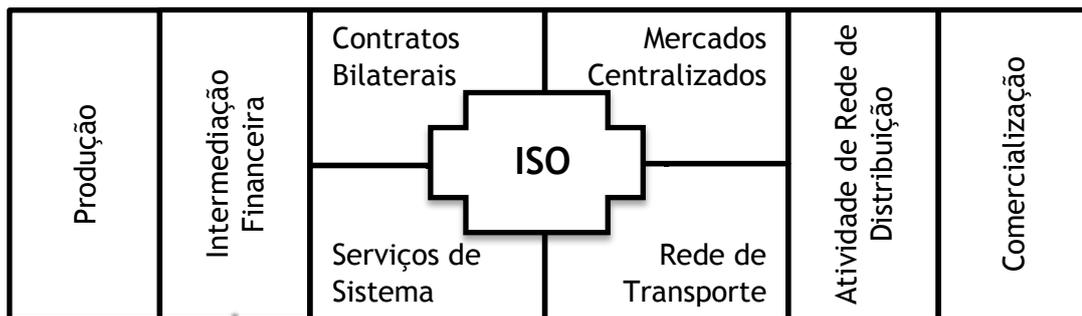


Figura 2.3 - Novo modelo desagregado do setor elétrico [4].

Ao analisar a Figura 2.3, é importante referir que as atividades de Produção, Comercialização e Intermediação Financeira funcionam em ambiente de livre concorrência. No entanto, e assim como referido anteriormente, as atividades do transporte e de distribuição ficam a cargo de empresas responsáveis pela prestação desses serviços em termos de monopólio regulado. Na zona central da Figura 2.3 verifica-se a existência de um número considerável de atividades, nomeadamente o estabelecimento de contratos bilaterais, os mercados centralizados, o *Independent System Operator* (ISO) e os serviços de sistema.

No que diz respeito aos contratos bilaterais, estes poderão ser físicos ou financeiros e supõem o relacionamento direto entre entidades produtoras por um lado, e comercializadores e clientes elegíveis por outro. Estas entidades estabelecem entre si acordos englobando preço e modulação de energia a produzir/consumir ao longo de um intervalo de tempo, de forma geral longo [4]. Salienta-se que este tipo de contratos poderá reforçar o poder de mercado dos agentes dominantes, assim como provocar uma manipulação dos preços [3].

Os mercados centralizados deram origem ao aparecimento do Operador de Mercado, sendo este responsável por receber as propostas de venda por parte dos produtores e as propostas de compra por parte dos comercializadores e clientes elegíveis. Após organizar as propostas de compra por ordem decrescente de preço e as propostas de venda por ordem crescente de preço, o Operador de Mercado determina o despacho puramente económico que resulta da interseção das curvas agregadas de compra e de venda. Este operador é então responsável por entregar os 24 ou 48 despachos puramente económicos ao ISO, admitindo que o período diário está segmentado em intervalos de 1 hora ou de 30 minutos.

Depois de receber os respetivos despachos puramente económicos provenientes do Operador de Mercado, o ISO avalia a viabilidade técnica de se proceder à execução dos mesmos conjuntamente com os despachos provenientes dos contratos bilaterais celebrados entre os produtores e os comercializadores e/ou clientes elegíveis. Se o despacho económico for viável, ou seja, se não existir violação dos limites técnicos dos equipamentos da rede, o ISO deverá proceder à contratação dos serviços de sistema. Caso o despacho económico não seja viável, este deverá ser sujeito a modificações induzidas ou forçadas através de diversos mecanismos [4].

Por fim, os serviços de sistema são serviços que permitem o bom funcionamento do sistema e garantem os níveis mínimos de qualidade, segurança e fiabilidade. São exemplos deste tipo de serviços, a produção de potência reativa/controlo de tensão, a regulação de frequência/ reservas e o *blackstart*.

2.4. Modelo em *Pool*

A eletricidade é uma *commoditie* que não pode ser armazenada, sendo assim inviável o estabelecimento de um verdadeiro mercado *spot* [3]. Nos mercados de eletricidade as transações são contratadas algum tempo antes da entrega física, uma vez que é impossível satisfazer o consumo, sistematicamente, sem um planeamento prévio da produção. Este tipo de mercados funciona normalmente no dia anterior àquele em que será implementado o resultado das propostas de compra/venda aceites, pelo que muitas vezes são designados por *Day-Ahead Markets* [4]. O *Pool* ou bolsa de eletricidade surge desta forma como uma aproximação a um verdadeiro mercado *spot*, sendo este um mecanismo que permite o relacionamento indireto entre agentes produtores, por um lado, e comercializadores ou clientes elegíveis, por outro [3]. Estes mercados têm como objetivo equilibrar a produção e o consumo resultantes das propostas de compra e venda apresentadas pelos comercializadores/clientes elegíveis e pelos produtores, respetivamente. Assim, os agentes produtores comunicam ao mercado, para além do nó de injeção, a quantidade de energia que estão disponíveis para produzir e o preço mínimo que pretendem receber para produzir a

respetiva quantidade. Por outro lado, os comercializadores e/ou clientes elegíveis comunicam ao mercado a quantidade de energia baseada nas suas previsões de consumo, que pretendem adquirir segundo um determinado preço máximo.

Tendo em conta o horizonte temporal de curto prazo que está associado ao *Pool*, verifica-se que as decisões de investimento já foram tomadas pelos agentes produtores, e por conseguinte, as propostas de venda que estes apresentam ao mercado tendem a refletir os seus custos marginais de curto prazo [4]. O Operador de Mercado, normalmente responsável pelo *Pool*, irá receber dos diferentes agentes as suas propostas de compra e de venda para as 24 horas do dia seguinte. Estas 24 horas são discretizadas em 24 ou 48 intervalos de 1 hora ou de 30 minutos, respetivamente, de forma a acomodar as variações de carga típicas de um dia e a refletir as variações dos custos de exploração associados às diferentes unidades de produção. De seguida, o Operador de Mercado ordena as propostas de compra por ordem decrescente de preço e as propostas de venda por ordem crescente de preço, obtendo-se as respetivas curvas agregadas. Assim como mencionado em 2.3, depois da obtenção das curvas agregadas de compra e venda, o Operador de Mercado irá determinar os 24 ou 48 despachos puramente económicos resultantes da intersecção das curvas agregadas e envia-los para o Operador de Sistema, ISO, que irá avaliar a sua viabilidade técnica.

O mercado em *Pool* admite duas versões, simétrica e assimétrica, que serão analisadas em 2.4.1 e 2.4.2.

2.4.1. *Pool* Simétrico

O *Pool* simétrico corresponde à versão vulgarmente utilizada para implementar os mecanismos de mercado entre a procura e a oferta. Esta versão admite não só a possibilidade dos produtores apresentarem as suas propostas de venda, como também possibilita que os comercializadores e/ou clientes elegíveis apresentem as suas propostas de compra. O facto dos comercializadores e/ou clientes elegíveis poderem apresentar as suas propostas de compra ao mercado, permite refletir nessas propostas alguma elasticidade da carga relativamente ao preço, pelo que os referidos agentes devem preparar as suas propostas de compra de acordo com o benefício decorrente da utilização da energia elétrica [4]. Assim, os produtores deverão indicar ao mercado para além do nó de injeção, o preço mínimo a que pretendem ver remunerado o seu serviço, para cada período do dia seguinte para o qual o mercado está recetivo a receber propostas. Este tipo de propostas são designadas por propostas simples. No que diz respeito aos comercializadores e/ou clientes elegíveis, estes deverão indicar a potência pretendida para cada intervalo do dia seguinte, conjuntamente com o preço máximo que estão disponíveis a pagar para receber o respetivo serviço [4]. O intervalo de tempo de um dia, que será alvo de negociação no dia anterior, encontra-se

normalmente discretizado em 24 ou 48 intervalos de 1 hora ou 30 minutos, respetivamente. Posteriormente, o Operador de Mercado que está responsável pelo funcionamento do *Pool*, ordena por ordem crescente de preço as propostas de venda apresentadas pelos produtores e por ordem decrescente de preço as propostas apresentadas pelos comercializadores e/ou clientes elegíveis, para cada um dos intervalos do dia seguinte em que o tempo se encontra discretizado. Da respetiva ordenação resultam duas curvas agregadas relativas à procura e à oferta. Da sua interseção resulta o Preço de Encontro de Mercado, *Market Clearing Price*, e a energia elétrica respetiva corresponde à quantidade negociada, *Market Clearing Quantity*, tal como se encontra ilustrado na Figura 2.4.

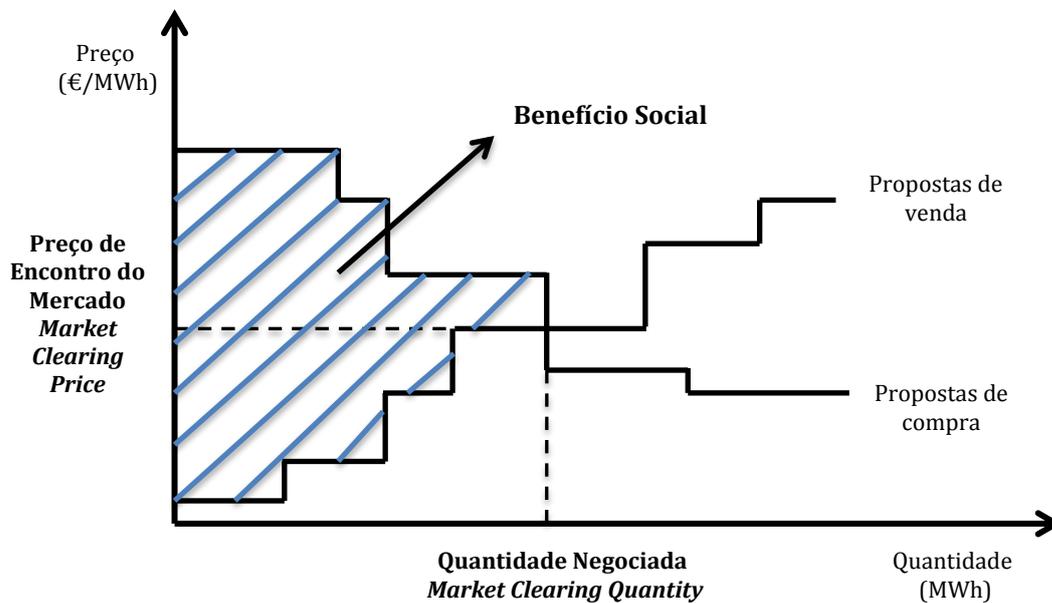


Figura 2.4 - Funcionamento de um Pool simétrico [4]

As propostas que se encontrem à esquerda do ponto de interseção das curvas de compra e de venda serão aceites, enquanto as restantes propostas serão rejeitadas, uma vez que não existem ofertas de compra cujo preço seja superior ao das ofertas de venda ainda não despachadas [5]. Os agentes produtores que apresentem propostas com um preço inferior ao Preço de Encontro de Mercado, serão todos eles remunerados segundo esse preço de referência para a quantidade de energia elétrica que se dispuseram a produzir, para o respetivo período horário. Um mercado com um princípio de funcionamento deste tipo tem por objetivo a maximização do Benefício Social, que traduz o facto de os consumidores considerarem que têm um benefício superior na utilização de energia elétrica em relação ao preço que irão pagar por esta. A maximização do Benefício Social corresponde graficamente à área a sombreado da Figura 2.4, sendo esta resultante da maximização da área entre as curvas de oferta de compra e de venda.

A formulação matemática do mercado em *Pool* simétrico é dada por (2.1) a (2.4).

$$Max = \sum_{i=1}^{Nc} C_{ci}^{of} \cdot P_{ci} - \sum_{j=1}^{Ng} C_{Gj}^{of} \cdot P_{Gj} \quad (2.1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{Nc} P_{ci} = \sum_{j=1}^{Ng} P_{Gj} \quad (2.2)$$

$$0 \leq P_{ci} \leq P_{Ci}^{of} \quad (2.3)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (2.4)$$

Nesta formulação:

N_c - número de propostas de compra;

N_g - número de propostas de venda;

C_{ci}^{of} - preço que a carga i está disposta a pagar pelo consumo de energia;

C_{Gj}^{of} - preço que a produção j pretende receber por unidade de energia fornecida;

P_{ci} - potência despachada relativa à carga i ;

P_{Gj} - potência despachada relativa à produção j ;

P_{Ci}^{of} - potência da proposta de compra relativa à carga i ;

P_{Gj}^{of} - potência da proposta de venda relativa à produção j .

As ofertas de venda descritas anteriormente supõem uma simplificação muito grande em relação às condições de operação dos grupos produtores, uma vez que não admitem qualquer dependência temporal entre as propostas transmitidas por esses mesmos grupos. Na realidade é invulgar encontrar-se um modelo tão simplista, sendo que de um modo geral os agentes produtores fazem chegar ao Operador de Mercados as denominadas propostas complexas. As propostas complexas têm a particularidade de indicar por exemplo, para além dos pontos especificados anteriormente para as propostas simples, as janelas de operação dos seus grupos geradores. Por conseguinte, os produtores agregam às suas propostas simples informação como, a indivisibilidade do primeiro bloco (mínimo técnico de geradores térmicos), o gradiente de variação de carga, informação sobre a remuneração mínima diária a obter e as paragens programadas [4].

É importante referir que o funcionamento deste tipo de mercado será tanto mais eficiente quanto mais agentes nele participarem, tanto na procura como na oferta, assim como quanto menor for a concertação na preparação das propostas. Estes dois aspetos proporcionam menores descontinuidades nas curvas de oferta de compra e venda e são evitadas posições de domínio de mercado por parte de alguns agentes [4].

2.4.2. Pool Assimétrico

O modelo de funcionamento assimétrico do *Pool* admite apenas a apresentação de propostas de venda dos agentes produtores, sendo que os comercializadores e/ou clientes elegíveis indicam somente as suas previsões de consumo. O *Pool* estruturado desta forma assume por conseguinte que a carga é totalmente inelástica e que está disposta a pagar qualquer preço para ver satisfeitas as suas necessidades. A principal desvantagem inerente à utilização do *Pool* assimétrico decorre do facto de se ter uma maior volatilidade dos preços, uma vez que se está fortemente dependente dos preços de venda ofertados, do nível de procura e da ocorrência ou não, de saída de serviços dos grupos produtores [4].

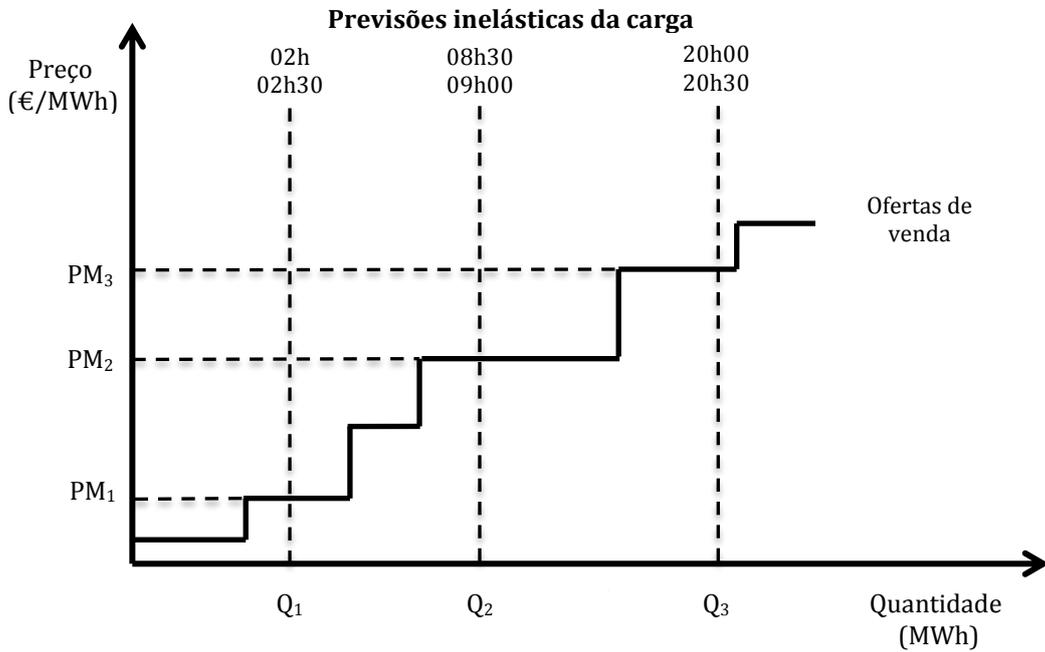


Figura 2.5 - Funcionamento de um *Pool* assimétrico [4].

O objetivo deste modelo consiste na minimização do custo de energia elétrica produzida, sendo a sua formulação matemática dada por (2.5) a (2.7).

$$Max Z = - \sum_{j=1}^{Ng} C_{Gj}^{of} \cdot P_{Gj} \Leftrightarrow Min Z = \sum_{j=1}^{Ng} C_{Gj}^{of} \cdot P_{Gj} \quad (2.5)$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^{Ng} P_{Gj} = \sum_{i=1}^{Nc} P_{Ci}^{spec} \quad (2.6)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (2.7)$$

Nesta formulação:

N_c - número de previsões de carga;

N_g - número de propostas de venda;

C_{Gj}^{of} - preço que a produção j pretende receber por unidade de energia fornecida;

P_{Gj} - potência despachada relativa à produção j ;

P_{ci}^{spec} - potência prevista para a carga i ;

P_{Gj}^{of} - potência da proposta de venda relativa à produção j .

2.4.3. Modelos Obrigatórios e Voluntários

Para além do *Pool* simétrico e do assimétrico, os mercados centralizados podem também ser classificados como obrigatórios ou voluntários. Os modelos obrigatórios impõem que todos os agentes elegíveis apresentem as suas propostas de compra e venda ao mercado. Esta formulação do mercado não permite qualquer tipo de relacionamento comercial direto entre os agentes produtores, por um lado, e os comercializadores e/ou clientes elegíveis, por outro, obrigando a que toda a energia elétrica seja transacionada em ambiente de mercado. Esta estrutura é normalmente designada por comprador único e é conhecida em literatura inglesa pela expressão *Single Buyer* [4]. Numa estruturação do mercado de forma voluntária, os agentes, para além de poderem apresentar as suas propostas ao mercado, podem também acordar um preço para a transação de energia elétrica entre si, designando-se este mecanismo por contratos bilaterais, que serão alvo de análise em 2.4.4.

2.4.4. Contratos Bilaterais

Os contratos bilaterais são mecanismos contratuais que permitem um relacionamento comercial direto entre os agentes produtores, por um lado, e os comercializadores e/ou clientes elegíveis, por outro. Estes contratos resultam da necessidade de proteger as entidades compradoras e vendedoras do setor elétrico da volatilidade dos preços de um mercado com mecanismos em *Pool*, assim como para conferir às entidades consumidoras a liberdade de escolha dos fornecedores com os quais se querem relacionar [4]. Existem dois tipos de contratos bilaterais, os contratos bilaterais físicos e os contratos do tipo financeiro.

Os contratos bilaterais físicos são contratos livremente estabelecidos entre duas partes, pelos quais uma delas se compromete a colocar na rede, e a outra a receber, a energia elétrica contratada, aos preços e condições fixados no mesmo contrato [6]. A qualidade de serviço e a modulação da potência ao longo do período de contrato são algumas das

condicionantes que poderão ser fixadas entre as entidades contratantes [4]. Os respetivos vínculos contratuais têm normalmente associada uma duração mínima de um ano, podendo estes ser ou não aplicados numa base diária ou mesmo horária. No entanto, os contratos bilaterais físicos têm o inconveniente de influenciar diretamente as condições de exploração do sistema elétrico, uma vez que são injetados fluxos de potência nos respetivos sistemas. Por conseguinte, estes contratos apenas se concretizam caso o Operador de Sistema confirme a viabilidade técnica da execução dos mesmos.

No que diz respeito aos contratos do tipo financeiro, estes poderão ser subdivididos em contratos por diferenças, contratos de futuros e contratos de opções. A principal vantagem deste tipo de contratos é que não afetam diretamente as condições de exploração do sistema elétrico e servem exclusivamente para estabilizar as remunerações a pagar e a receber pelas entidades consumidoras e produtoras, respetivamente [4]. Nos contratos por diferenças, as entidades envolvidas acordam um preço-alvo, *Target Price*, que servirá de *hedging* relativamente às flutuações dos preços no mercado a curto prazo. Assim, nos intervalos de tempo em que o preço-alvo seja superior ao preço de mercado, a entidade consumidora paga à entidade produtora a diferença entre o preço-alvo e o preço de mercado. Por outro lado, nos intervalos de tempo em que o preço de mercado for superior ao preço-alvo, a entidade produtora paga à entidade consumidora a diferença entre o preço de mercado e o preço-alvo. O mecanismo subjacente ao funcionamento dos contratos por diferenças pode ser observado na Figura 2.6.

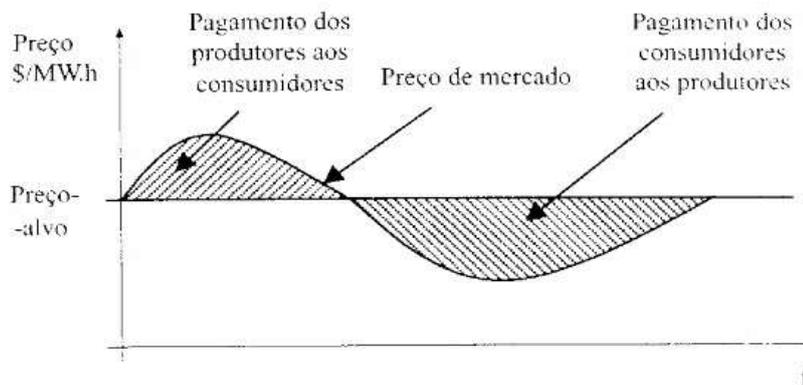


Figura 2.6 - Representação gráfica do funcionamento de um contrato por diferenças [4].

Os contratos de futuros são mecanismos financeiros que permitem que uma entidade consumidora reserve uma determinada quantidade de energia elétrica a ser transacionada entre esta e um agente produtor, num determinado horizonte temporal e segundo um preço acordado por ambos. Este tipo de contratos poderá ser extremamente benéfico para as entidades compradoras, no caso dos preços de mercado na data da transação acordada serem superiores ao preço estabelecido no contrato. No entanto, facilmente se verifica que a

situação oposta se pode registar e, nesse caso, a entidade compradora perde a oportunidade de comprar energia elétrica mais barata.

De forma a colmatar os riscos associados à perda de oportunidade de comprar energia elétrica mais barata por parte dos comercializadores e/ou clientes elegíveis, surgem os contratos de opções. Estes contratos correspondem a um mecanismo que pode ser desativado, na possibilidade de surgirem investimentos mais atraentes.

Os contratos financeiros referidos permitem assim realizar, de uma forma mercantilista, o planeamento da exploração dos sistemas elétricos para um período de tempo mais alargado [4].

2.4.5. Modelo Misto

Os mercados centralizados do tipo *Pool* e os contratos bilaterais físicos são mecanismos que têm implícitas vantagens e desvantagens. Desta forma, é inevitável a coexistência de ambos para se obter um modelo mais competitivo e atrativo. A generalidade dos países tem vindo a adotar modelos mistos, em que o *Pool* corresponde a um mecanismo voluntário, uma vez que é também possível o relacionamento direto entre entidades produtoras e consumidoras [4]. São exemplos da implementação de estruturas mistas, os mercados transnacionais do NoordPool e do MIBEL, assim como o mercado que existiu na Califórnia.

Numa estrutura deste género, o Operador de Sistema, responsável pelo correto funcionamento do sistema elétrico, vê complicar-se o seu trabalho. Assim, este operador terá de verificar não só a viabilidade técnica de se estabelecerem os fluxos de energia elétrica decorrentes do despacho puramente económico determinado pelo Operador de Mercado, como também terá de avaliar a possibilidade de estes se processarem conjuntamente com os fluxos de energia elétrica resultantes dos contratos bilaterais físicos acordados entre entidades produtoras e consumidoras. Na eventualidade dos fluxos de energia elétrica resultantes do mercado centralizado e dos contratos bilaterais físicos serem inviáveis, por exemplo, pela existência de congestionamento de linhas, o Operador de Sistema deverá recorrer ao mercado de restrições de forma a realizar um novo redespacho puramente económico com o objetivo de eliminar os respetivos congestionamentos. No entanto, sendo viável proceder-se a todos os fluxos de energia elétrica, o Operador de Sistema deverá enviar o despacho final a todas as entidades produtoras e contratar os serviços de sistema necessários para a operação fiável e segura.

O funcionamento e os intervenientes de uma estrutura mista podem ser observados na Figura 2.7.

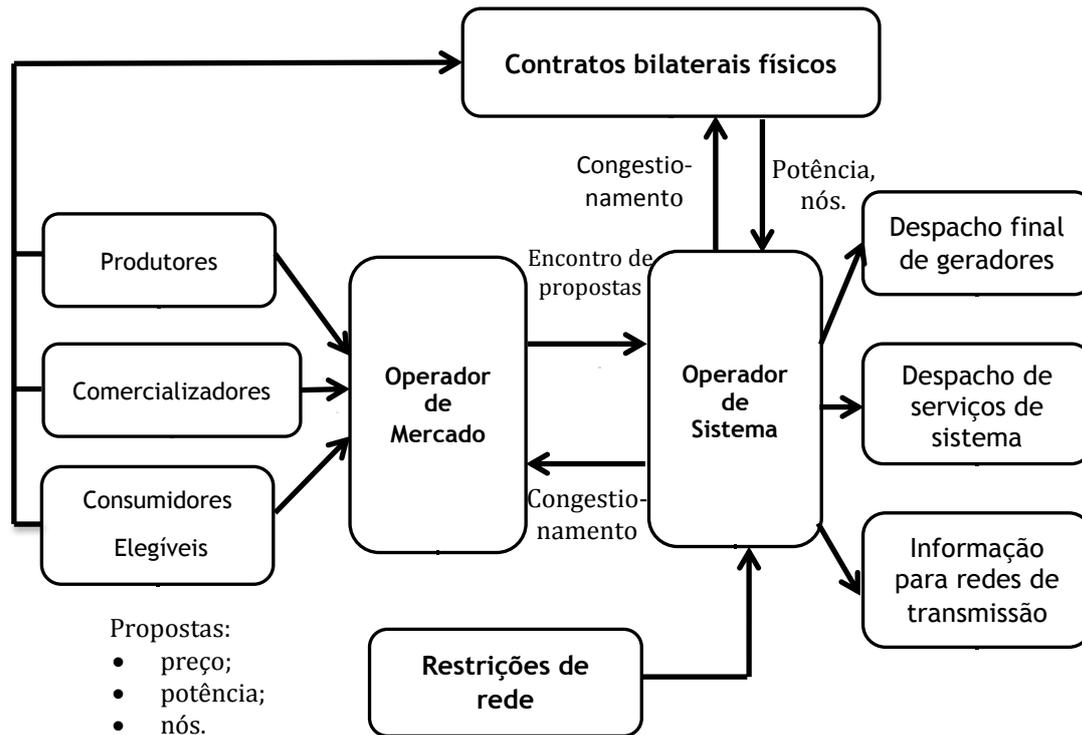


Figura 2.7 - Modelo misto de exploração do setor elétrico [4].

2.4.6. Diretivas Europeias

Ao longo das últimas duas décadas foram publicadas pela Comissão Europeia algumas diretivas com o objetivo de colocar em igualdade de circunstâncias os setores elétricos dos seus estados-membros, com vista à criação de um Mercado Interno de Eletricidade. A Diretiva Europeia 96/92/CE publicada a 19 de dezembro de 1996 e que entrou em vigor a 19 de fevereiro de 1999, foi a primeira Diretiva Europeia no âmbito do Mercado Interno de Eletricidade. Esta diretiva inclui um conjunto de artigos que abordam diversos temas relativos à organização do setor elétrico, onde se destacam as regras referentes à Produção de Energia Elétrica, à Exploração da Rede de Transmissão, à Especificação e Transparência da Contabilidade e à Organização do Acesso à Rede [4]. A mesma diretiva, no âmbito da Produção de Energia Elétrica, estabeleceu que “para efeitos de construção de novas instalações de produção, os estados-membros podem optar entre um sistema de autorização e/ou um sistema de adjudicação por concurso, devendo tanto as autorizações como os concursos processar-se segundo objetivos, transparentes e não discriminatórios” [7].

No que diz respeito à Exploração da Rede de Transmissão, tornou-se obrigatório a existência de uma nova entidade responsável pela exploração, manutenção e eventual expansão das redes, designada por *Transmission System Operator* (TSO) [3].

Quanto à Especificação e Transparência da Contabilidade, ficou estipulado que “os estados-membros ou qualquer entidade competente que designarem, têm o direito de acesso à contabilidade das empresas de produção, transporte ou distribuição cuja consulta seja necessária para a sua missão de controlo” [7]. Ainda no respetivo âmbito ficou definido que “as empresas verticalmente integradas manterão na sua contabilidade interna contas separadas para as suas atividades de produção, transporte e distribuição” [7], sendo o referido processo definido por *unbundling*, cuja definição e objetivos foram abordados em 2.3.

Na Organização do Acesso à Rede, esta diretiva refere a possibilidade de adoção de um sistema de acesso negociado, em que as empresas produtoras e os clientes elegíveis podem negociar entre si contratos de fornecimento na base de acordos comerciais voluntários, ou de um sistema baseado num comprador único, assim como referenciado em 2.4.3. Não obstante, foram também incluídas disposições genéricas em relação aos mecanismos tarifários e ao ritmo de abertura dos mercados [4].

A 26 de junho de 2003, a Comissão Europeia publicou a Diretiva Europeia 2003/54/CE, que revogou a Diretiva Europeia 96/92/CE, tendo como objetivo acelerar a criação do Mercado Interno de Eletricidade, assim como do gás natural [3]. Esta nova diretiva estipula a obrigatoriedade da criação de entidades reguladoras independentes do setor da eletricidade, com o propósito de garantir uma concorrência efetiva e um bom funcionamento do mercado [8]. A Diretiva Europeia 2003/54/CE também impõe que todos os consumidores comerciais e industriais tenham liberdade de escolha do seu fornecedor a partir de 1 de julho de 2004, e que a partir de 1 de julho de 2007 o mesmo direito seja estendido a todos os restantes consumidores [3].

A 13 de julho de 2009 surgiu a Diretiva Europeia mais recente, estando ainda hoje em vigor, designada por Diretiva 2009/72/CE. Esta diretiva incide essencialmente sobre o setor do gás natural, impondo, também algumas alterações ao setor elétrico. De entre o conjunto de novas medidas destaca-se a obrigatoriedade de cada empresa proprietária de uma rede de transporte agir como operador da rede de transporte (TSO), exigindo igualmente a separação entre os TSO, e as atividades de produção e comercialização. Ficou ainda prevista, com base nesta última diretiva, a criação da Agência de Cooperação de Reguladores de Energia, que será independente dos estados-membros e da Comissão Europeia, tendo como principais objetivos a eliminação dos obstáculos técnicos às trocas transnacionais de energia e a coordenação das atividades dos reguladores nacionais [5].

Capítulo 3

Mercado Ibérico de Eletricidade

3.1. Caracterização do setor elétrico português

3.1.1. Resenha histórica

Ao longo dos últimos 30 anos o SEN sofreu profundas alterações a nível estrutural, regulamentar e de propriedade dos ativos envolvidos. Antes de 1970 existiam diversas companhias elétricas orientadas ou para a produção de energia elétrica, ou para a atividade de distribuição, e uma única destinada ao transporte de eletricidade [5].

Em 1976, foi criada a empresa Eletricidade de Portugal, EDP, que era uma empresa estatal verticalmente integrada, ou seja, responsável por todas as principais atividades do setor elétrico, adquirindo por conseguinte o monopólio do setor.

Em 1988, começam a sentir-se os principais sinais de mudança no setor. Com a publicação do Decreto-Lei nº 189/88, a EDP foi obrigada a aceitar nas suas redes a produção de energia elétrica proveniente de parques eólicos, centrais de cogeração e de pequenos aproveitamentos hídricos, remunerando estes de acordo com tarifas muito atrativas [1].

Em agosto de 1994, foi criada a Rede Elétrica Nacional, REN SA, como subsidiária da EDP [5].

Em 1995, a publicação dos Decretos-Lei nº 182/95 a 188/95, proporcionaram a reestruturação do SEN. Assim passaram a coexistir dois subsistemas, o Sistema Elétrico de Serviço Público, SEP, e o Sistema Elétrico Independente, SEI. O SEP encontra-se associado ao mercado regulado e integra as entidades titulares de licenças vinculadas de produção, a entidade concessionária da rede nacional de transporte, RNT, as entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição e os clientes vinculados [1]. O referido sistema é responsável por assegurar o fornecimento de energia elétrica com padrões de qualidade de serviço adequados e de acordo com o princípio de uniformidade tarifária [10].

O SEI encontra-se associado ao mercado liberalizado e é composto pelo Sistema Elétrico Não Vinculado, SENV, e pelos produtores em regime especial que fornecem a sua energia ao SEP. O SENV integra os produtores não vinculados, os distribuidores não vinculados e os clientes não vinculados. Este sistema tem por finalidade a satisfação de necessidades próprias ou de terceiros, através de contratos comerciais não regulados estabelecidos livremente pelos seus intervenientes [4]. Ainda decorrente do pacote legislativo de 1995, foi criada a Entidade Reguladora do Setor Elétrico, hoje em dia designada por Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, responsável por ações regulatórias, sancionatórias e administrativas [4].

Relativamente às atividades de transporte e distribuição, estas eram atividades reguladas concessionárias.

A organização do Sistema Elétrico Nacional decorrente do pacote legislativo de 1995 encontra-se representada na Figura 3.1.



Figura 3.1 - Organização do Sistema Elétrico Nacional após o pacote legislativo de 1995 [11].

Decorrente da reestruturação do setor elétrico ao abrigo do pacote legislativo de 1995, o Governo Português aprovou uma reestruturação vertical e horizontal da EDP, com a criação de uma empresa *holding* e de diversas empresas participadas atuando em áreas geográficas bem definidas na área da produção - principalmente hídrica e térmica - transporte e distribuição de energia elétrica [1]. No ano 2000, o Governo Português decide privatizar a EDP, tornando-se o capital social desta detido em maioria por privados. Ainda no decorrer desse ano, o Estado Português adquiriu 70% do capital da REN, SA, de forma a reforçar as condições de isenção e transparência de atuação do TSO. Atualmente, a EDP é totalmente privada, uma vez que o Estado Português vendeu em dezembro de 2011, o capital social que ainda detinha ao grupo chinês, *Three Gorges Corporation*. A REN é também atualmente

detida em maioria por privados, dado que em fevereiro de 2012 o Estado português vendeu 40% do capital social que detinha da REN, SA a dois grupos de investidores estrangeiros [5].

O ano de 2003 foi também um ano histórico no que diz respeito à evolução do setor elétrico nacional. Assim, a publicação dos Decretos-Lei nº 184/2003 e 185/2003, marcaram o início do processo de liberalização global do setor elétrico em Portugal, confirmando-se igualmente a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade, que será alvo de análise em 3.3. [5].

3.1.2. Organização do setor elétrico português

Atualmente, a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional encontram-se definidos de acordo com o Decreto-Lei nº 29/2006, que define ainda as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização e à organização dos mercados de eletricidade [12]. Desta forma, e de acordo com este Decreto de Lei, o SEN baseia-se na coexistência de um mercado liberalizado com um mercado regulado. Desta forma, é possível que os consumidores optem por estabelecer contratos com o comercializador regulado, segundo as condições aprovadas pela ERSE, ou negociar livremente com comercializadores do mercado liberalizado. Contudo, o mercado regulado será extinto no final do ano de 2015 e, por conseguinte, os consumidores deverão mudar até lá para o mercado liberalizado [13]. Na Figura 3.2 encontra-se representada a organização atual do SEN.



Figura 3.2 - Organização do Sistema Elétrico Nacional atual [14].

O SEN encontra-se dividido em cinco atividades principais, sendo estas a produção, o transporte, a distribuição, a comercialização e a operação de mercados centralizados de eletricidade. As atividades de produção e de comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, enquanto as atividades de transporte e de distribuição são atividades reguladas exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público, funcionando desta forma numa lógica de monopólio natural.

A produção de eletricidade integra a classificação de produção em regime ordinário, com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros eletroprodutores hídricos, e produção em regime especial, relativa à cogeração e à produção a partir da utilização de fontes de energia renováveis [12].

Antes da liberalização do setor elétrico, a maioria dos centros electroprodutores em regime ordinário beneficiavam da existência de contratos de longo prazo (CAE). A passagem para um regime de mercado veio ditar a necessidade de cessarem estes contratos de longo prazo. Como tal, foi criado um mecanismo de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), que assegura o cumprimento das obrigações mútuas dos CAE sem impedir a participação em mercado das respetivas centrais [15].

A atividade de transporte de eletricidade, é efetuada através da Rede Nacional de Transporte, RNT, sendo a REN a detentora da concessão [16]. A concessão inclui o planeamento, a construção, a operação e a manutenção da RNT, abrangendo ainda o planeamento e a gestão técnica global do SEN para assegurar o funcionamento harmonizado das infraestruturas que o integram, assim como a continuidade e a segurança do abastecimento de eletricidade. Assim, para além da condição de Operador de Sistema, a REN tem o papel de Operador da Rede de Transmissão, o que o torna um TSO. A expansão da RNT é financiada pela receita da atividade de transporte, que por sua vez é suportada pela Tarifa de Utilização da Rede de Transporte, TURT. Esta tarifa é paga por todos os consumidores e está incluída na Tarifa de Acesso às Redes [1].

A atividade de distribuição tem como principais funções a exploração e a manutenção das redes de distribuição. A concessão das redes de distribuição de alta e média tensão está atribuída pelo Estado Português exclusivamente à empresa EDP Distribuição. Para a baixa tensão, as redes de distribuição são operadas no âmbito de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e os distribuidores, atualmente concentrados na EDP Distribuição [16]. O seu serviço é remunerado pela Tarifa do Uso da Rede de Distribuição, TURD, que é paga por todos os consumidores e está incluída na Tarifa de Acesso às Redes [1].

A atividade de comercialização é exercida em regime de livre concorrência. Assim, o comercializador é livre de comprar e vender eletricidade, tendo o direito de acesso às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas reguladas [17]. Atualmente existem ainda dois tipos de comercializador, o comercializador de último recurso, CUR, a operar no Mercado Regulado, e o comercializador livre a operar no Mercado Liberalizado. O

papel do CUR é desempenhado pela EDP Serviço Universal, EDP SU, e tem por obrigação assegurar o fornecimento de eletricidade a todos os consumidores, sendo remunerado segundo tarifas reguladas. O CUR deve também garantir a utilização efetiva de toda a PRE, e poderá ainda adquirir energia nos mercados organizados, como o MIBEL [5].

Os comercializadores livres a atuar em Portugal são a EDP Comercial, Iberdrola, Endesa, entre outros.

3.2. Caraterização do setor elétrico espanhol

3.2.1. Resenha histórica

A eletrificação industrial em Espanha teve início em 1876. Em 1901, foi publicada a primeira estatística sobre o setor, que dá conta da existência de 859 centrais elétricas, com uma potência total de 127.940 HP, sendo que 61 % dessas centrais eram de origem térmica e os restantes 39% de origem hídrica [11]. Nos anos subsequentes o setor elétrico espanhol expandiu-se de forma acentuada, resultado dos elevados aumentos de carga que se verificavam anualmente. Até 1995, o Estado Espanhol detinha grande parte do sistema elétrico, sendo a outra parte detida por empresas verticalmente integradas que atuavam em áreas geográficas específicas. No entanto, e apesar da existência de várias empresas, os consumidores apenas se podiam relacionar com a empresa concessionária da sua área de residência [5]. As atividades de transporte e despacho encontravam-se integradas na mesma entidade. A regulação tarifária estava até então a cargo do Estado Espanhol, que fixava uma única tarifa para todo o país com base em aspetos políticos e sociais. Contudo, as zonas mais desfavorecidas eram compensadas com subsídios ou benefícios.

Em 1995, foi promovida uma reestruturação do setor elétrico. Esta reestruturação proporcionou a coexistência de dois subsistemas, um deles “integrado”, assegurando o serviço público, e o outro, “independente”, sujeito a leis de mercado e a contratos bilaterais [1]. Em 1997, e após uma forte contestação em relação ao modelo mencionado anteriormente, foi aprovada uma lei que originou o mercado de eletricidade Espanhol (*Ley del Sector Eléctrico*), que entrou em vigor a 1 de janeiro de 1998 [5]. Segundo esta nova lei, estes dois subsistemas foram abolidos, e passou a existir um único. Os principais objetivos da *Ley del Sector Eléctrico* visavam a redução da intervenção por parte do Estado, a liberdade de escolha do fornecedor por parte dos consumidores, a separação entre as atividades reguladas e as competitivas, nomeadamente a produção da distribuição, com uma separação progressiva da distribuição relativamente à comercialização [4][5]. Com a nova reestruturação do setor elétrico Espanhol, surgiram novos agentes e novas entidades que asseguravam o correto funcionamento do setor. Assim, foi criada a *Operadora del Mercado Español de Electricidade*,

OMEL, para atuar como Operador de Mercado, e que tinha como funções garantir a organização e a gestão técnica do mercado. No que diz respeito à exploração da rede de transporte, foi designada a *Red Eléctrica de España*, REE, atuando desta forma como Operador de Sistema.

Foi ainda criada a *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico*, CSEN, que tem o papel de regular o sistema elétrico Espanhol. Os seus principais objetivos e funções passam pela elaboração de propostas de tarifas a submeter ao governo para aprovação, o planeamento, o cálculo de remunerações das atividades reguladas, a supervisão do setor e a resolução de conflitos entre os agentes intervenientes no mercado, servindo como órgão consultivo do Estado [4].

3.2.2. Organização do setor elétrico espanhol

Assim como referido em 3.2.1, a *Ley del Sector Eléctrico* originou alterações significativas do setor elétrico Espanhol. A reestruturação implementada proporcionou a existência de um modelo com dois mercados distintos, o mercado de produção ou mercado grossista, denominado *Mercado Atacadista*, e o mercado de distribuição ou dos clientes finais, denominado *Mercado Retalhista*. O *Mercado Atacadista* encontra-se fortemente liberalizado, existindo desta forma a total liberdade das empresas efetuarem as transações que pretenderem. Quanto ao *Mercado Retalhista*, apenas os consumidores elegíveis são livres de efetuar transações [4]. O *Mercado Atacadista*, encontra-se organizado em torno de leilões e de um conjunto de processos técnicos de operação de sistema, sendo eles, o mercado diário, o mercado intradiário, a resolução de restrições técnicas, os serviços de serviços de sistema e a gestão de desvios. A participação nestes mercados não é obrigatória caso as empresas já tenham estabelecido qualquer tipo de contrato bilateral [5].

O mercado diário Espanhol é um mercado do tipo *Pool* simétrico, cujo princípio de funcionamento foi descrito em 2.4.1. Podem participar neste mercado os titulares das unidades de produção, os autoprodutores, os distribuidores e os comercializadores elegíveis. Estes agentes devem apresentar, para cada intervalo horário do dia seguinte, as suas propostas de compra e venda ao Operador de Mercado, OMEL. As respetivas propostas podem ser simples ou complexas.

O mercado intradiário Espanhol, funciona como um complemento do mercado diário. Desta forma, os diferentes agentes podem ajustar as suas posições de compra e de venda em relação ao programa diário viável definitivo [10]. As regras de funcionamento deste tipo de mercado são semelhantes às do mercado diário, sendo que neste caso os agentes podem intervir em seis sessões durante o dia.

Relativamente à resolução de restrições técnicas, sempre que se verificarem situações de congestionamento interno, a REE deverá aceitar ofertas de unidades de produção que aceitem alterar os valores de produção que lhe tinham sido inicialmente atribuídos [5]. Assim a REE deverá realizar um redespacho em relação à hora em que registou o congestionamento, preservando sempre a fiabilidade e a segurança de exploração e garantindo o menor custo possível.

A REE, como Operador de Sistema, é ainda responsável pela gestão dos mercados de serviços de sistema. No entanto, apenas as Reservas Secundária e Terciária vão a mercado, enquanto os restantes serviços de sistema têm carácter obrigatório e são definidos com base em regras técnicas.

A sequência de atividades descritas anteriormente é apresentada na Figura 3.3.

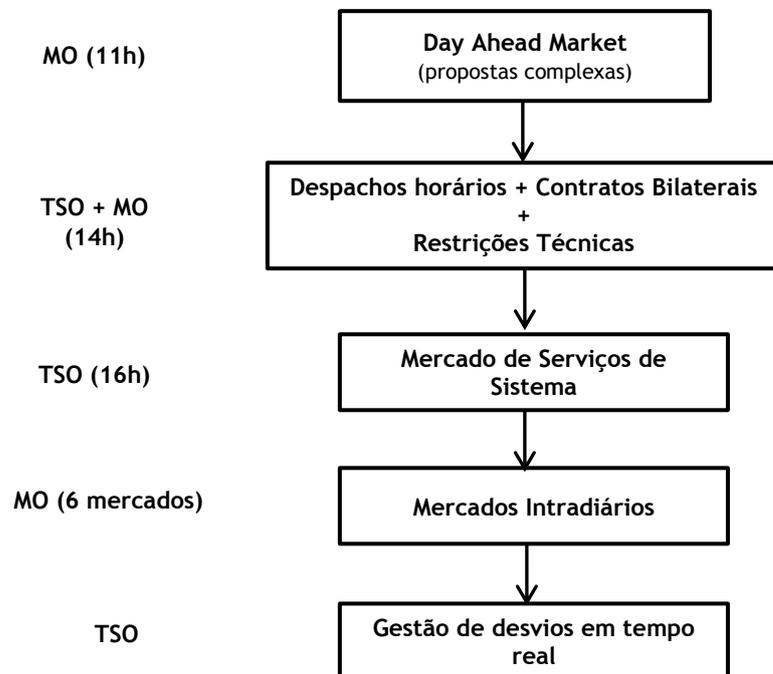


Figura 3.3 - Sequência de atividades no mercado de eletricidade espanhol [18].

3.3. Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL

3.3.1. Aspetos gerais

O Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL, resultou de um processo de cooperação desenvolvido pelos Governos de Portugal e de Espanha com o objetivo de promoverem a integração dos sistemas elétricos dos dois países [19].

Desde 1998, que Portugal e Espanha iniciaram conversações e estudos para a criação do MIBEL. Durante este processo ocorreram um conjunto de acontecimentos que, de forma gradual, foram alicerçando a construção e o desenvolvimento do MIBEL [19]. Na história da criação do MIBEL, podem ser destacados quatro acontecimentos considerados fulcrais, sendo eles [19]:

- Em novembro de 2001, a celebração do protocolo de colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do MIBEL;
- Em outubro de 2004, a assinatura do acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, em Santiago de Compostela;
- Em novembro de 2006, a realização da XXII Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, onde ambas as Administrações reafirmaram o seu empenho no aprofundamento do MIBEL;
- Em janeiro de 2008, assinatura em Braga do Acordo que revê o Acordo de Santiago de Compostela.

Tal como referido anteriormente as conversações sobre esta temática iniciaram-se em 1998, mas somente a 14 de novembro de 2001 este acordo foi oficializado, ficando definido que o MIBEL entraria em funcionamento a 1 de janeiro de 2003 [5]. No entanto, o arranque do MIBEL apenas ocorreu a 1 de julho de 2007, devido a várias condicionantes políticas do calendário dos governos Português e Espanhol [19]. Assim, com a criação do MIBEL, passou a existir um mercado único com cerca de 29 milhões de consumidores e um consumo anual na ordem dos 311 TWh [5].

A criação do MIBEL tem como principais metas [20]:

- 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 elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

Para que a criação de um mercado único configurasse um sucesso no que diz respeito ao cumprimento dos objetivos definidos pelo MIBEL, foi necessário ultrapassar algumas

dificuldades decorrentes da fusão dos mercados dos dois países. Entre essas dificuldades destaca-se, a capacidade de interligação entre os dois países, a compra de determinada quantidade de eletricidade num país e a sua venda noutro, ou ainda a diferente regulamentação existente entre os dois países. Desta forma, na XVIII Cimeira Luso Espanhola que se realizou em 2002, foi decidido que o modelo do MIBEL iria ser baseado na existência de um Operador de Mercado Único, OMI [5].

3.3.2. Estrutura e funcionamento do MIBEL

O modelo de funcionamento do MIBEL assenta num modelo misto, integrando portanto um mercado em *Pool* simétrico e voluntário, que inclui os Mercados Diário e Intradiário, conjuntamente com a existência de contratos bilaterais físicos e financeiros.

O Acordo de Santiago de Compostela, de 1 de outubro de 2004, acordo que determinou o quadro jurídico caracterizador do atual modelo de funcionamento do MIBEL, prevê que o “MIBEL é formado pelo conjunto dos mercados organizados e não organizados nos quais se realizam transações ou contratos de energia elétrica e se negociam instrumentos financeiros que têm como referência essa mesma energia” [15]. Ao nível dos Mercados Organizados, fazem parte:

- O Mercado a prazo, para transações referentes a blocos de energia com entrega posterior à contratação, de liquidação quer por entrega física quer financeira;
- O Mercado diário, para transações referentes a blocos de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação, de liquidação necessariamente por entrega física (mercado *spot*);
- Mercado intradiário, para transações de liquidação necessariamente por entrega física (mercado *spot*).

No que refere aos Mercados não organizados, estes são compostos por contratos bilaterais entre as entidades do MIBEL, de liquidação tanto por entrega física como financeira [15].

Assim como referido em 3.3.1, na XVIII Cimeira Luso-Espanhola realizada em outubro de 2002 ficou definido que o modelo de organização do MIBEL iria ser baseado na existência de um Operador de Mercado único (OMI), que viria a ser composto por dois pólos, o pólo Português e o pólo Espanhol [20]. O Operador de Mercado Ibérico de Energia (pólo Português), OMIP, é responsável pela gestão do mercado a prazo, isto é, pela negociação a prazo de energia (contratos sobre eletricidade), permitindo a aquisição de energia a qualquer produtor ou comercializador que atue em Portugal e em Espanha [15][19]. O Operador de Mercado

Ibérico de Energia (pólo Espanhol), OMIE, é a entidade gestora do mercado de contratação à vista, responsável pela realização das liquidações dos mercados diário e intradiários [15][19].

Na Figura 3.4 está esquematizado o modelo organizativo do MIBEL.

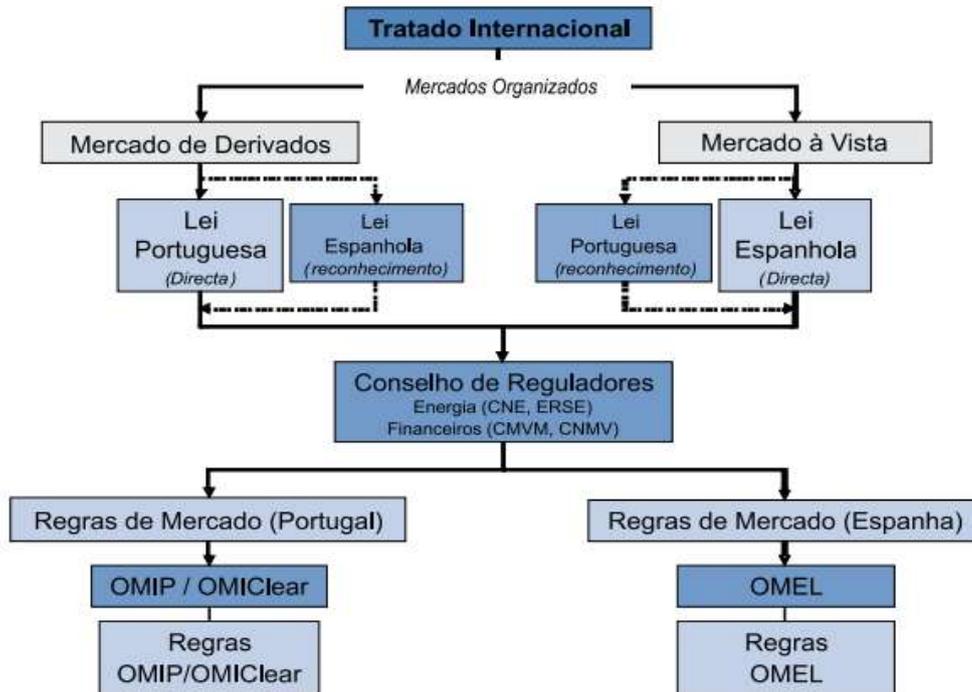


Figura 3.4 - Esquema organizativo do MIBEL [21].

3.3.3. OMIE

O Operador de Mercado Ibérico de Energia (pólo Espanhol), OMIE, é a entidade gestora do mercado de contratação à vista, com uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiários, em que se estabelecem programas de venda (produção) e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação. Assim, o OMIE é a entidade responsável pela realização das liquidações dos mercados diários e intradiários [22].

3.3.3.1. Mercado diário

O mercado diário do MIBEL, ou *Day-Ahead Market*, é a plataforma na qual se transaciona eletricidade para o dia seguinte ao da negociação e onde se realizam a maioria das transações [23]. Neste mercado são consideradas 24 horas de transação, sendo a hora espanhola a de referência para a negociação. Assim, todos os agentes envolvidos devem apresentar as suas propostas de compra e venda até às 12:00 de Espanha. Os diferentes participantes registados podem intervir no mercado *Pool* como vendedores ou compradores de energia. Como

vendedores de energia, podem participar todos os produtores disponíveis que não estejam vinculados a um contrato bilateral físico e comercializadores não residentes registados. De salientar que as unidades de produção na situação referida, não só devem, como estão obrigadas a apresentar propostas ao mercado diário [23]. Em Espanha, apenas estão salvaguardadas desta obrigação as unidades com capacidade inferior a 50 MW ou as que não estavam abrangidas pela RD 1538/1987 quando entrou em vigor a *Ley del Sector Eléctrico*. No que respeita a Portugal, estão salvaguardadas as unidades hídricas com capacidade inferior a 10 MVA e as unidades de cogeração e renováveis [23].

No grupo de compradores de energia, devem estar os comercializadores de último recurso, comercializadores, consumidores e agentes externos registados como compradores [23].

Como já foi referido em 2.4.1, o mercado em *pool* simétrico é realizado através do cruzamento entre as ofertas das curvas de compra e venda, por parte dos diversos agentes existentes no mercado. As ofertas geram curvas agregadas de compra e de venda, e a interseção das duas curvas permite obter o preço e a quantidade de energia negociada em cada intervalo do dia seguinte ao dia de negociação [5]. Na Figura 3.5 é apresentado um gráfico que permite observar a situação descrita anteriormente, para hora 22 do dia 7 de maio de 2013 [21].



Figura 3.5 - Curvas agregadas de compra e venda apresentadas ao OMIE, referente à hora 22 do dia 7 de maio de 2013 [24].

No MIBEL, as ofertas de compra e de venda podem conter até 25 licitações para cada hora, nos quais se oferece um preço para uma determinada quantidade de energia. Tal como referido anteriormente, existem dois tipos de propostas de venda, as propostas simples e as complexas. As propostas simples são as ofertas apresentadas pelos vendedores para uma determinada hora e unidade de produção da qual sejam titulares, com expressão apenas de

um preço e de uma quantidade de energia. As propostas de venda complexas, para além do preço e da quantidade, integram condições técnicas ou económicas, nomeadamente [23]:

- **Indivisibilidade do primeiro bloco** - permite fixar no primeiro lanço de cada hora um valor mínimo de funcionamento;
- **Gradiente de variação de carga** - permite estabelecer a diferença máxima entre a potência no início da hora e a potência final de hora da unidade de produção, o que limita a energia máxima a alocar em função do despacho da hora anterior e da seguinte, evitando assim alterações bruscas na operação das unidades de produção;
- **Remuneração mínima** - permite a realização de ofertas para todas as horas, embora tenha em conta que a unidade de produção não participa no resultado da concertação do dia, se não obtiver para o total da sua produção no dia, uma remuneração superior a uma quantidade fixa, acrescida de um termo variável proporcional ao número de MWh alocados ($Rem_{min} = a + b.E$; em que a é um termo fixo, b é um termo variável e E é a energia alocada no dia);
- **Paragem programada** - permite que, caso a unidade de produção tenha sido retirada do despacho por não cumprir a condição solicitada de remuneração mínima, realize uma paragem programada num tempo máximo de três horas, evitando assim parar a partir do seu programa na última hora do dia anterior até à primeira hora do dia seguinte, mediante a aceitação do primeiro lanço para as três primeiras horas da sua oferta como ofertas simples, com a única condição de que a energia oferecida seja decrescente no primeiro lanço de cada hora.

O mercado diário tem constituído a principal plataforma de encontro das ofertas de compra e venda de energia eléctrica para os sistemas eléctricos de Portugal e de Espanha. Este mercado é possível porque existem um conjunto de interligações entre os dois países, que permitem o trânsito de energia. Assim, é necessário prever se a capacidade de interligação comercialmente disponível é suficiente para viabilizar o despacho que resulta do mercado. Caso não haja qualquer impedimento técnico, o despacho é efetuado sem qualquer entrave. No entanto, caso a capacidade de interligação não seja suficiente, ocorre uma situação de congestionamento. Esta situação obriga a aplicação do mecanismo de separação de mercados, designado por *Market Splitting* [15]. O respetivo mecanismo será explicado em 3.3.5.

3.3.3.2. Mercado Intradiário

Como referido anteriormente, o OMIE é responsável pela gestão do mercado ibérico diário e intradiário de eletricidade.

O mercado intradiário consiste num mercado de ajustes, que tem por objetivo obter ajustes sobre o programa diário viável definitivo, mediante a apresentação de ofertas de venda e de aquisição de energia elétrica, por parte dos agentes do mercado [24]. Uma particularidade deste mercado é a possibilidade de agentes com uma posição natural vendedora (produtores) poderem comprar energia, e os agentes com posição natural compradora (comercializadores) também poderem vender energia [24].

As ofertas de venda e de aquisição de energia elétrica podem ser apresentadas por todos os agentes habilitados para apresentar ofertas de venda no mercado diário, e aqueles agentes, de entre os habilitados para apresentar ofertas de aquisição e venda que tiverem participado na sessão do mercado diário correspondente, sobre o qual é aberta a sessão de mercado intradiário, ou executado um contrato bilateral físico. No entanto, no que se refere aos agentes vendedores, também podem participar aqueles cuja unidade de produção tenha estado indisponível para a participação no mercado diário e tenha posteriormente ficado disponível. De salientar que os agentes citados só poderão participar no mercado intradiário nos períodos horários de programação que corresponderem aos incluídos na sessão do mercado diário, na qual participaram ou não o fizeram por estar indisponíveis [24]. As propostas de compra e venda podem ser simples ou incluir condições complexas [24].

Atualmente, o mercado intradiário é estruturado em seis sessões ao longo do dia, sendo a distribuição de horários por sessão apresentada na Figura 3.6.

	SESSÃO (*)1ª	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento de sessão	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Concertação	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepção de desagregações de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicação PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de programação (períodos horários)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

(*)A partir de 15 de outubro, a sessão 1 do mercado intradiário passará a ter lugar entre as 17h e as 18:45h, e o horizonte de programação da mesma cobrirá 27 horas (anteriormente cobria 28), das quais 3 correspondem ao dia D-1 (H22, H23 e H24) e 24 correspondem ao dia D.

Figura 3.6 - Sessões do mercado intradiário do MIBEL [24].

Em cada uma das sessões, é definido o preço para as horas objeto de negociação. A primeira sessão determina o preço para as últimas 4 horas do dia D-1 e para as 24 horas do dia D, enquanto a sexta sessão forma o preço para as últimas 9 horas do dia D. É importante salientar que o dia D corresponde ao dia em que ocorrerá a entrega física da eletricidade negociada.

Em suma, o mercado intradiário tem por objetivo gerir os desvios a curto prazo previstos, para os programas de produção de energia e para o consumo. Também constitui um mecanismo necessário para resolver eventuais congestionamentos da rede de transporte, ou avarias de equipamentos presentes na rede elétrica, como saídas de serviço não previstas de um dado gerador [5].

3.3.4. OMIP

O Operador de Mercado Ibérico de Energia (pólo Português), OMIP, é responsável pela gestão dos mercados a prazo do MIBEL. O OMIP constitui a bolsa de derivados do MIBEL, que assegura a gestão do mercado conjuntamente com a OMIClear, sociedade constituída e detida totalmente pelo OMIP, a qual assegura as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado [25].

Na Figura 3.7 está representado o modelo de organização do OMIP e do OMIClear.



Figura 3.7 - Modelo organizativo do OMIP e OMIClear [26].

As negociações são feitas pelo OMIP, sendo posteriormente registadas, compensadas e liquidadas pelo OMIClear. Esta última entidade assume-se como compradora face ao vendedor e como vendedora face ao comprador, usando vários sistemas e procedimentos para controlar o risco assumido face aos participantes, nomeadamente através do depósito e gestão de garantias [25]. O OMIP tem como principais objetivos contribuir para o desenvolvimento do MIBEL, promover preços de referência ibéricos, disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco e superar algumas das limitações do Mercado *Over The Counter* (OTC) [25].

No OMIP negociam-se contratos de futuros, registando-se também contratos *forward* e *swap* [25]. Os contratos de futuro são padronizados (volume nominal e notação de preço) de

compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, no preço e data determinados no momento da transação. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega [27]. Os contratos de futuros constituem o produto mais negociado pelo OMIP [27]. No que se refere aos contratos *Forward*, estes são semelhantes aos contratos futuros, a diferença reside no facto dos ganhos e perdas resultantes das flutuações de preços, durante a fase de negociação, serem liquidados durante o período de entrega do contrato e numa base diária [25] [27]. Por último os contratos *SWAP*, sendo estes meramente financeiros, isto é, destinam-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo entrega do produto subjacente mas apenas a liquidação das margens correspondentes. Constituem contratos em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca [27].

Em relação à negociação no mercado a prazo, esta pode processar-se em contínuo ou em leilão. As negociações em contínuo realizam-se dentro do horário de negociação definido no Regulamento de Negociação. No que se refere à negociação em leilão, a mesma realiza-se em sessões específicas nas 4 primeiras quartas-feiras de cada mês, existindo obrigações de compra para os comercializadores de último recurso ibéricos [27]. Podem participar como membros do mercado a prazo do MIBEL as seguintes entidades [27]:

- Intermediários financeiros, que disponham de capacidade e competência de negociação, assim como de recursos suficientes para exercer as funções a que estão sujeitos;
- Produtores em regime ordinário;
- Comercializadores;
- Outros agentes do sector elétrico.

3.3.5. Market Splitting

O *Market Splitting* (separação de mercados) é um mecanismo de leilão implícito da capacidade de interligação entre dois sistemas, nas licitações efetuadas pelos agentes no mercado diário e pressupõe a existência de um mercado conjunto gerido por um único operador de mercado. O *Market Splitting* foi introduzido no MIBEL no dia 1 de julho de 2007 [5].

O congestionamento é uma situação que surge quando a capacidade de interligação entre duas ou mais redes não permite acomodar todo o fluxo de energia resultante das transações pretendidas pelos agentes do mercado. Esta falta de capacidade de interligação tanto pode ser devida à insuficiente capacidade das linhas de interligação, como a limitações ao nível interno de cada uma das redes nacionais. De forma a resolver este problema existem diferentes mecanismos para a gestão de congestionamentos, em ambiente de mercado, que têm por objetivo alocar de forma eficiente a capacidade de interligação existente, garantindo a segurança técnica do sistema. No MIBEL, o mecanismo existente para o horizonte diário é o *Market Splitting*, do qual resultam preços diferenciados para a zona portuguesa e para a zona espanhola, nas horas em que o congestionamento foi verificado.

Quando a capacidade de interligação entre os dois sistemas é superior ao trânsito de energia resultante do fecho de mercado, a interligação não fica congestionada e existe um único preço de mercado, igual para os dois sistemas. No entanto, quando a capacidade de interligação é inferior ao trânsito de energia resultante do fecho de mercado, a interligação fica congestionada no seu limite e os mercados ficam separados em termos de preço, sendo este superior no mercado importador e inferior no mercado exportador [5]. A existência de *Market Splitting* dá origem a uma renda de congestionamento, que resulta do facto dos preços nos dois sistemas serem distintos. O valor da renda de congestionamento é igual à diferença de preços entre os dois sistemas multiplicada pela capacidade de interligação, que corresponde à energia comprada no sistema de preço mais baixo e vendida no sistema de preço mais alto. As receitas provenientes desta renda são atribuídas aos operadores das redes de transporte dos dois países, com o objetivo de promoverem medidas de redução dos congestionamentos, nomeadamente através do investimento em capacidade adicional de interligação [5].

3.4. Interligações

A capacidade de interligação existente entre Portugal e Espanha é fundamental para que se consiga cumprir o objetivo de um Mercado Ibérico de Eletricidade, ou seja, a existência de um preço único para toda a área abrangida. Desta forma, é necessário um planeamento cuidadoso tanto na expansão da rede como na manutenção das linhas que interligam os dois países. Desde a entrada em funcionamento do MIBEL, a capacidade de interligação entre os dois países tem vindo a aumentar ao longo dos anos, com o objetivo de se reduzirem o número de horas em que há congestionamentos entre os dois países e por conseguinte diminuir o número de horas em que ocorre separação dos mercados (*Market Splitting*). Atualmente existem 9 linhas que interligam os sistemas elétricos Português e Espanhol, sendo que 5 linhas são de 400kV, 3 linhas são de 220 kV e uma linha é de 130kV [28]. Na Tabela 3.1

encontram-se indicadas, para cada nível tensão, as linhas existentes a interligar entre os dois países.

Tabela 3.1 - Linhas de interligação entre Portugal e Espanha [28].

Nível de Tensão (kV)	Linha
400	Alto Lindoso - Cartelle 1
	Alto Lindoso - Cartelle 2
	Falagueira - Cedillo
	Alqueva - Brovales
	Lagoaça - Aldeadávila
220	Pocinho - Aldeadávila 1
	Pocinho - Aldeadávila 2
	Pocinho - Saucelle
130	Lindoso - Conchas

Está ainda a ser construída uma nova linha de 400 kV que vai interligar Tavira e Puebla de Gúzman (Tavira - P.Guzman). Embora a REN tenha já finalizado o troço que se desenvolve em território português desta nova interligação com Espanha, a REE tem-se deparado com problemas de licenciamento e construção do respetivo troço. No entanto, prevê-se que esta linha entre em funcionamento no início do segundo semestre de 2014 [28]. Está igualmente prevista a construção de uma linha de 400kV entre Viana do Castelo e Fontefria para o ano de 2016 [28]. Com a entrada em serviço destas duas novas linhas é atingida a meta de 3000 MW de interligação entre Portugal e Espanha (em ambos os sentidos), cumprindo-se assim o objetivo delineado na Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, que ocorreu em novembro de 2006 [28].

3.5. Operadores dominantes na produção de energia elétrica

A produção de energia elétrica é uma das duas áreas da cadeia de valor do setor elétrico abertas a um regime de funcionamento de acordo com mecanismos de mercado. O exercício da atividade de produção está dependente da necessidade de licenciamento administrativo prévio e do volume de investimento inicial, que condiciona de forma inequívoca o aparecimento de novos agentes produtores. Também, a existência de economias de escala na atividade de produção, nomeadamente no acesso a mercados de energia primária, condiciona a chegada desses novos agentes ao setor [29]. Assim, o MIBEL encontra-se condicionado por um conjunto limitado de agentes produtores com a capacidade de exercício de poder de

mercado e de apropriação de rendas de equilíbrio anti competitivos, através da formação não eficiente de preços de mercado [29]. O eventual poder de mercado exercido por estes agentes, portugueses e espanhóis, está extremamente dependente da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha. Apesar da capacidade de interligação entre os dois países ter vindo a aumentar nos últimos anos, ainda não é suficiente para que se possam ignorar os riscos associados à existência de operadores dominantes no MIBEL. Por conseguinte, fica clara a necessidade de identificar quais os agentes com a capacidade de colocar em causa o correto funcionamento do mercado, para que assim sejam aplicados mecanismos que minimizem as consequências das suas estratégias de atuação [29].

Anualmente a ERSE e a Comisión Nacional de Energia (CNE) publicam, nas suas plataformas Web, a lista de operadores com posição de domínio de mercado nas suas áreas de intervenção (produção e comercialização), referentes ao ano anterior. A elaboração da lista de operadores dominantes na produção de energia elétrica é baseada nas quotas de mercado que cada agente possui. Assim, será considerado como operador dominante, no âmbito do MIBEL, qualquer entidade empresarial ou grupo económico que apresente uma quota de mercado que iguale ou exceda os 10% do valor global de produção de energia elétrica em regime ordinário, referente ao espaço físico da Península Ibérica [29].

3.5.1. Identificação dos Operadores Dominantes

A mais recente lista de operadores dominantes de produção e comercialização de energia elétrica foi publicada pela ERSE no dia 15 de novembro de 2012. Na Tabela 3.2 encontram-se identificados os operadores dominantes a atuarem no MIBEL.

Tabela 3.2 - Agentes produtores e comercializadores dominantes no MIBEL [2].

Global	Produção de energia elétrica	Comercialização de energia elétrica
Grupo Endesa	Grupo Endesa	Grupo Endesa
Grupo Iberdrola	Grupo Iberdrola	Grupo Iberdrola
Grupo EDP/Hidrocantábrico	Grupo EDP/Hidrocantábrico	Grupo EDP/Hidrocantábrico
Grupo Gas Natural Fenosa	Grupo Gas Natural Fenosa	Grupo Gas Natural Fenosa

Como se pode verificar na Tabela 3.2, os grupos Endesa, Iberdrola, EDP/Hidrocantábrico e Gas Natural Fenosa são considerados agentes dominantes tanto na produção como na comercialização.

Na Figura 3.8 encontram-se representadas as quotas de energia produzida em Espanha de cada agente produtor identificado na Tabela 3.2, referentes ao ano de 2012.

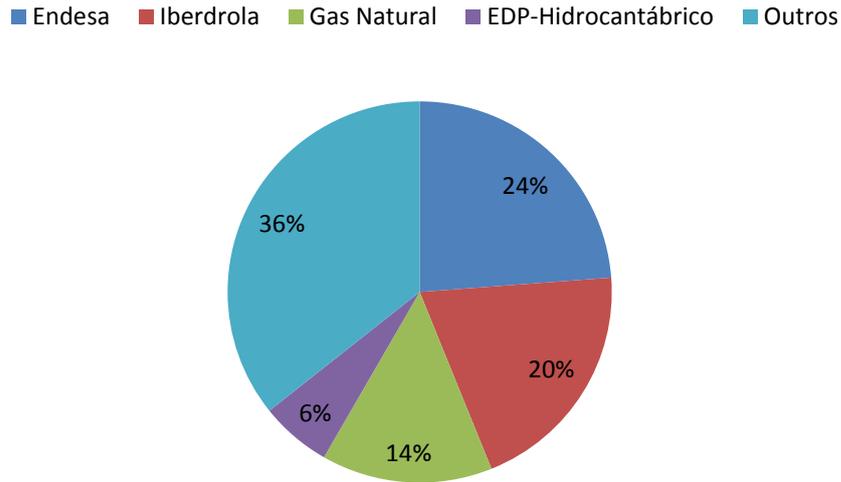


Figura 3.8 - Quota de energia produzida pelos agentes produtores dominantes no ano de 2012 em Espanha [30].

Como se pode constatar na Figura 3.8, os grupos Endesa e Iberdrola destacam-se como os dois agentes produtores com maior preponderância no MIBEL. Também é possível observar que o grupo EDP/Hidrocantábrico representa somente 6% da quota de energia produzida por agente em território espanhol, ou seja, aquém dos 10% necessários para ser considerado como agente dominante na produção de energia elétrica. No entanto, é necessário ter em consideração que os valores da Figura 3.8 dizem respeito somente a agentes com unidades de produção localizadas em Espanha, pelo que será necessário analisar o que se verificou em Portugal. Assim, na Figura 3.9 é possível verificar a quota de energia produzida pelos agentes com unidades de produção situadas em Portugal continental.

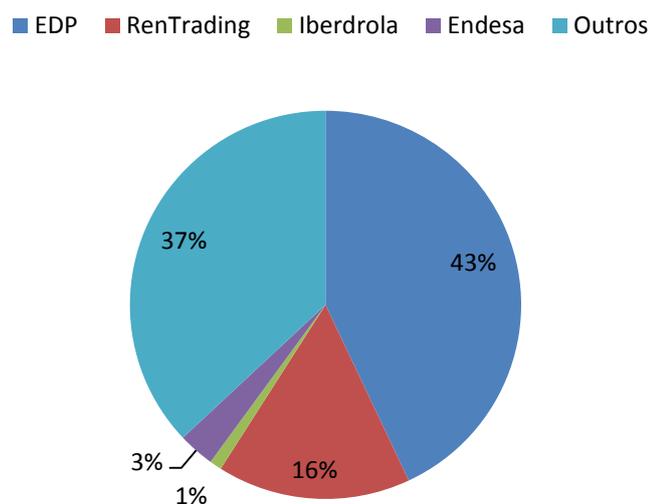


Figura 3.9 - Quota de energia produzida pelos principais agentes produtores no ano de 2012 em Portugal continental [31].

Da análise da Figura 3.9 destacam-se dois aspetos importantes. Em primeiro, o grupo EDP é o principal agente produtor em Portugal continental. Agregando a quota de energia produzida em Espanha no ano 2012, este grupo torna-se um agente dominante do MIBEL. O segundo aspeto, é que os 37% de quota de energia produzida por outros agentes são referentes, essencialmente, a produção em regime especial (PRE), o que evidencia a importância da PRE no atual sistema eletroprodutor nacional.

3.5.2. Capacidade de produção dos Agentes Dominantes

Depois de analisada a quota de mercado dos agentes dominantes, em Portugal e em Espanha, é igualmente importante analisar a capacidade disponível de produção desses agentes. Desta forma, na Figura 3.10 encontra-se representada a quota de capacidade de produção que os principais agentes em regime ordinário detiveram no ano de 2012 em Espanha.

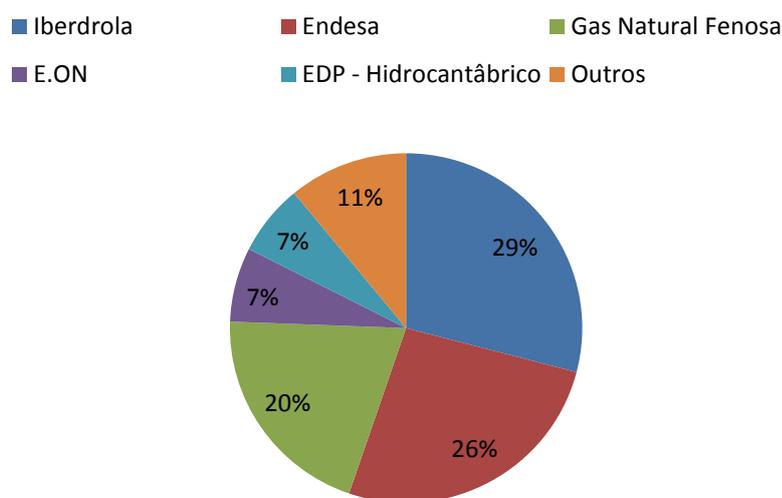


Figura 3.10 - Quota da capacidade disponível de produção dos principais agentes produtores do MIBEL [30].

Após uma análise da Figura 3.10, verifica-se que o grupo Iberdrola é o agente com maior capacidade de produção. Importa destacar que o gráfico da Figura 3.10 tem em consideração somente as unidades de produção instaladas em território espanhol. Em Portugal, o Grupo EDP detém a maior parte do parque eletroprodutor.

Na presente dissertação considerou-se o grupo Iberdrola como o principal alvo de estudo, uma vez que este é um dos dois principais agentes dominantes do MIBEL e o agente com maior

capacidade de produção em Espanha no ano de 2012. Assim, admite-se que os modelos previsionais desenvolvidos para o grupo Iberdrola, possam depois ser replicados aos restantes agentes dominantes concorrentes do grupo EDP.

Capítulo 4

Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta a revisão bibliográfica e encontra-se dividido em duas partes. A primeira parte descreve os conceitos fundamentais relacionados com redes neuronais artificiais e a segunda parte faz uma síntese de trabalhos na área do que é abordado nesta dissertação.

4.1. Redes Neuronais

Ao longo dos últimos anos muitos têm sido os estudos realizados com base em redes neuronais artificiais (RN). O aparecimento destes modelos remonta a 1943 quando os matemáticos McCulloch e Pitts projetaram a primeira RN estabelecendo numa analogia entre o funcionamento do cérebro humano e o processamento eletrónico [32].

As RN apresentam duas características importantes que justificam a sua crescente utilização na área da previsão, nomeadamente:

- carácter não linear;
- capacidade de aprendizagem e generalização através de exemplos.

O facto de poderem modelizar comportamentos não lineares confere a estes o estatuto de aproximadores universais, uma vez que conseguem aproximar tanto funções não lineares como funções lineares. Além disso, não requerem o conhecimento prévio da natureza da série de dados [33]. Não obstante, a sua capacidade de aprendizagem e generalização através de exemplos permite que estes modelos tenham uma poderosa capacidade de classificação e reconhecimento de padrões [33]. Devido à sua natureza auto-adaptativa, as RN conseguem adaptar-se a alterações de dados e realizar aprendizagem das características dos sinais de

entrada, o que permite treinar as respectivas redes em qualquer instante de forma a diminuir o erro [33].

No entanto, as RN apresentam duas desvantagens que devem ser consideradas antes da sua utilização num processo de previsão. A primeira, é que a existência de uma função de transferência não-linear associada a cada unidade (neurónio) pode originar a existência de múltiplos mínimos locais que poderão ser atingidos durante a fase de treino, sendo desta forma inviável atingir um mínimo global [32]. E a segunda, é que a aprendizagem de funções complexas ou dependentes de muitas variáveis pode exigir grandes conjuntos de exemplos de treino, tornando este processo bastante demorado.

A utilização de RN no processo de previsão subjacente ao presente estudo é justificada pela eficácia destas em problemas similares, e pelo facto de se dispor de um conjunto de exemplos de treino suficientemente grande que permite a aprendizagem de funções complexas ou dependentes de muitas variáveis.

4.1.1. Estrutura e funcionamento de uma Rede Neuronal

Uma RN encontra-se normalmente dividida em três camadas, sendo estas, a camada de entrada, a camada escondida e a camada de saída. A camada de entrada é responsável por receber toda a informação externa, enquanto a camada de saída é responsável por disponibilizar a solução do problema. A camada escondida terá como objetivo realizar o mapeamento não linear entre as camadas de entrada e de saída [33].

As RN podem ser classificadas de duas formas, *feedforward*, no caso das diferentes camadas se encontrarem interligadas por conexões entre as camadas anteriores e as seguintes, e *recurrent*, caso existam para além das conexões mencionadas, ligações laterais ou algum tipo de realimentação. Na Figura 4.1 encontra-se representada a estrutura de uma RN do tipo *feedforward* onde é possível visualizar a sua estrutura paralela e multicamadas, assim como o elevado número de interconexões existentes entre as diferentes camadas.

Os parâmetros das RN são determinados com base na aprendizagem através de exemplos, tal como referido em 4.1. O tipo de aprendizagem implícita ao funcionamento das RN, designa-se por treino. O treino consiste num processo de seleção dos parâmetros internos (pesos) da função de transferência, através da minimização do erro médio quadrático entre o sinal produzido pela rede e o sinal pretendido, alvo. O treino poderá ser supervisionado ou não supervisionado. Apenas será mencionado o modo de funcionamento do treino supervisionado, uma vez que este é o mais utilizado na área da previsão. O respetivo treino será utilizado no presente estudo, uma vez que são conhecidos os valores de entrada e os de saída, sendo desta forma possível construir um sistema mapeador que reproduz a função de transferência do respetivo sistema através da modificação iterativa dos pesos [33].

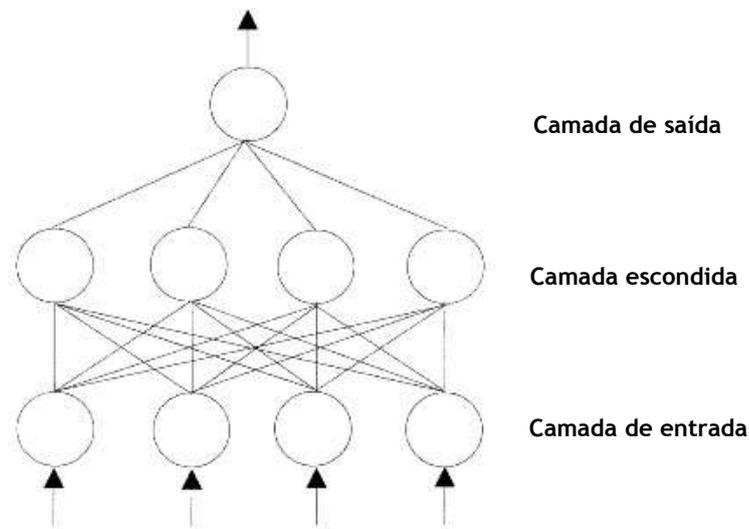


Figura 4.1 - Rede neuronal de tipo *feedforward* [33].

Para a realização do treino é necessário dividir o conjunto de dados em pelo menos dois conjuntos, o conjunto de treino (C_{TR}) e o conjunto de teste (C_T). O conjunto de treino será utilizado para a sucessiva correção dos pesos da rede, enquanto o conjunto de teste será utilizado para avaliar a qualidade dessa mesma rede, uma vez que, sendo este último conjunto completamente independente do treino da RN, é possível avaliar *a priori* o desempenho dessa RN em condições reais de utilização. Em alguns casos poderá ainda ser definido um conjunto de validação (C_{VL}) que servirá para determinar o fim do processo de treino. No entanto, na eventualidade de não ser definido um conjunto de validação, o treino será interrompido assim que se atinja um erro médio quadrático pré-definido no conjunto de treino. O processo de seleção do conjunto de treino e de validação deve ser cuidadoso, por forma a que ambos os conjuntos cubram adequada e regularmente o espaço (domínio da função) [34]. Os padrões do conjunto de treino serão apresentados um a um à rede e, de imediato, é utilizada uma retropropagação do erro para o ajuste dos pesos. Após a apresentação de todos os padrões do conjunto de treino à rede termina um ciclo que se designa por época. Após a repetição dum determinado conjunto de épocas pré-estabelecido, é avaliado o desempenho da rede com recurso ao conjunto de validação. O desempenho da rede poderá ser avaliado através do erro médio quadrático do conjunto de treino, pelo que se este não for satisfatório, avança-se para uma nova época de treino [34].

Na Figura 4.2 é possível visualizar um exemplo da evolução dos erros do conjunto de treino e de validação, ao longo das épocas.

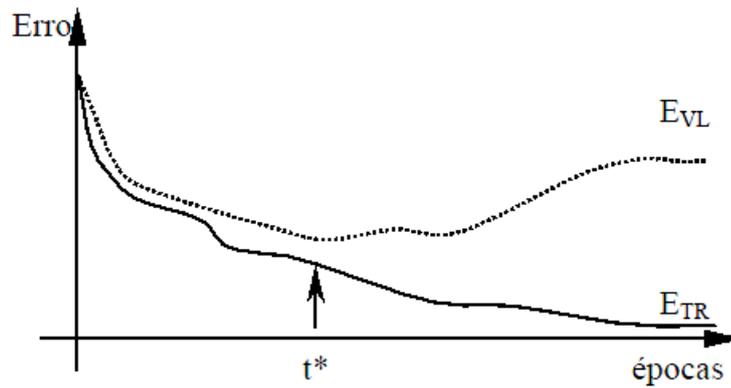


Figura 4.2 - Evolução dos erros de validação e de teste ao longo do tempo (épocas) [34].

Através da Figura 4.2, constata-se que o erro de ambos os conjuntos diminui nas primeiras épocas. No entanto, a continuação do treino poderá provocar uma situação de sobreajuste (*overfitting*), em que a rede se irá ajustar demasiadamente ao conjunto de treino, perdendo capacidade de generalização (erro de validação elevado). No entanto, um reduzido conjunto de épocas de treino poderá provocar uma situação de subajuste (*underfitting*), em que tanto o erro do conjunto de treino como o erro do conjunto de validação se encontram ainda demasiado elevados. A situação ideal corresponde a um conjunto de épocas tal que o erro do conjunto de validação apresente a mesma ordem de grandeza do erro do conjunto de treino, mas sendo ambos os erros inferiores a um dado limiar considerado aceitável. Para que tal aconteça é necessário conjugar um adequado dimensionamento do número de neurónios da camada escondida com o número de épocas de treino. Desta forma, deverá atender-se a que um número excessivo de neurónios na camada escondida leva a que se tenha um maior número de ligações, pelo que poderá existir um excessivo número de parâmetros livres e, por conseguinte, potenciar o *overfitting*. Por outro lado, um número deficitário de neurónios na camada escondida poderá levar à situação oposta, ou seja, *underfitting* [34].

4.1.2. Modelação de uma Rede Neuronal para Previsão

Uma RN é normalmente definida por um conjunto alargado de parâmetros, sendo estes o número de neurónios da camada de entrada, o número de camadas e neurónios da camada escondida, o número de neurónios da camada de saída, a característica da função de ativação, o algoritmo de treino, o tipo de normalização dos dados, a definição dos conjuntos de treino e de teste, os pesos das ligações entre os neurónios e a medida de *performance* da RN [33]. O número de neurónios da camada de entrada corresponde ao número de variáveis pré definidas do vetor de entrada. Em previsões baseadas em séries temporais, o número de neurónios na camada de entrada corresponde aos valores anteriores da série que se admitem como explicativos da grandeza a prever para identificar o padrão da série temporal [33]. As

camadas escondidas e os seus respetivos neurónios têm um papel preponderante numa RN, uma vez que estes permitem efetuar o mapeamento não linear entre as variáveis de entrada e as variáveis de saída. A escolha do número de camadas e de neurónios da camada escondida deve ser cuidadosa pelas razões indicadas em 4.1.1. No entanto, destaca-se que a maioria dos autores utiliza apenas uma camada escondida para os seus modelos de previsão, e que o número de neurónios da respetiva camada é selecionado com base em tentativa-erro [33]. Não obstante, alguns autores sugerem diferentes formas de determinar o número mais adequado de neurónios da camada escondida quando se está na presença de uma única camada deste género. Em termos do número de neurónios da camada de saída, estes são normalmente fáceis de especificar, uma vez que a sua escolha está diretamente relacionada com o problema que estiver a ser alvo de estudo. Em previsões do tipo *one-step-ahead*, é utilizado apenas um neurónio na camada de saída [33].

A função de ativação (ou função de transferência) determina a relação entre as entradas e as saídas de um neurónio, e da rede [33]. A respetiva função poderá assumir várias formas dependendo da aplicação e mesmo da camada à qual pertence o neurónio. As funções de ativação mais usuais são do tipo degrau, sigmoide, tangente hiperbólica, e linear [32] [33]. No presente estudo será utilizada a função de ativação do tipo tangente hiperbólica nos neurónios da camada escondida e uma função de ativação do tipo linear à saída da RN.

O treino de uma RN tem como objetivo minimizar o valor da função objetivo de um problema não linear sem restrições, em que os pesos das interconexões dos neurónios estão iterativamente a ser modificados de forma a minimizar o erro entre o resultado desejado e as saídas existentes. Não existe um algoritmo que garanta uma solução ótima, num tempo razoável de execução. Existem na verdade diversos algoritmos que poderão ser utilizados para o treino de uma RN. Os algoritmos de treino mais utilizados apoiam-se no método por retropropagação, em literatura inglesa *backpropagation*, que se baseia no método do gradiente. No entanto, muitas variantes deste método foram propostas e aceites na comunidade científica, existindo atualmente um conjunto bastante significativo de algoritmos de treino. No presente estudo, será utilizado como algoritmo de treino o método Levenberg-Marquardt, uma vez que este é de fácil convergência, robusto e eficiente na identificação de um mínimo local adequado [33].

O processo de normalização dos dados é também muito importante para uma RN, uma vez que coloca todas as variáveis de entrada em igualdade de circunstâncias, através da equalização de escalas e de variâncias. Existem diferentes formas de normalizar os dados, destacando-se o método do Min-Máx e o método do Z-Score, sendo este último o escolhido para a normalização dos dados do presente estudo.

A generalidade dos trabalhos desenvolvidos na área da previsão utiliza somente dois conjuntos de dados, sendo estes o conjunto de treino e o conjunto de teste. A proporção atribuída para cada conjunto baseia-se normalmente na regra 90% vs 10%, 80% vs 20% ou 70%

vs 30%, estando a primeira quantidade associada ao conjunto de treino e a segunda ao conjunto de teste [33]. No entanto, no presente trabalho serão utilizados três conjuntos de dados, o conjunto de treino, o conjunto de validação e o conjunto de teste. A proporção dos dados utilizados para os diferentes conjuntos será de, 60% para o conjunto de treino, 20% para o conjunto de validação, e 20% para o conjunto de teste.

Por fim, as medidas de *performance* têm como objetivo avaliar o desempenho da rede neuronal, realizando-se essencialmente uma comparação entre os valores desejados e os valores obtidos na saída após o treino da respetiva rede. As medidas de *performance* frequentemente utilizadas são, o desvio médio absoluto (*mean absolute deviation* - MAD), a soma dos quadrados dos erros (*sum of squared errors* - SSE), o erro médio quadrático (*mean squared error* - MSE)¹ e a média do erro absoluto percentual (*mean absolute percentage error* - MAPE) [33]. No presente estudo será dado principal enfoque ao RMSE e ao MAPE para a avaliação do desempenho das RN testadas.

4.2. Estudos relacionados

Nos últimos anos muitos têm sido os estudos previsionais realizados na área de mercados de eletricidade com recurso às RN. Neste subcapítulo serão identificados e descritos de forma sumária, alguns desses trabalhos que se consideraram relevantes para o presente estudo.

Em junho de 2005, Hsiao-Tein Pao, publicou um estudo intitulado de “*Forecasting electricity market pricing using artificial neural networks*” [36]. Este refere que a previsão dos preços de eletricidade em ambiente de mercado é importante para todos os intervenientes, mas é especialmente importante para os agentes produtores definirem as propostas a apresentarem ao mercado *spot*, definirem as suas políticas contratuais e os seus planos de expansão. Hsiao-Tein Pao apresentou um modelo previsional capaz de prever os preços do mercado a curto e longo prazo no *European Energy Exchange* (EEX). Ainda no presente estudo, foi realizada uma comparação entre a previsão com recurso a uma RN e com um modelo autoregressivo, para os horizontes temporais de uma semana, duas semanas, três semanas, quatro semanas e três meses. Assim, o autor concluiu que as RN não são muito sensíveis ao aumento do horizonte temporal de previsão, ao contrário do que se verifica com os modelos autoregressivos. Pelo contrário, os modelos autoregressivos apresentam uma *performance* bastante pior à medida que o horizonte temporal de previsão cresce. Por fim, concluiu que a previsão dos preços de eletricidade no EEX através de RN é bastante precisa, tanto para curto prazo como para longo prazo.

¹ Também é comum o uso da raiz quadrada do MSE (*root mean squared error* - RMSE) que alguns autores designam por erro eficaz.

J.P.S. Catalão, S.J.P.S. Mariano, V.M.F. Mendes e L.A.F.M. Ferreira publicaram em 2006 um estudo intitulado “*Short-term electricity prices forecasting in a competitive market: A neural network approach*” [37]. Os autores referem que a respetiva previsão é essencial tanto para agentes produtores como para os comercializadores e/ou clientes elegíveis apresentarem as suas propostas ao mercado. Assim, uma previsão fidedigna dos preços de eletricidade possibilita que os produtores maximizem os seus lucros e que os comercializadores e/ou clientes elegíveis maximizem o seu benefício, decorrente da compra de energia elétrica. Este estudo teve como base o mercado Espanhol e o mercado Californiano tendo os autores desenvolvido uma RN capaz de prever os preços de eletricidade da semana seguinte para estes dois mercados. Foi realizada uma comparação entre a *performance* da previsão com recurso à RN desenvolvida e a *performance* da previsão com recurso a um modelo autoregressivo (ARIMA). Este estudo permitiu concluir que a previsão dos preços de eletricidade para a semana seguinte apresenta um erro médio de 9% para o mercado Espanhol e de 3% na primavera para o mercado Californiano. Os autores concluíram que o uso de RN na previsão do preço de eletricidade para os mercados mencionados é mais eficaz face à previsão com modelos autoregressivos do tipo ARIMA.

Não foi encontrado nenhum estudo abordando uma temática similar à do presente trabalho, ou seja, relacionado com a previsão das propostas apresentadas pelos agentes produtores ao mercado de eletricidade. Contudo, existe um estudo intitulado “*A neural networks approach for forecasting the supplier’s bid prices in supplier selection negotiation process*” de Chun Ching Lee e C. Ou-Yang que, não estando diretamente relacionado com a temática do presente trabalho, evidencia os principais aspetos a considerar num processo de negociação entre duas entidades [38]. No estudo citado, de forma a efetuar a respetiva previsão foi utilizado um conjunto de entrada composto por nove variáveis, sendo estas o nível de *stock* do fornecedor, o plano de produção programado do fornecedor, a capacidade excedente do plano de produção programado do fornecedor, o último e o preço atual ofertado pelo comprador, o preço atual ofertado pelo fornecedor, a quantidade negociada, a data de entrega do produto e a época na qual se está a desenrolar o processo de negociação. A RN desenvolvida foi testada para dois cenários distintos com diferentes valores de variáveis de entrada, de forma a verificar o seu comportamento para ambientes diferenciados. Estes autores verificaram que através da RN desenvolvida os resultados da previsão são satisfatórios para um processo de negociação complexo, mesmo com uma relação não linear entre as entradas e as saídas. O mesmo trabalho concluiu que a utilização de RN como ferramenta de previsão num processo de seleção de fornecedor é uma mais-valia para a entidade contratante.

Capítulo 5

Metodologia

Este capítulo descreve a metodologia geral utilizada neste trabalho e encontra-se dividido em quatro partes. Na primeira parte, descreve-se o processo de recolha de dados. A segunda parte apresenta as estratégias utilizadas para efetuar as previsões deste estudo. Nos dois últimos subcapítulos são identificados os métodos utilizados para a normalização dos dados e as principais ferramentas computacionais utilizadas.

5.1. Recolha de Dados

Dado o principal objetivo desta dissertação, estudo/estimação das estratégias de atuação dos agentes produtores dominantes concorrentes do grupo EDP no âmbito do MIBEL, foi necessária a criação de dois modelos previsionais. Os respetivos modelos foram testados tendo por base os registos relativos ao grupo Iberdrola pelos motivos especificados em 3.5, admitindo que estes modelos possam ser depois replicados aos restantes agentes dominantes. O primeiro modelo teve como objetivo prever a quantidade de energia ofertada a preço zero pelo agente mencionado no mercado diário do dia seguinte (Modelo 1), enquanto o segundo modelo pretendeu prever a curva de oferta apresentada por esse mesmo agente, também para o mercado diário do dia seguinte (Modelo2). A Figura 5.1 ilustra o âmbito de aplicação destes dois modelos.

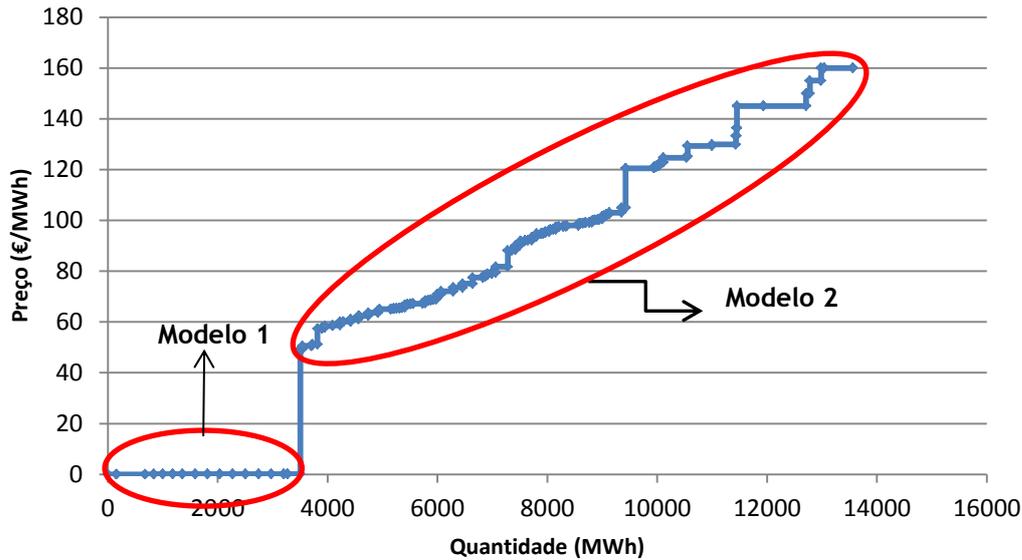


Figura 5.1- Curva agregada de oferta apresentada pelo grupo Iberdrola, na hora 14 do dia 14 de fevereiro de 2013, com indicação do modelo previsionial 1 e 2.

Para a realização dessas mesmas previsões foi necessário recolher um conjunto de dados que permitisse realizar diversos treinos de RN, de modo a que se conseguisse ter uma experimentação o mais abrangente possível. Desta forma, foi recolhido um conjunto de dados que podem ser organizados em dados de entrada e dados de saída. A descrição e o modo de obtenção dos respetivos dados serão referidos em 5.1.1 e 5.1.2.

5.1.1. Dados de Entrada

Os dados de entrada utilizados no presente estudo foram obtidos com base em valores passados e em previsões. No que diz respeito aos valores passados, estes podem ser subdivididos em dois conjuntos, os valores passados de longo horizonte temporal (1 ano atrás) e os valores passados de curto horizonte temporal (2 dias atrás/1 dia atrás). Relativamente aos valores passados de longo horizonte temporal, foram consideradas as curvas de oferta e as quantidades de energia ofertadas a preço zero, registadas em igual período do ano anterior pelo grupo Iberdrola. As curvas de oferta detalhadas foram obtidas a partir dos valores das ofertas apresentadas ao mercado diário de cada unidade de produção, constantes na plataforma Web do Operador de Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol (OMIE) [39]. De modo a identificar as unidades pertencentes ao grupo Iberdrola, foi implementado um pequeno algoritmo, tendo por base a informação constante na Tabela A1, em Anexo. Foi também desenvolvido um algoritmo capaz de obter, a equação da reta aproximada ($y = mx + b$) para cada uma das curvas de oferta. Os parâmetros m e b destas retas serão desta forma

utilizados como variáveis de entrada, sendo estas uma representação das curvas de oferta mencionadas anteriormente.

As variáveis de curto horizonte temporal utilizadas foram, a produção hídrica, a produção de energia renovável, as reservas hiperanuais² de centrais hídricas (quociente entre a capacidade disponível e a capacidade total), os preços do mercado diário do MIBEL e a quantidade de energia ofertada a preço zero por todos os agentes. As variáveis produção hídrica, produção de energia renovável e reservas hiperanuais de centrais hídricas resultam de um relatório previsional disponibilizado pela Rede Elétrica de Espanha no dia seguinte à ocorrência destes acontecimentos [40]. Importa referir que este relatório se encontra normalmente disponível até às 9 horas de cada dia, pelo que os agentes produtores têm tempo para ajustar as suas propostas de acordo com os valores constantes nesse relatório, uma vez que o Operador de Mercado aceita as propostas para o mercado diário do dia seguinte até às 10 horas do dia anterior, em Espanha³. Todas as variáveis presentes no relatório dizem respeito a acontecimentos registados em Espanha.

Os preços do mercado diário do MIBEL são respeitantes aos preços verificados no dia anterior ao que se referem as propostas comunicadas ao Operador de Mercado. Estes preços são publicados pelo Operador de Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol (OMIE) na sua plataforma WEB, algumas horas após o fecho do mercado diário para o dia seguinte [39]. É importante salientar que os preços do mercado diário do MIBEL considerados no presente estudo foram os resultantes do mercado integrado entre Portugal e Espanha, ou os preços registados em Espanha aquando da existência de separação dos dois mercados por aplicação do mecanismo de *Market Splitting*. À semelhança dos preços do mercado diário do MIBEL, a curva agregada de oferta também é publicada algumas horas após o fecho do mercado diário do dia seguinte. Para obter a quantidade de energia ofertada a preço zero por todos os agentes foi implementado um algoritmo que permite extrair essa informação da curva agregada de oferta.

De ressaltar que as variáveis baseadas em valores passados são de domínio público, podendo qualquer pessoa ter acesso às mesmas.

No que se refere às previsões, foi considerada a previsão do consumo e da produção eólica para o dia a que se referem as propostas comunicadas ao Operador de Mercado, em Espanha e em Portugal, e a previsão de produção em regime especial (PRE) para o dia a que se referem as propostas comunicadas ao Operador de Mercado, em Portugal. Os respetivos dados foram facultados pelo grupo EDP, pelo que se pressupõem que estes sejam de domínio privado. Ainda devem ser consideradas como variáveis de entrada, o mês, o dia da semana e a hora,

² Estas reservas correspondem a aproveitamentos hídricos com capacidade de regularização interanual.

³ A hora de fecho do mercado diário do MIBEL foi alterada a 15 de outubro de 2013 para as 12:00 CET (11:00 GMT). No entanto, foi referida a hora antiga uma vez que os dados utilizados são anteriores à data de alteração de horário.

referentes ao dia que refletem as propostas apresentadas pelo agente produtor e para o qual se efetuaram as previsões. As variáveis em causa não carecem de qualquer tipo de recolha prévia.

Na Tabela 5.1 é realizada uma codificação das variáveis de entrada utilizadas no presente estudo, de forma a simplificar a apresentação dos resultados no Capítulo 6.

Tabela 5.1 - Codificação de variáveis de entrada.

Código	Variável
Mês	Mês
DDS	Dia da semana
Hora	Hora
Prevcons	Previsão de consumo (ES-PT)
Preveol	Previsão de produção eólica (ES-PT)
Prevpre	Previsão de PRE (PT)
Prodhid	Produção hídrica (ES)
Prodener	Produção de energia renovável (ES)
Reserhip	Reservas hiperanuais de centrais hídricas (ES)
Preçohist	Preço do mercado diário do MIBEL
Ofzeroall	Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero por todos os agentes
Curvahist	Curva de oferta do agente produtor
Ofzerohist	Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero pelo agente produtor

De seguida, encontra-se representado um esquema onde é possível observar a que dias se referem as variáveis de entrada utilizadas e os acontecimentos relevantes para a recolha dessas variáveis.

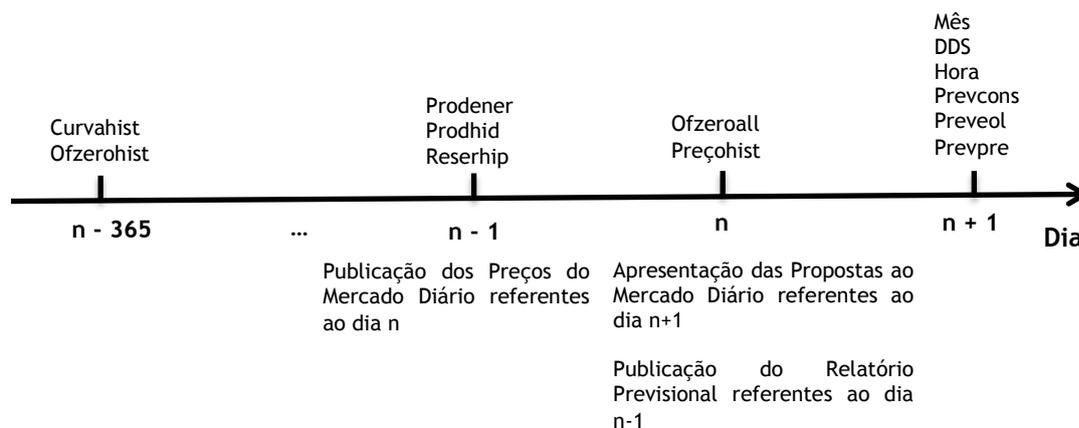


Figura 5.2 - Esquema referente às variáveis de entrada e aos acontecimentos relevantes para a recolha dessas variáveis.

5.1.2. Dados de Saída

Para a implementação de RN é também necessário recolher um conjunto de dados que estejam intrinsecamente ligados à variável que se pretende prever. Tendo em conta o objetivo do presente estudo, é importante recolher dados relativos à quantidade de energia ofertada a preço zero e à curva de oferta, para que estes possam ser utilizados como valores de saída nas RN. Assim, foram recolhidas da plataforma web do OMIE, as ofertas de venda detalhadas apresentadas pelo grupo Iberdrola ao mercado diário do MIBEL [39]. No entanto, as respetivas ofertas são conhecidas com um atraso de 90 dias, pelo que foram recolhidas as ofertas desde 1 de janeiro a 2012 a 30 de junho de 2013. Embora fosse feita uma previsão com base no primeiro semestre de 2013, também foi necessário recolher os dados referentes a 2012, uma vez que foram utilizadas duas variáveis de entrada que englobam os dados de há um ano atrás, curvas de oferta e quantidades de energia ofertadas a preço zero, assim como mencionado em 5.1.1. O OMIE fornece as propostas detalhadas que os agentes apresentaram ao mercado com um atraso de 90 dias, especificando apenas o código de identificação da unidade que apresentou uma determinada proposta. De forma a identificar as propostas que pertencem ao grupo Iberdrola foi implementado um pequeno algoritmo, tendo por base a informação constante na Tabela A1 fornecida pelo grupo EDP, em Anexo. De salientar, que apenas foram consideradas as unidades de produção que são totalmente ou maioritariamente pertencentes ao grupo Iberdrola.

5.2. Estratégias utilizadas para as previsões

Antes de se iniciar o processo de previsão foi necessário efetuar uma seleção apropriada dos conjuntos de treino e de validação, de forma a que ambos os conjuntos cubram adequada e regularmente o espaço, tal como referido em 4.1.1. No presente estudo, foi ainda considerado um conjunto de teste, sendo este totalmente independente do processo de treino da RN. Por conseguinte, realizou-se uma separação do tipo 3-1-1, ou seja, foram escolhidos sequencialmente três dias para o conjunto de treino (60% da totalidade dos dados), um dia para o conjunto de validação (20% da totalidade dos dados) e um dia para o conjunto de teste (20% da totalidade dos dados).

Os dados utilizados iniciam-se a 6 de janeiro de 2013 e terminam a 30 de junho de 2013 (175 dias). Os cinco primeiros dias do ano de 2013 foram descartados, dado que se utilizaram como variáveis de entrada no treino das RN, as curvas de oferta e a quantidade de energia ofertada a preço zero apresentadas pelo grupo Iberdrola ao mercado em igual período do ano anterior. Assim, tendo em conta que o dia 1 de janeiro de 2012 foi um domingo, e para que o histórico de ofertas esteja em igualdade de circunstância em relação ao dia da semana para o

qual se pretende efetuar a previsão, apenas foram utilizados os dados a partir de 6 de janeiro de 2013, uma vez que este foi o primeiro domingo do respetivo ano. Na Figura 5.3 é possível verificar a situação descrita anteriormente.

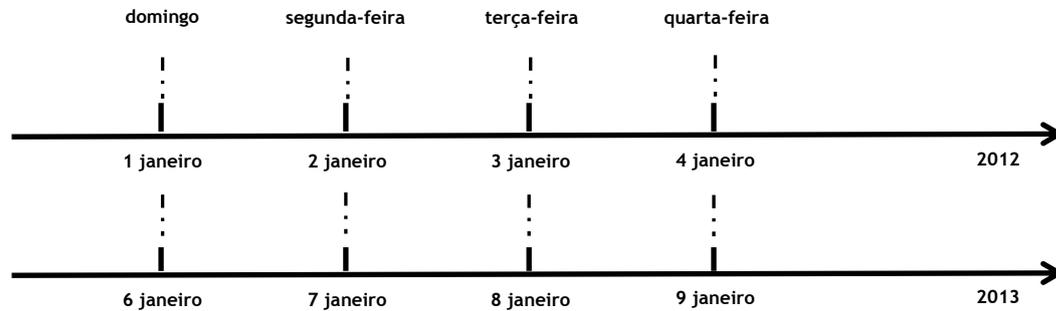


Figura 5.3 - Dias referentes ao primeiro domingo de 2012 e 2013 e consequente alinhamento dos dados de entrada.

De seguida, será apresentada uma descrição detalhada das diferentes estratégias utilizadas para alcançar os objetivos propostos.

5.2.1. Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero

Para a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero foram consideradas todas as propostas, para uma determinada hora, em que o preço seja inferior à unidade de euro. A respetiva simplificação foi feita com o objetivo de facilitar a previsão da curva de oferta através da estratégia especificada em 5.2.2.1. Desta forma, foi implementado um algoritmo que permitisse identificar para todas as horas do espaço temporal especificado em 5.2, a quantidade de energia ofertada com um preço inferior à unidade de euro.

5.2.2. Curva de Oferta

5.2.2.1. Reta de Aproximação à Curva de Oferta

A primeira estratégia adotada para a previsão da curva de oferta, numa determinada hora, ao mercado diário do dia seguinte, utilizou uma reta de aproximação à respetiva curva. Assim, foram implementados dois algoritmos distintos que permitissem obter a respetiva reta.

O primeiro, indica para cada hora a reta ($y = mx$) de aproximação à curva de oferta, e o segundo, indica para cada hora a reta ($y = mx + b$) de aproximação à mesma curva de oferta⁴.

No presente caso foi considerada uma simplificação para a obtenção das respetivas retas de aproximação, que passa por efetuar uma união suave de todas as ofertas apresentadas pelo agente, ao invés de efetuar a respetiva união considerando os segmentos de energia ofertados. Na Figura 5.4 é possível avaliar a diferença existente entre a formação da curva de oferta através da união suave de propostas e a formação da curva de oferta considerando os segmentos de energia realmente ofertados ao Operador de Mercado.

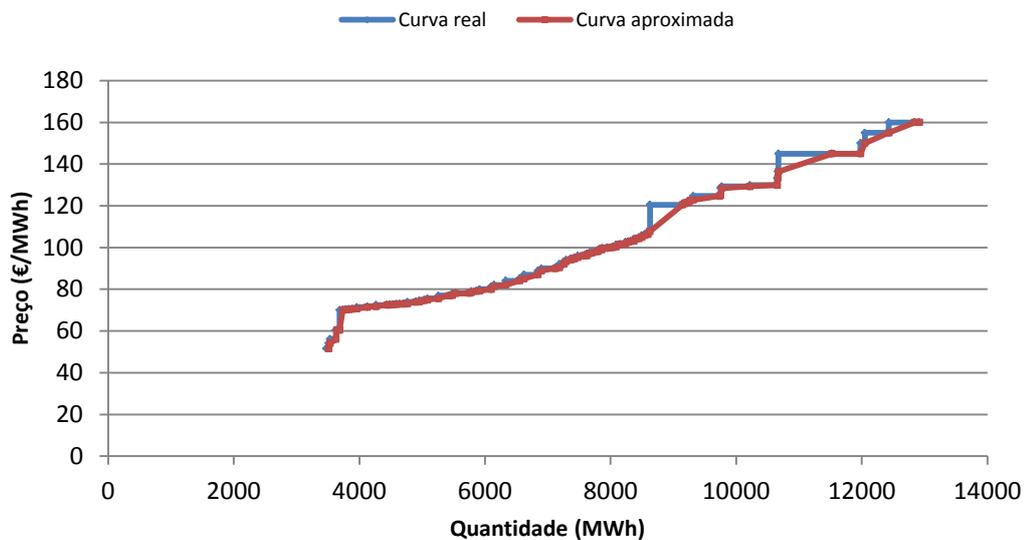


Figura 5.4 - Curvas de oferta real e aproximada.

É importante salientar que a forma correta de construção da curva de oferta considera a agregação das propostas, o que implica a construção da respetiva curva através de segmentos de energia (curva real). No entanto, é possível constatar através da análise da Figura 5.4 que a curva aproximada representa uma boa aproximação da curva real, sendo tanto melhor quanto mais pequenos forem os segmentos de energia referentes às propostas. Tendo em conta que é necessário uma menor quantidade de dados para a construção da curva aproximada e se obtém uma boa aproximação entre essa curva e a curva real, considera-se que é praticável adotar uma simplificação deste género.

Tal como referido anteriormente, foi obtido para cada hora do histórico de propostas de que se dispõe, as retas de aproximação ($y = mx$ e $y = mx + b$) à curva de oferta. Nas Figuras 5.5 e 5.6 é possível observar a reta de aproximação à curva de oferta do tipo $y = mx$ e do tipo $y = mx + b$, para a hora 22 do dia 8 de janeiro de 2013, respetivamente.

⁴ A reta do tipo $y = mx$ é um caso específico da reta do tipo $y = mx + b$, passando a primeira pela origem ($b = 0$).

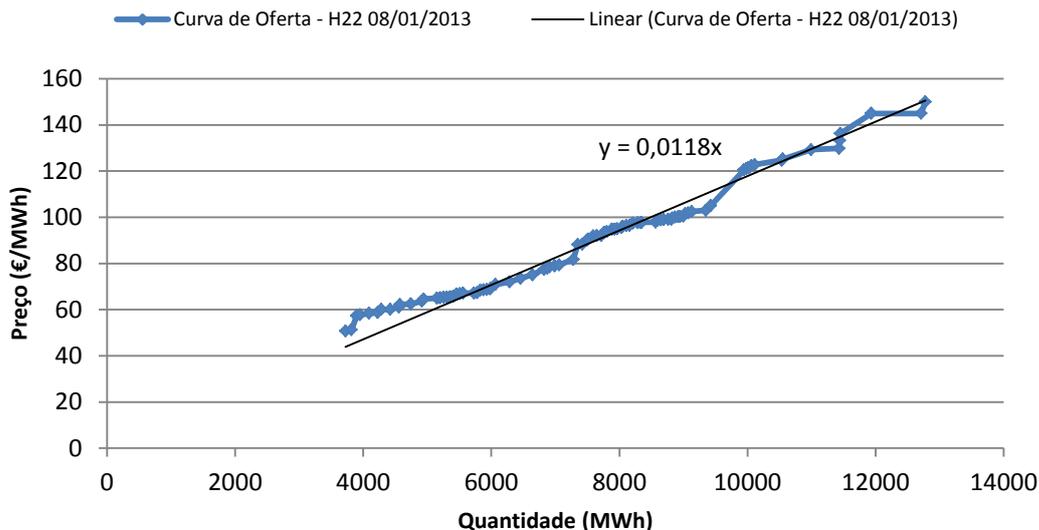


Figura 5.5 - Reta de aproximação à curva de oferta do tipo $y = mx$, referente à hora 22 do dia 8 de janeiro de 2013.

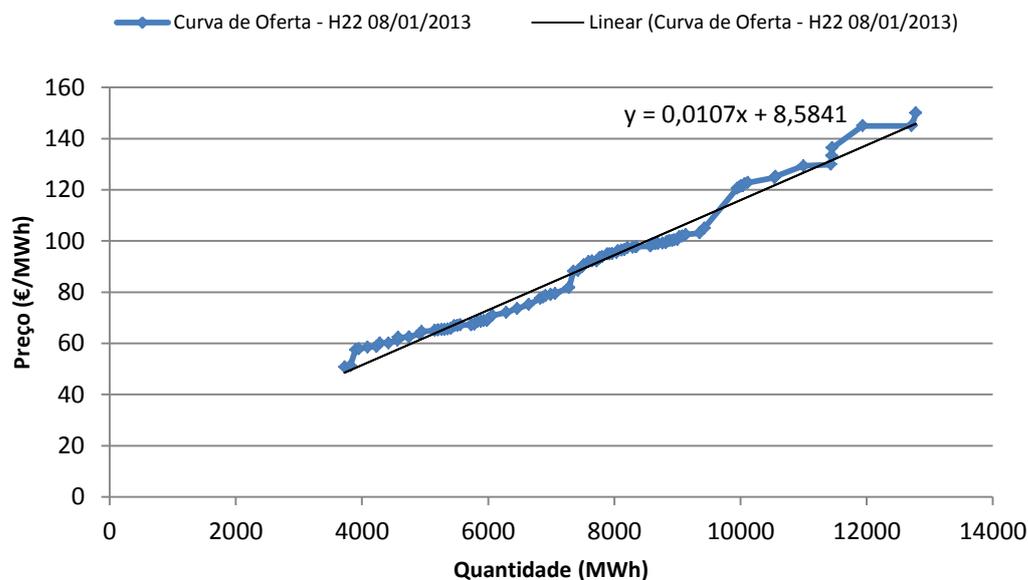


Figura 5.6 - Reta de aproximação à curva de oferta do tipo $y = mx + b$, referente à hora 22 do dia 8 de janeiro de 2013.

De forma a justificar a utilização de todas as propostas com preço inferior à unidade de euro para prever a quantidade de energia ofertada a preço zero, será apresentado na Figura 5.7 o impacto que a consideração de propostas com um preço superior a 0.0 € e inferior a 1.0 € na formação da curva de oferta, têm na reta de aproximação à respetiva curva.

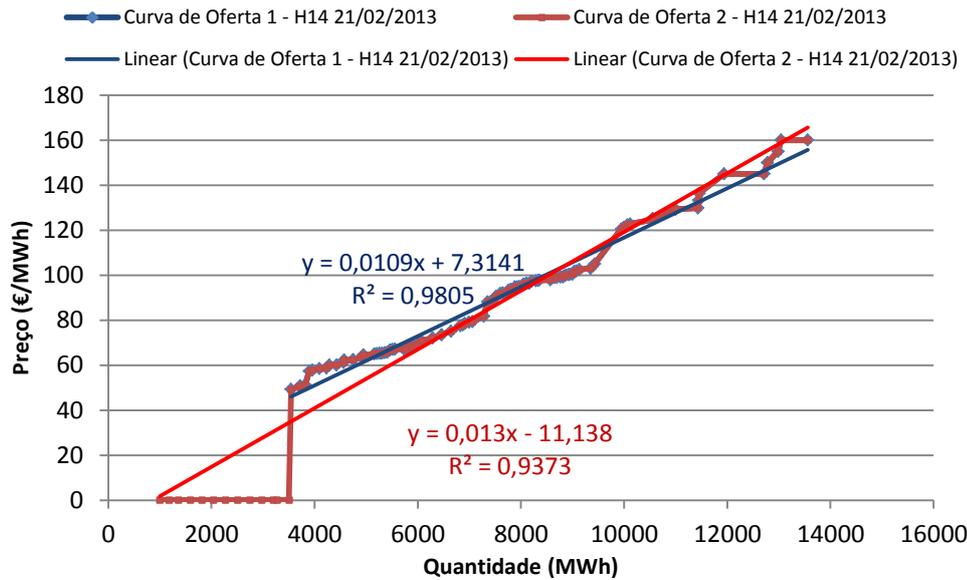


Figura 5.7 - Impacto que a consideração de propostas com um preço superior a 0.0 € e inferior a 1.0 € na formação da curva de oferta, têm na reta de aproximação à respetiva curva.

Na Figura 5.7 encontram-se representadas duas curvas de oferta. Na Curva de Oferta 1, são somente consideradas as propostas com um preço superior à unidade de euro, enquanto na Curva de Oferta 2 são admitidas propostas com um preço superior a 0.0 €. Através da análise do gráfico é possível verificar que na Curva de Oferta 1 o ajustamento da reta de aproximação à curva de oferta é superior face ao caso da Curva de Oferta 2 ($R^2_{\text{Curva de Oferta 1}} = 0.981$ e $R^2_{\text{Curva de Oferta 2}} = 0.937$), em que R^2 representa o coeficiente de determinação. Desta forma, constata-se que a consideração de propostas com um preço superior a 0.0 €, na formação da curva de oferta, piora o ajustamento da reta à correspondente curva. Importa referir que a Curva de Oferta 2 se encontra sobreposta à Curva de Oferta 1 uma vez que estas são iguais para preços superiores à unidade de euro, sendo desta forma difícil a visualização da Curva de Oferta 1.

5.2.2.2. Preço Fixo - Quantidade Variável

O preço médio do mercado diário registado no ano de 2012 em Espanha, situou-se perto dos 49 € [31]. A segunda estratégia adotada para a previsão da curva de oferta, apresentada pela Iberdrola ao mercado, teve por base o preço médio referido anteriormente. O objetivo da nova estratégia passou por prever a quantidade de energia ofertada pelo agente para determinados preços, que foram definidos em torno do preço médio anteriormente referido. Desta forma, foi realizada a previsão da quantidade de energia ofertada até aos 30 €/MWh, 40 €/MWh, 50 €/MWh, 60 €/MWh, e 70 €/MWh. Na Figura 5.8 é possível visualizar, para a hora

20 do dia 14/03/2013, a quantidade de energia ofertada para os preços mencionados anteriormente.

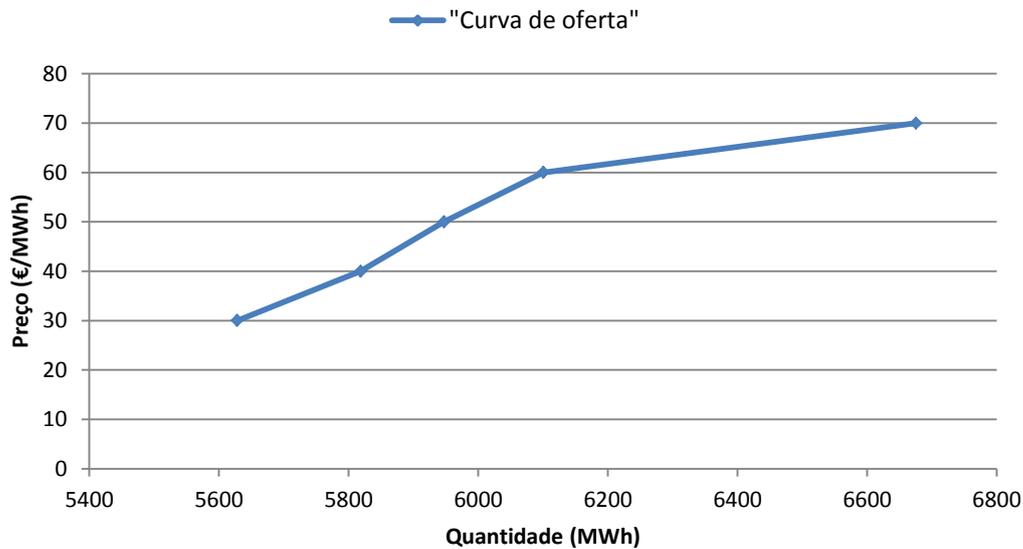


Figura 5.8 - Quantidade de energia ofertada para diferentes preços, na hora 20 do dia 14 de março de 2013.

Tendo em conta que dos dados recolhidos não é possível extrair diretamente a informação da quantidade de energia ofertada pelo agente para um determinado preço fixo, foi implementado um algoritmo para obter essa informação.

5.2.2.3. Quantidade Fixa - Preço Variável

A terceira e última estratégia utilizada para a previsão da curva de oferta, passou por prever o preço que o agente irá apresentar ao mercado para uma quantidade de energia definida. As quantidades de energia definidas para esta estratégia foram 2000 MWh, 4000 MWh, 6000 MWh, 8000 MWh e 10000 MWh. Para a hora 18 do dia 06/01/2013, a Figura 5.9 indica os preços apresentados pelo grupo Iberdrola para os valores de energia anteriormente referidos.

Para a implementação desta nova estratégia, foi necessário desenvolver um algoritmo que permitiu identificar, nos dados que se dispõem, os preços apresentados pela Iberdrola para os valores de energia definidos.

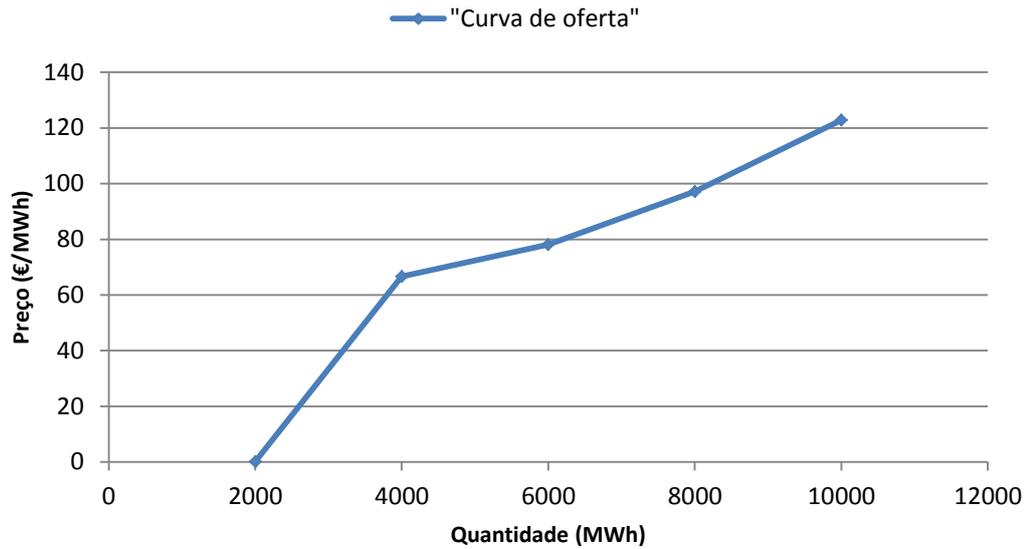


Figura 5.9 - Preços ofertados para diferentes quantidades de energia, na hora 18 do dia 6 de janeiro de 2013.

5.3. Normalização de Dados

Para normalizar os dados foram adotadas duas abordagens distintas. Por um lado, as variáveis temporais (mês, dia da semana e hora) foram decompostas em duas novas variáveis periódicas, de modo a obter para essas variáveis uma transição suave na passagem entre o fim de um ciclo e o início de outro. A formulação dessas variáveis periódicas é dada por (5.1) e (5.2).

$$x_i'' = \text{sen} \left(\frac{x_i \cdot 2\pi}{n_i} \right) \quad (5.1)$$

$$x_i'' = \text{cos} \left(\frac{x_i \cdot 2\pi}{n_i} \right) \quad (5.2)$$

Nestas formulações:

x_i - variável temporal i ;

n_i - número de elementos que compõe a variável temporal.

As restantes variáveis de entrada e de saída foram normalizadas com base no método do Z-Score. A formulação da respetiva normalização é dada por (5.3).

$$v' = \frac{v - \bar{A}}{\delta_A} \quad (5.3)$$

Nesta formulação:

v, v' - valores original e normalizado da variável de entrada;

\bar{A} - média do conjunto de entrada;

δ_A - desvio padrão do conjunto de entrada.

5.4. Avaliação de Resultados

De modo a avaliar a qualidade das RN foram determinados como medidas de desempenho o coeficiente de correlação (R), o erro médio quadrático (RMSE) e o erro médio absoluto percentual (MAPE). A formulação do MAPE e do RMSE é dada por (5.4) e (5.5), respetivamente.

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{A_i - F_i}{A_i} \right| \cdot 100\% \quad (5.4)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (A_i - F_i)^2} \quad (5.5)$$

Nestas formulações:

A_i - valor real da amostra i ;

F_i - valor estimado da amostra i ;

n - número de amostras.

5.5. Software Utilizado

No presente estudo foi utilizado o Microsoft Excel[®] para o tratamento dos dados e o Visual Basic do Microsoft Excel[®] para a implementação de diversos algoritmos capazes de extrair informação relevante dos dados recolhidos. Quanto ao treino das RN foi utilizada a ferramenta NFTOOL do MATLAB[®].

Capítulo 6

Análise de Resultados

O presente capítulo encontra-se dividido em duas partes. Na primeira parte serão apresentados os principais resultados da previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, enquanto na segunda parte serão apresentados os resultados alcançados na previsão da curva de oferta.

6.1. Previsão da Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero

O primeiro modelo previsional desenvolvido tem como objetivo prever a quantidade de energia ofertada a preço zero pelos agentes produtores dominantes concorrentes do grupo EDP ao mercado diário do MIBEL (Modelo 1), tal como se ilustra na Figura 6.1.

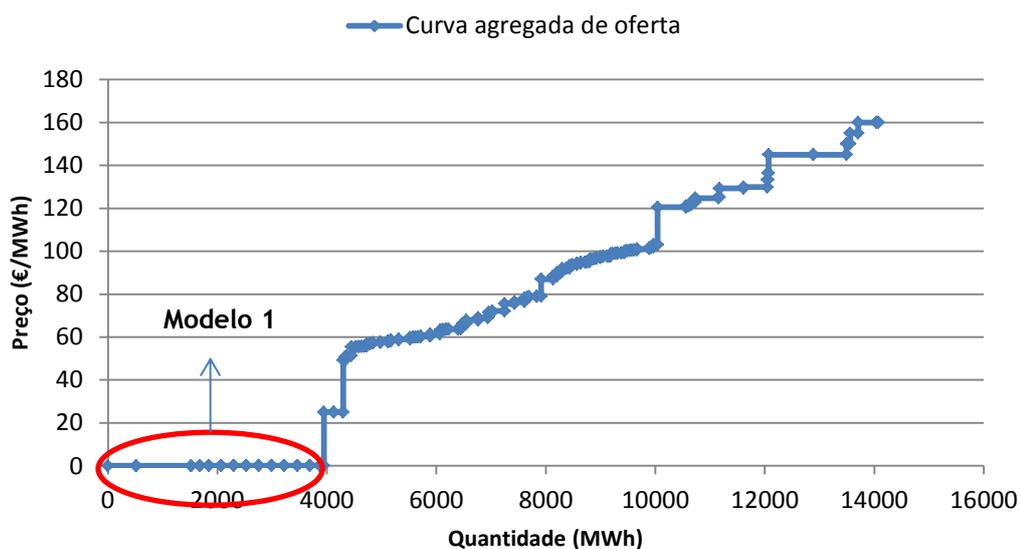


Figura 6.1 - Curva agregada de oferta apresentada pelo grupo Iberdrola, na hora 14 do dia 14 de fevereiro de 2013, com indicação do modelo previsional.

Numa primeira fase foi efetuada uma análise preliminar, de modo averiguar a relação existente entre a variável a prever, a quantidade de energia ofertada a preço zero, e as variáveis de entrada consideradas. A mesma análise tem como objetivo avaliar, *a priori*, quais as variáveis de entrada mais importantes para o processo de previsão.

De seguida, serão descritos os resultados obtidos na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, na qual é apresentado o desempenho de cada uma das RN desenvolvidas e destacada a RN com a melhor *performance*. Depois, serão analisados detalhadamente os resultados obtidos para o conjunto de teste através da aplicação da RN anteriormente mencionada. Posteriormente será realizada uma avaliação do impacto que a ocorrência de incidências não programadas em unidades de produção tem no plano estratégico do agente produtor e, subsequentemente, nos resultados previsionais obtidos. Por fim, serão apresentados os principais resultados obtidos na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero a partir de duas RN distintas, uma para a prever a quantidade de energia ofertada a preço zero nas primeiras três horas e outra para as restantes vinte e uma horas.

6.1.1. Análise preliminar

Com o objetivo de identificar quais as variáveis de entrada que pudessem ser mais relevantes no processo de previsão foi analisada numa primeira fase a quantidade de energia ofertada a preço zero pelas diferentes tecnologias do *portfolio* do grupo Iberdrola, ao longo do primeiro semestre de 2013. Posteriormente, foi avaliada a relação existente entre a quantidade de energia ofertada a preço zero e a oportunidade de mercado, resultante da diferença entre a previsão de consumo e a previsão da produção eólica. Por fim, foi estudada a relação existente entre a capacidade disponível de produção das grandes centrais hídricas espanholas e a quantidade de energia ofertada a preço zero. É importante salientar que a quantidade de energia ofertada a preço zero, referida no decorrer do estudo, se refere sempre ao grupo Iberdrola.

6.1.1.1. Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero por Tecnologia

Com base nos dados recolhidos, relativos às ofertas detalhadas entre janeiro e junho de 2013, verificou-se que a quantidade de energia ofertada a preço zero, por tecnologia, segue a distribuição observada na Figura 6.2.

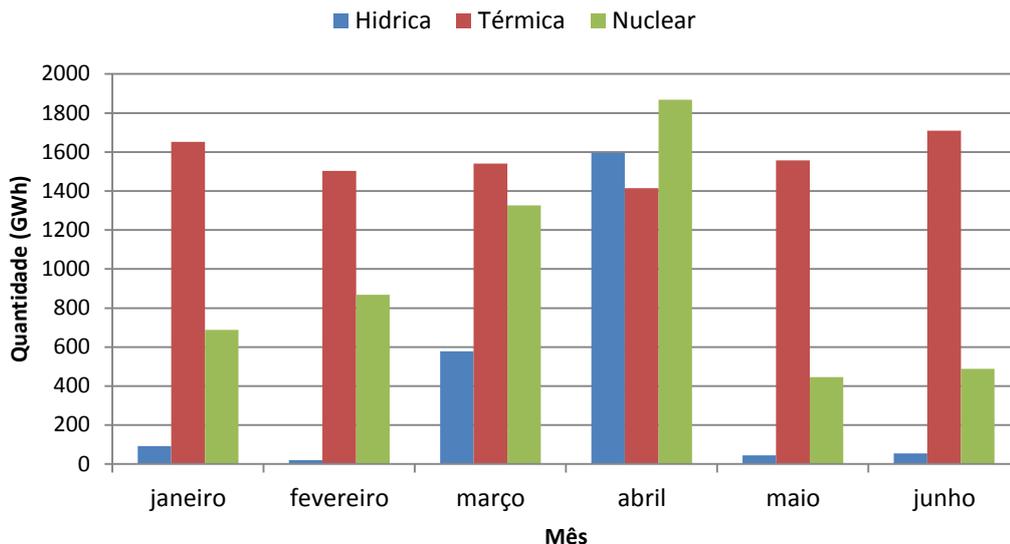


Figura 6.2 - Quantidade de energia ofertada a preço zero de cada uma das tecnologias do *portfolio* produtivo da Iberdrola, ao longo do primeiro semestre de 2013.

Da análise da Figura 6.2 foi possível verificar que a quantidade de energia ofertada a preço zero de origem térmica foi relativamente constante ao longo do primeiro semestre de 2013. No que diz respeito à quantidade de energia ofertada a preço zero de origem hídrica e nuclear, verificou-se que existem grandes oscilações ao longo dos meses, registando os seus valores máximos no mês de abril. Uma das razões que pode justificar as oscilações da quantidade de energia ofertada a preço zero dessas duas tecnologias poderá estar relacionada com a oportunidade de mercado, ou seja, com a quantidade de energia resultante da diferença entre o consumo e a produção eólica (toda ela aceite em mercado), tal como será observado em 6.1.1.2. A segunda razão poderá estar relacionada com a disponibilidade de recurso primário subjacente a cada tecnologia. No caso da produção nuclear essa questão não se coloca, uma vez que se admite que o fornecimento de combustível nuclear está assegurado. No entanto, no caso das centrais hídricas a situação é distinta, uma vez que estas dependem fortemente da quantidade de água disponível.

Ainda no âmbito da análise da quantidade de energia ofertada a preço zero por tecnologia, também é importante compreender de que modo varia o preço médio por proposta, de cada uma das tecnologias. Assim, na Figura 6.3 encontra-se representado o valor médio por proposta ao longo dos primeiros seis meses do ano de 2013, para as tecnologias de origem nuclear, hídrica e térmica.

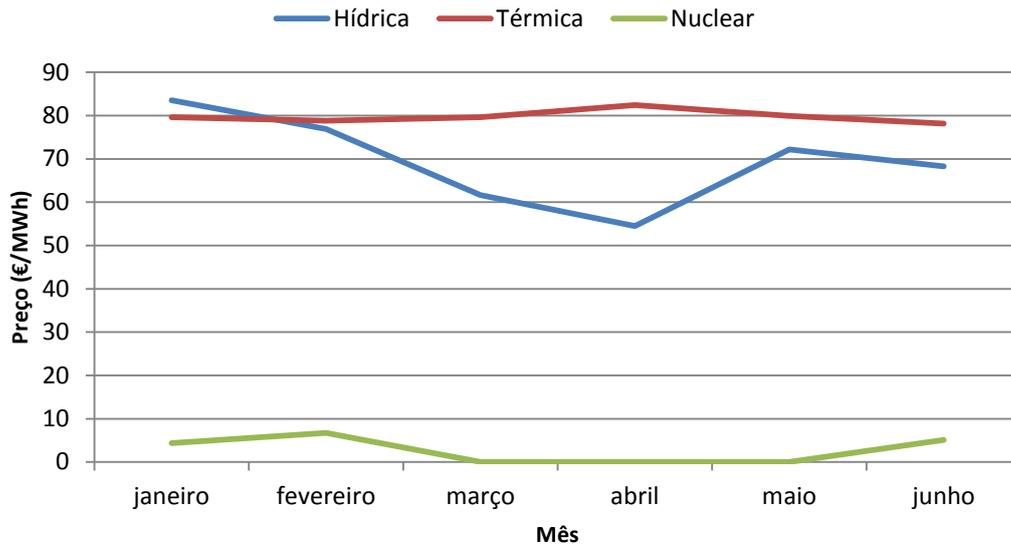


Figura 6.3 - Variação do preço médio por proposta para as tecnologias de origem nuclear, hídrica e térmica do grupo Iberdrola, ao longo do primeiro semestre de 2013.

No que se refere à variação do preço médio por proposta, ao longo do primeiro semestre de 2013, verificou-se que para a tecnologia de origem nuclear, o preço é relativamente constante e próximo de zero. Nos meses de janeiro, fevereiro e junho, o agente produtor apresentou algumas propostas com quantidades baixas de energia, mas a um preço máximo de 180 €/MWh, o que provocou um ligeiro aumento do preço médio por proposta.

No que diz respeito à tecnologia hídrica, verificou-se que o preço médio por proposta registou o seu valor mais baixo no mês de abril (54,49 €/MWh). Note-se que neste mês se registou igualmente a maior quantidade de energia ofertada a preço zero de origem hídrica. Desta forma, é possível concluir que as propostas apresentadas com um preço zero contribuíram para atingir o referido valor.

Por fim, constatou-se que o preço médio por proposta registado para a tecnologia térmica foi praticamente constante ao longo dos primeiros seis meses de 2013. De salientar que, de acordo com a Figura 6.2, a tecnologia térmica ofertou quantidades de energia a preço zero consideráveis ao longo do primeiro semestre de 2013, sendo a mesma quantidade relativamente constante ao longo desse horizonte temporal. Assim, é possível concluir que o agente produtor para além de ter apresentado um número considerável de propostas a preço zero, também apresentou um número significativo de propostas a um preço elevado, o que provocou um aumento do preço médio para um valor próximo dos 80 €/MWh em todos os meses analisados.

6.1.1.2. Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero Vs Oportunidade de Mercado

A oportunidade de mercado que se registou entre janeiro e junho de 2013, como referido em 6.1.1.1., poderá constituir uma das razões inerentes às oscilações da quantidade de energia ofertada a preço zero registadas no primeiro semestre de 2013, no que diz respeito às tecnologias de origem hídrica e nuclear. Deste modo, na Figura 6.4 encontra-se representada a relação existente entre a quantidade mensal de energia ofertada a preço zero e a oportunidade de mercado registada em igual período no MIBEL.

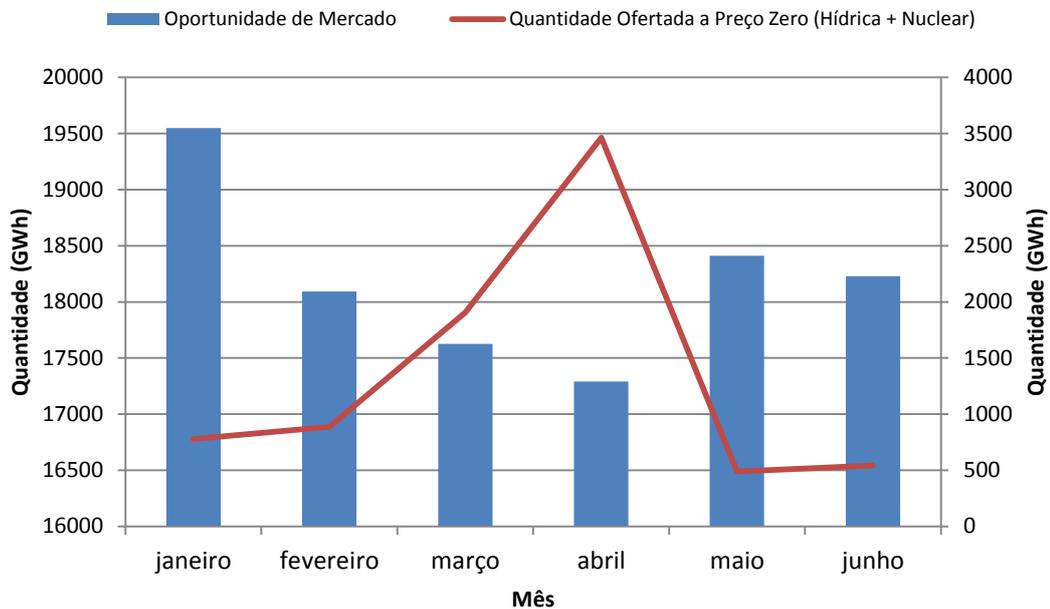


Figura 6.4 - Variação da oportunidade de mercado e da quantidade de energia ofertada a preço zero de origem hídrica e nuclear, ao longo do primeiro semestre de 2013.

Através da análise da Figura 6.4 verificou-se que a quantidade de energia ofertada a preço zero, de origem hídrica e nuclear, tende a aumentar sempre que ocorre uma redução da oportunidade de mercado. Assim, pressupõe-se que as previsões de consumo e da produção eólica, referentes ao dia das propostas apresentadas pelo agente produtor, serão variáveis de entrada importantes a considerar no processo de previsão. É importante referir que a oportunidade de mercado determinada mensalmente não teve em consideração outras fontes de PRE, também elas totalmente aceites no mercado diário do MIBEL. Apenas foi considerada a produção eólica por esta ter sido a principal fonte de PRE no primeiro semestre de 2013, representado cerca 50% deste tipo de produção [41].

De seguida, foi analisada a relação existente entre a quantidade de energia ofertada a preço zero e a oportunidade de mercado para as 24 horas de um dia. Nas Figuras 6.5 e 6.6 encontram-se representadas a quantidade de energia ofertada a preço zero e a oportunidade de mercado ao longo do dia 28/03/2013 e do dia 29/04/2013, respetivamente.

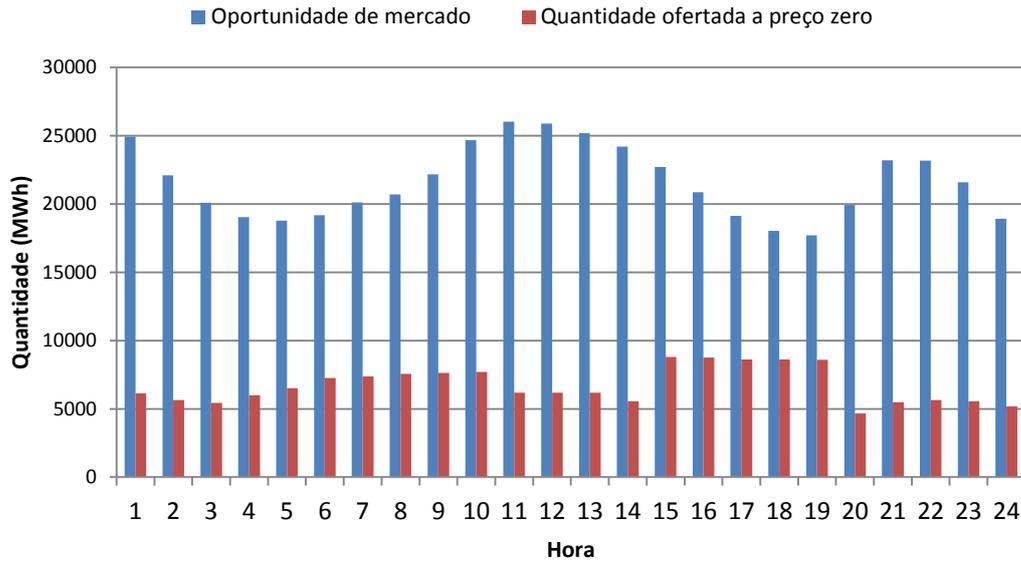


Figura 6.5 - Oportunidade de mercado e quantidade de energia ofertada a preço zero para cada hora do dia 28 de março de 2013.

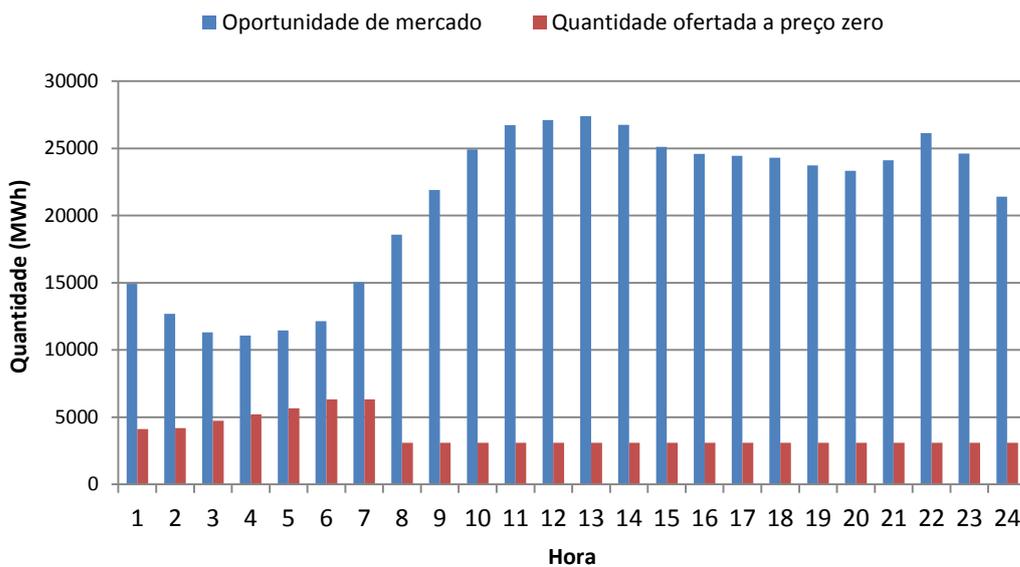


Figura 6.6 - Oportunidade de mercado e quantidade de energia ofertada a preço zero em cada hora do dia 29 de abril de 2013.

Ao analisar as Figuras 6.5 e 6.6 constatou-se que a quantidade de energia ofertada a preço zero nem sempre é sensível à oportunidade de mercado. No dia 28/03/2013 foi possível verificar que, em geral, a diminuição da oportunidade de mercado resulta no aumento da quantidade de energia ofertada a preço zero. No entanto, no dia 29/04/2013 não se registou a mesma situação, verificando-se que a quantidade de energia ofertada a preço zero é relativamente sensível à oportunidade de mercado nas primeiras 7 horas do dia, sendo que nas restantes, apesar das oscilações da oportunidade de mercado, a quantidade de energia ofertada a preço zero se manteve constante. Por conseguinte, apesar de se ter verificado que

a quantidade de energia ofertada a preço zero variou de acordo com a oportunidade de mercado, numa análise mensal, nem sempre essa situação se verificou diariamente. Desta forma, e uma vez que nem sempre existe uma relação direta entre a oportunidade de mercado (previsão de consumo - previsão de produção eólica) e a quantidade de energia ofertada a preço zero pelo grupo Iberdrola, pode-se afirmar que este tipo de inconsistência com certeza acrescentará algumas dificuldades ao processo de previsão.

6.1.1.3. Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero Vs Capacidade Disponível das Albufeiras

Assim como especificado em 6.1.1.1., verificou-se que as variações da quantidade de energia ofertada a preço a zero podem estar relacionadas com a disponibilidade de recurso primário subjacente a cada tecnologia. Enquanto na produção nuclear, se admite que o fornecimento de recurso primário é sempre constante, no caso da produção hídrica a disponibilidade de água depende fortemente das condições atmosféricas. Deste modo, na Figura 6.7 é possível observar a relação existente entre a quantidade de energia ofertada a preço zero durante o primeiro semestre de 2013 e a capacidade mensal das albufeiras espanholas, em igual período.

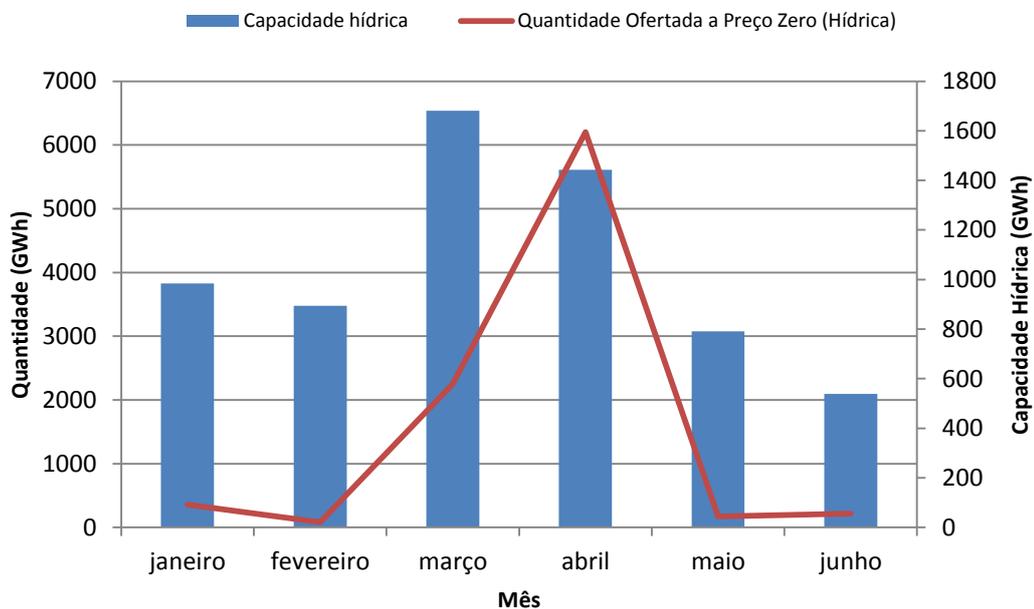


Figura 6.7 - Variação da capacidade das centrais hídricas Espanholas e da quantidade de energia de origem hídrica ofertada a preço zero, ao longo do primeiro semestre de 2013.

Pela análise da Figura 6.7, é possível constatar que existe uma relação entre a capacidade hídrica e a quantidade de energia ofertada a preço zero de origem hídrica. Assim, admite-se que o valor das reservas hiperanuais das centrais hídricas Espanholas serão uma variável de

entrada importante para o processo de previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero.

6.1.2. Resultados previsionais

Após uma análise preliminar da relação existente entre a variável a prever, quantidade de energia ofertada a preço zero, e algumas das variáveis de entrada de que se dispõe, verificou-se que as variáveis relativas à previsão de produção eólica, previsão de consumo e reservas hiperanuais de centrais hídricas espanholas poderão ser relevantes para este processo de previsão. De seguida, serão apresentados os principais resultados obtidos na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero.

6.1.2.1. Performance das RN

Inicialmente foram treinadas diversas RN, com o objetivo de escolher a RN que melhor se adequasse à previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero. Desta forma, desenvolveram-se RN cujas principais diferenças residem nas variáveis de entrada utilizadas e no número de neurónios da camada escondida. De modo a avaliar a qualidade das RN utilizaram-se como medidas de desempenho o coeficiente de correlação (R), o erro médio quadrático (RMSE) e o erro médio absoluto percentual (MAPE), tal como referido em 5.4.. Na Tabela 6.1 são apresentadas as RN que apresentaram melhor desempenho. Nesta tabela n representa o número de neurónios da camada escondida da RN.

Tabela 6.1 - Performance das RN desenvolvidas para a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero.

RN	Variáveis	n	MAPE _{TOTAL} (%)	MAPE _{TESTE} (%)	RMSE _{TOTAL} (MWh)	RMSE _{TESTE} (MWh)	R _{TREINO}	R _{VALID}	R _{TESTE}
1	Mês, DDS, Hora	4	31,920	35,253	1558,54	1600,99	0,727	0,670	0,670
2	Mês, DDS, Hora, Prevcons	4	31,014	35,837	1466,94	1601,73	0,783	0,695	0,671
3	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol	5	29,002	33,045	1361,63	1499,47	0,830	0,717	0,718
4	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Prevpre	6	32,226	37,045	1436,71	1601,86	0,809	0,682	0,671
5	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Curvahist	7	23,364	28,177	1128,71	1386,34	0,900	0,823	0,780
6	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Ofzerohist	6	23,965	25,480	1319,40	1407,43	0,829	0,760	0,762
7	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Prodhid	7	33,631	37,258	1119,71	1391,93	0,882	0,872	0,767
8	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Prodener	6	44,748	50,934	1548,42	1659,63	0,758	0,660	0,640
9	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Reserhip	6	21,990	23,990	880,73	1032,21	0,936	0,893	0,880
10	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Reserhip, Preçohist, Ofzeroall	9	17,471	20,121	776,98	961,15	0,951	0,876	0,902
11	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Reserhip, Preçohist, Ofzeroall, Curvahist	11	18,077	24,963	766,62	1012,13	0,963	0,915	0,893

Pela análise da Tabela 6.1 é possível concluir que a melhor RN é a que apresenta como variáveis de entrada, o mês, o dia da semana (DDS), a hora, a previsão do consumo (Prevcons), a previsão de produção eólica (Preveol), as reservas hiperanuais de centrais hídricas (Reserhip), o preço do mercado diário no dia n (Preçohist) e a quantidade de energia ofertada a preço zero por todos os agentes no dia n (Ofzeroall), RN 10. Ou seja, as variáveis previsão de consumo, previsão de produção eólica e reservas hiperanuais de centrais hídricas são importantes para o processo de previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, confirmando o que se referiu em 6.1.1. Embora a RN 11 apresente um coeficiente de correlação superior face à RN 10, para o conjunto de treino e validação, importa destacar que as medidas de desempenho mais importantes são aquelas que estão associadas ao conjunto de teste, uma vez que este conjunto é totalmente independente do processo de treino. Assim sendo, a RN 10 destaca-se das restantes por apresentar os valores mais baixos do MAPE (20,121%) e do RMSE (961,15 MWh), e o coeficiente de correlação mais elevado ($R = 0,902$), para o conjunto de teste. Não obstante, verifica-se que os valores das respetivas medidas de desempenho, embora sejam os mais baixos de todas as RN desenvolvidas, não são ainda assim totalmente satisfatórios. De facto, tal como se pode verificar pelos gráficos indicativos do coeficiente de correlação do conjunto de treino, validação e teste (Figura 6.8), existem alguns valores previstos que se encontram bastante afastados do alvo da previsão (*target*), implicando um aumento considerável nos valores do MAPE e do RMSE.

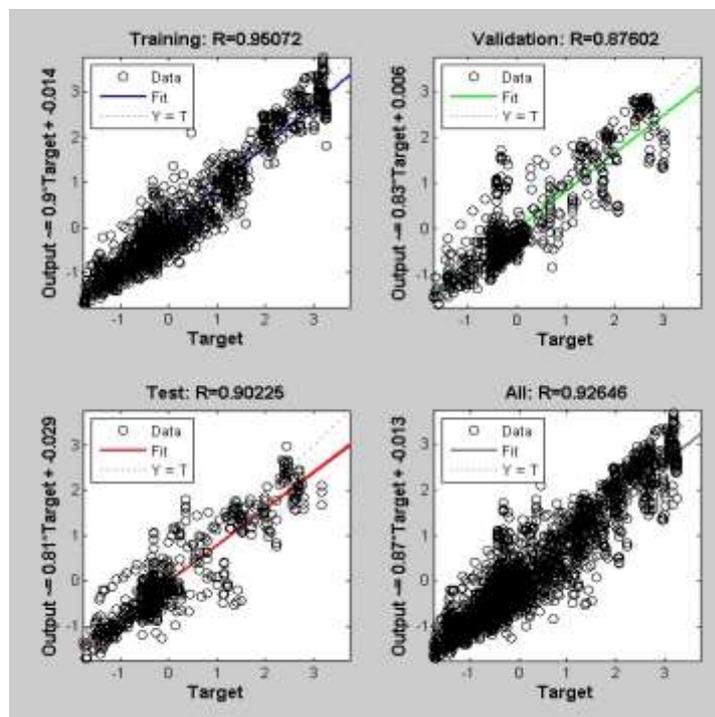


Figura 6.8 - Gráficos indicativos do coeficiente de correlação do conjunto de treino, validação e teste da RN10.

6.1.2.2. Análise dos resultados do conjunto de teste

Assim como se verificou em 6.1.2.1., a RN 10 é a que garante os melhores resultados para a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero. No entanto, e de acordo com a Tabela 6.1, verifica-se que o MAPE do conjunto de teste desta RN ainda é bastante elevado (20,121%). Após a análise do gráfico correlacional do conjunto de teste desta RN (Figura 6.8) constata-se que existem alguns valores previstos que se encontram relativamente afastados do *target* pretendido. De seguida, serão analisados os resultados alcançados pela RN 10 na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, no que diz respeito ao conjunto de teste.

Na Tabela 6.2 podem-se observar os valores do MAPE obtidos em cada um dos 35 dias do conjunto de teste.

Tabela 6.2 - Valores do MAPE por dia obtidos na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à RN 10.

Data	MAPE (%)	Data	MAPE (%)
10-01-2013	6,940	10-04-2013	4,065
15-01-2013	23,226	15-04-2013	26,369
20-01-2013	17,005	20-04-2013	10,316
25-01-2013	10,786	25-04-2013	10,672
30-01-2013	13,035	30-04-2013	32,342
04-02-2013	22,471	05-05-2013	11,589
09-02-2013	25,979	10-05-2013	5,423
14-02-2013	11,227	15-05-2013	6,161
19-02-2013	18,100	20-05-2013	13,736
24-02-2013	25,428	25-05-2013	45,986
01-03-2013	9,766	30-05-2013	28,055
06-03-2013	9,357	04-06-2013	61,447
11-03-2013	23,536	09-06-2013	12,794
16-03-2013	35,539	14-06-2013	23,806
21-03-2013	34,536	19-06-2013	30,567
26-03-2013	20,503	24-06-2013	23,036
31-03-2013	11,881	29-06-2013	13,698
05-04-2013	25,034		

Da análise da Tabela 6.2 pode-se verificar que nos dias 16/03/2013, 25/05/2013 e 04/06/2013, os valores do MAPE são bastante elevados, ultrapassando os 35%. Apesar de existirem dias que se destacam negativamente, também se observam dias em que o valor do MAPE é bastante satisfatório. Nos dias 10/04/2013, 10/05/2013 e 15/05/2013, verifica-se que o valor do MAPE é inferior a 7%.

Na Figura 6.9 encontra-se representada a distribuição do número de dias do conjunto de teste, por intervalos de valor do MAPE obtidos.

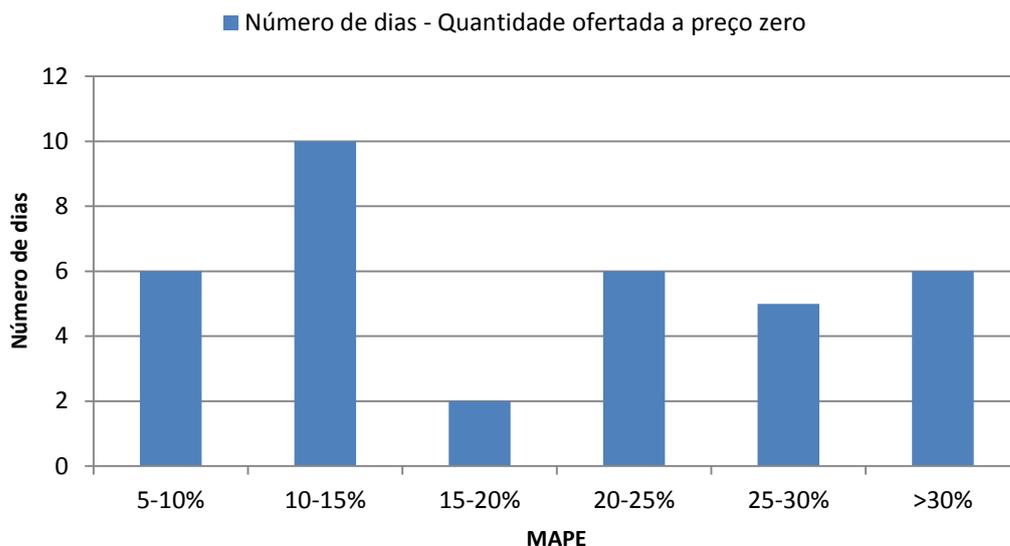


Figura 6.9 - Distribuição do número de dias, por intervalos de valor do MAPE, obtidos na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à RN 10.

Através da observação da Figura 6.9 é possível verificar que em 45,7% dos dias (16 dias) o valor do erro se situa entre os 5 e 15%, ou seja, abaixo do MAPE registado para todo o conjunto de teste (20,121%). No entanto, verifica-se que existem 6 dias cujo valor do MAPE é superior a 30%, provocando assim um aumento no valor global do MAPE para o referido conjunto.

Os valores do MAPE apresentados anteriormente referem-se a valores diários, pelo que em seguida será efetuada uma avaliação horária dos resultados obtidos, através da utilização da RN 10. Na Tabela 6.3 destacam-se os valores do MAPE e do MAPE máximo⁵ obtidos para cada hora do dia.

⁵ O MAPE (Mean Absolute Percentage Error) corresponde a uma média dos erros relativos (ou percentuais). A designação “MAPE máximo” poderá ser algo abusiva no presente contexto, uma vez que apenas pretende referir o valor máximo do erro percentual (e não um valor médio).

Tabela 6.3 - Valores do MAPE e do MAPE máximo obtidos para as 24 horas do dia, na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à RN 10.

Hora	MAPE (%)	MAPE máximo (%)	Hora	MAPE (%)	MAPE máximo (%)
1	90,479	656,855	13	14,887	93,086
2	68,294	478,825	14	14,953	97,110
3	27,948	101,496	15	11,940	42,687
4	22,902	103,494	16	14,966	52,128
5	21,759	99,676	17	13,671	46,607
6	15,312	65,164	18	12,263	45,586
7	13,205	39,381	19	11,801	56,116
8	10,444	28,759	20	12,290	35,928
9	12,878	56,866	21	12,789	38,177
10	14,286	99,591	22	12,862	48,913
11	14,449	96,912	23	12,153	43,741
12	14,300	93,223	24	12,192	36,098

Pela análise da Tabela 6.3 é possível afirmar que as primeiras cinco horas do dia são as mais problemáticas para o processo de previsão em análise, uma vez que os valores do MAPE e do MAPE máximo nessas horas são os mais elevados das 24 horas diárias. Um outro aspeto importante a ressaltar da análise desta tabela é o valor do MAPE máximo bastante elevado, registado na hora 1 e 2, que será alvo de análise em 6.1.2.3. Nas Figuras 6.10 e 6.11 encontram-se representadas as variações do valor do MAPE e do MAPE máximo para as 24 horas, respetivamente.

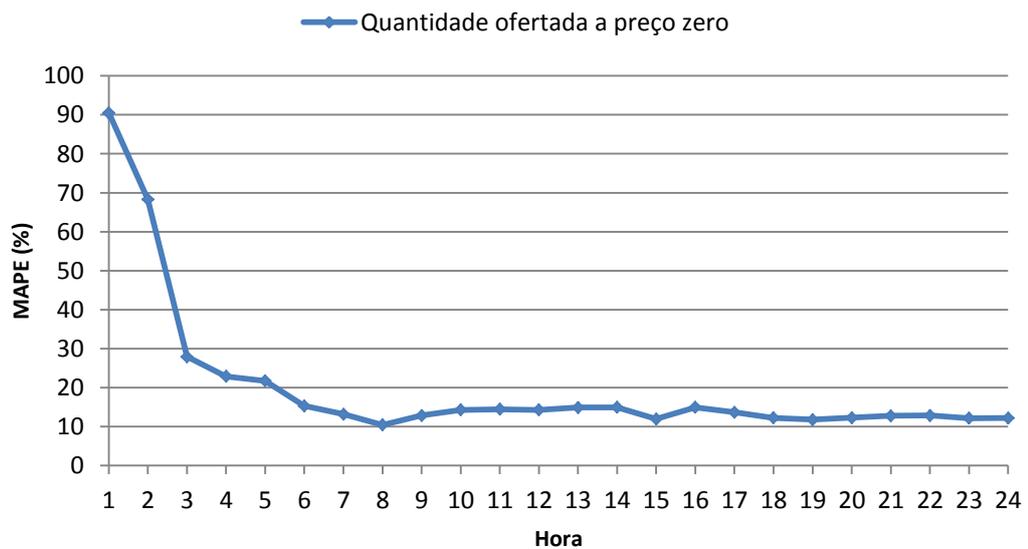


Figura 6.10 - Variação do valor do MAPE por hora obtido na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à RN 10.



Figura 6.11 - Variação do valor do MAPE máximo por hora obtido na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à RN 10.

Ao analisar as Figuras 6.10 e 6.11 verifica-se que a partir da hora 5 a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero apresenta resultados bastante satisfatórios. Ou seja, se as 5 primeiras horas do dia forem ignoradas, verifica-se que o valor do MAPE do conjunto de teste situa-se nos 13,244%, o que permite afirmar que os erros associados à previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero das primeiras cinco horas de um dia têm um impacto considerável no erro diário da respetiva previsão.

Na Figura 6.12 encontra-se representada a diferença entre a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero e a situação real registada a 14 de junho de 2013.

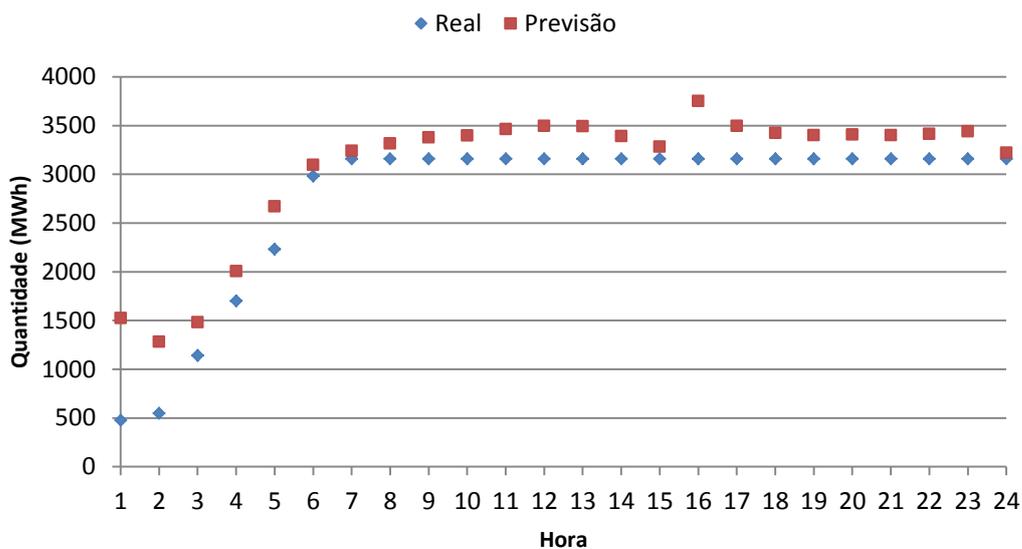


Figura 6.12 - Quantidade de energia ofertada a preço zero real e prevista para as 24 horas do dia 14 de junho de 2013.

Uma vez mais, é possível observar que a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, nas primeiras cinco horas do dia, se encontra bastante afastada da situação real. Para as restantes horas, à exceção da hora 16, verifica-se que a previsão realizada se aproxima de uma forma satisfatória da situação real.

6.1.2.3. Análise das potenciais causas de erro na previsão

Em 6.1.2.2. verificou-se que existe uma dificuldade acrescida na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero nas primeiras cinco horas de cada dia, acabando estas previsões por afetar os resultados globais. Também na sequência da análise da Tabela 6.3 verificou-se que existiram dois valores do MAPE máximo excessivamente elevados associados a cada uma das duas primeiras horas do dia (H1 - 656,885% e H2 - 478,825%). Por conseguinte, é inequívoco que estas duas horas constituem dois *outliers* da base de dados, sendo desta forma necessário identificar a(s) causa(s) para o seu aparecimento. Os valores máximos do MAPE associados a estas duas horas dizem respeito ao dia 25/05/2013. No entanto, e apesar destes terem sido os dois valores máximos do MAPE, existiram outros dois dias que se destacaram negativamente no que diz respeito ao valor da previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero para as duas primeiras horas do dia. Assim, na Tabela 6.4 encontram-se destacados os piores valores do MAPE dos dias do conjunto de teste, referentes às duas primeiras horas do dia.

Tabela 6.4 - Valores do MAPE obtidos para as primeiras duas horas nos dias 25/05/2013, 30/05/2013 e 04/06/2013, na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à RN 10.

Data	MAPE (%)	
	H1	H2
25-05-2013	506,107	414,194
30-05-2013	216,005	226,726
04-06-2013	656,855	478,825

Como se pode verificar na Tabela 6.4, os valores do MAPE associados às horas 1 e 2 dos dias 25/05/2013, 30/05/2013 e 04/06/2013, são bastante elevados. De forma a identificar uma possível causa para o aparecimento destes erros exageradamente elevados, foram analisados os relatórios de incidências publicados pelo OMIE na sua plataforma Web [42]. Nos respetivos relatórios encontram-se discriminadas as principais incidências, associadas às unidades de produção dos agentes produtores. De salientar, que estas incidências se referem tanto a situações programadas como a situações não programadas. No entanto, apenas serão analisadas para os três dias mencionados anteriormente as situações não programadas, uma vez que estas afetam diretamente a estratégia definida pelo agente produtor. Note-se uma

vez mais que o principal visado deste estudo é o grupo Iberdrola, pelo que serão apenas analisadas as incidências associadas às unidades de produção desse agente produtor.

Após uma análise dos relatórios de incidências, verifica-se que nos três dias em análise se registou o disparo do grupo 1 da central nuclear de Almaraz II (ALZ2), como se pode observar na Figura 6.13.

```

INDISP;
2013;05;25;15;57;16;
GASN-2013000035;2013;03;09;04;00;05;2013;06;01;00;00;01;ACE4;0.0;Inspeccion Mayor;1;2013;04;16;10;18;
GASN-2013000042;2013;05;26;00;00;01;2013;06;01;00;00;01;ALL1;340.0;Mix carbon para RD Garantia de Suministro;1;2013;05;24;17;41;
IBEG-2013001740;2013;05;23;22;42;23;2013;06;01;00;00;01;ALZ2;0.0;Disparo de grupo;1;2013;05;24;17;20;
IBEG-2013001483;2013;04;29;15;00;16;2013;06;07;15;00;16;ALZ2B;0.0;Reparacion fugas por junta de sellado y bocines superiores de turbina;1;2013;05;15;12;56;
IBEG-2013001482;2013;04;29;15;00;16;2013;06;07;15;00;16;ALZ2;0.0;Reparacion fugas por junta de sellado y bocines superiores de turbina;1;2013;05;15;12;55;
VIEG-2013v10235;2013;05;12;11;39;12;2013;11;14;00;00;01;ARBL;0.0;problemas en cojinete;1;2013;05;12;11;45;
VIEG-2012v10759;2013;01;01;00;00;01;2013;12;31;23;59;24;ARCL;0.0;Parada programada;1;2013;04;15;13;50;
VIEG-2012v10760;2013;01;01;00;00;01;2013;12;31;23;59;24;ARCL;0.0;Parada programada;1;2013;04;15;14;00;
VIEG-2012v10763;2013;01;01;00;00;01;2013;12;31;23;59;24;BRCL;0.0;1;2012;12;31;11;01;
VIEG-2013v10211;2013;04;28;01;00;02;2013;06;07;00;00;01;BRRL;0.0;Parada programada;1;2013;05;17;14;19;

INDISP;
2013;05;30;22;18;30;
GASN-2013000035;2013;03;09;04;00;05;2013;06;20;00;00;01;ACE4;0.0;Inspeccion Mayor;1;2013;05;28;13;33;
VIEG-2013v10262;2013;05;31;00;00;01;2013;05;31;02;00;03;AGU3;0.0;Reparacion seccionador turbina bomba;1;2013;05;30;22;18;
VIEG-2013v10261;2013;05;31;00;00;01;2013;05;31;02;00;03;AGU4;0.0;Reparacion seccionador turbina bomba;1;2013;05;30;22;16;
GASN-2013000042;2013;06;01;00;00;01;2013;06;08;00;00;01;ALL1;340.0;Mix carbon para RD Garantia de Suministro;1;2013;05;30;18;36;
IBEG-2013001740;2013;05;23;22;42;23;2013;06;03;00;00;01;ALZ2;0.0;Disparo de grupo;1;2013;05;29;22;34;
IBEG-2013001483;2013;04;29;15;00;16;2013;06;07;15;00;16;ALZ2B;0.0;Reparacion fugas por junta de sellado y bocines superiores de turbina;1;2013;05;15;12;56;
IBEG-2013001482;2013;04;29;15;00;16;2013;06;07;15;00;16;ALZ2;0.0;Reparacion fugas por junta de sellado y bocines superiores de turbina;1;2013;05;15;12;55;
VIEG-2013v10235;2013;05;12;11;39;12;2013;11;14;00;00;01;ARBL;0.0;problemas en cojinete;1;2013;05;12;11;45;
VIEG-2012v10759;2013;01;01;00;00;01;2013;12;31;23;59;24;ARCL;0.0;Parada programada;1;2013;04;15;13;50;
VIEG-2012v10760;2013;01;01;00;00;01;2013;12;31;23;59;24;ARCL;0.0;Parada programada;1;2013;04;15;14;00;
ENDG-2013050618;2013;05;27;02;47;03;2013;06;01;00;00;01;ASC2;0.0;Disparo por bajo nivel G.V.;1;2013;05;30;06;44;

INDISP;
2013;06;04;08;31;30;
GASN-2013000035;2013;03;09;04;00;05;2013;06;20;00;00;01;ACE4;0.0;Inspeccion Mayor;1;2013;05;28;13;33;
GASN-2013000042;2013;06;05;00;00;01;2013;06;15;00;00;01;ALL1;340.0;Mix carbon para RD Garantia de Suministro;1;2013;06;04;07;36;
IBEG-2013001740;2013;05;23;22;42;23;2013;06;05;00;00;01;ALZ2;0.0;Disparo de grupo;1;2013;06;03;09;45;
IBEG-2013001557;2013;06;03;08;30;09;2013;06;22;15;00;16;ALZ1B;0.0;REVISION ANUAL DE GRUPO;1;2013;06;03;10;15;
IBEG-2013001556;2013;06;03;08;30;09;2013;06;21;15;00;16;ALZ1;0.0;REVISION ANUAL DE GRUPO;1;2013;06;03;10;17;
IBEG-2013001483;2013;04;29;15;00;16;2013;06;07;15;00;16;ALZ2B;0.0;Reparacion fugas por junta de sellado y bocines superiores de turbina;1;2013;05;15;12;56;
IBEG-2013001482;2013;04;29;15;00;16;2013;06;07;15;00;16;ALZ2;0.0;Reparacion fugas por junta de sellado y bocines superiores de turbina;1;2013;05;15;12;55;
VIEG-2013v10235;2013;05;12;11;39;12;2013;11;14;00;00;01;ARBL;0.0;problemas en cojinete;1;2013;05;12;11;45;
VIEG-2012v10759;2013;01;01;00;00;01;2013;12;31;23;59;24;ARCL;0.0;Parada programada;1;2013;04;15;13;50;
VIEG-2012v10760;2013;01;01;00;00;01;2013;12;31;23;59;24;ARCL;0.0;Parada programada;1;2013;04;15;14;00;
VIEG-2012v10763;2013;01;01;00;00;01;2013;12;31;23;59;24;BRCL;0.0;1;2012;12;31;11;01;
VIEG-2013v10211;2013;04;28;01;00;02;2013;06;07;00;00;01;BRRL;0.0;Parada programada;1;2013;05;17;14;19;

```

Figura 6.13 - Excertos dos relatórios de incidências dos dias 25/05/2013, 30/05/2013 e 04/06/2013 [42].

O problema associado ao disparo do grupo 1 da central nuclear de Almaraz II provocou a sua inoperacionalidade entre o dia 25 de maio e o dia 5 de junho do ano de 2013. No entanto, destaca-se que a incidência registada nesta unidade de produção ocorreu no final do dia 23 de maio de 2013, mas apenas dois dias depois é que a respetiva unidade de produção foi colocada fora de serviço.

De seguida, encontram-se representadas nas Figuras 6.14 e 6.15 a quantidade de energia e o número de dias que cada unidade de produção de origem nuclear apresentou propostas a preço zero nas primeiras duas horas do dia, no decorrer do primeiro semestre de 2013, respetivamente.

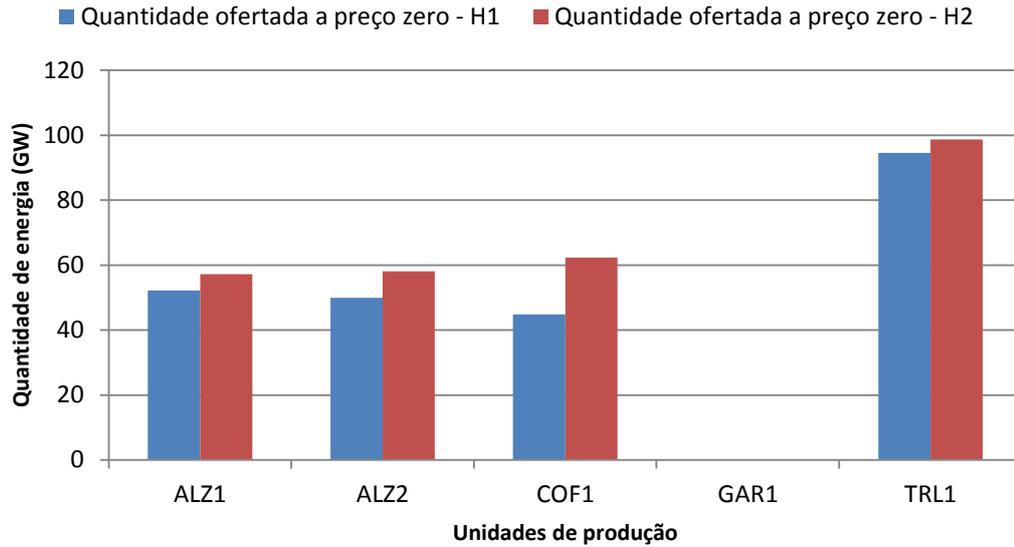


Figura 6.14 - Quantidade de energia ofertada a preço zero por cada unidade de produção de origem nuclear nas primeiras duas horas do dia, no decorrer do primeiro semestre de 2013.

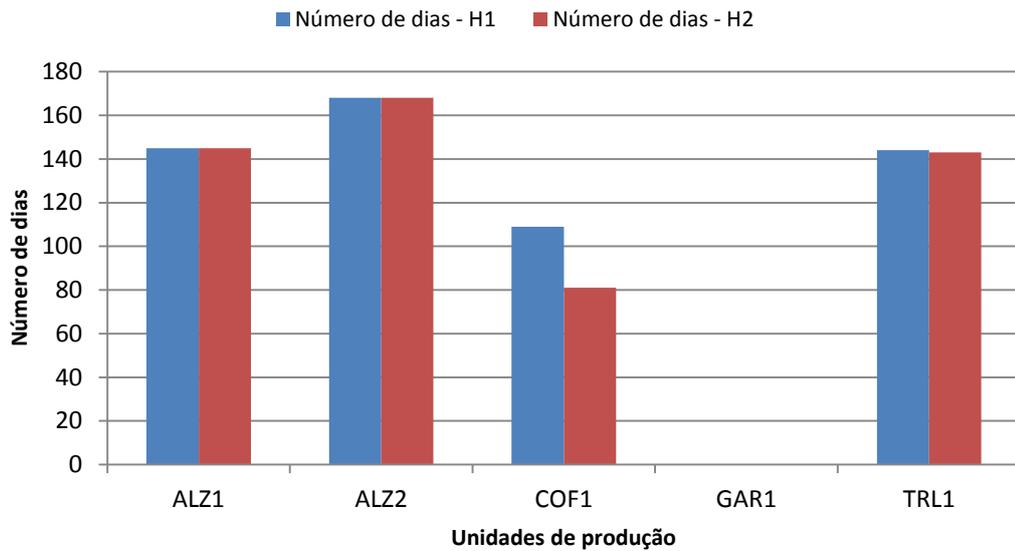


Figura 6.15 - Número de dias em que cada unidade de produção de origem nuclear apresentou propostas com preço igual a zero nas primeiras duas horas do dia, ao longo do primeiro semestre de 2013.

Ao analisar a Figura 6.14 e 6.15 constata-se que as unidades de produção de origem nuclear são muito importantes no que diz respeito à quantidade de energia ofertada a preço zero pelo grupo Iberdrola para as duas primeiras horas do dia, não só pelo número de dias em que essa situação ocorre, como pela quantidade de energia que essas unidades de produção oferecem nessas condições. Verifica-se que estas unidades de produção, à exceção da unidade de produção GAR1, oferecem quantidades de energia consideráveis nas primeiras duas horas de cada dia, sendo a unidade de produção TRL1 a que mais se destaca. Esta

unidade de produção ofertou, durante o primeiro semestre de 2013, para as duas primeiras horas do dia, um total de 193 GW a preço zero, enquanto as unidades de produção ALZ1, ALZ2 e COF1 ofertaram cerca de 109GW cada uma. Também se pode averiguar que a unidade de produção ALZ2 ofertou sob as condições anteriormente mencionadas, em 168 dos primeiros 180 dias do ano de 2013, sendo desta forma a unidade de produção que mais vezes constou nas propostas apresentadas pelo grupo Iberdrola nestas circunstâncias. Os 12 dias em que esta unidade de produção não apresentou ao mercado diário qualquer proposta deste tipo dizem respeito aos dias em que a respetiva unidade esteve fora de serviço, decorrente da incidência anteriormente referida. Por conseguinte, é possível concluir que a unidade de produção ALZ2 tem um impacto significativo na estratégia do grupo Iberdrola, relativamente à quantidade de energia ofertada a preço zero, nomeadamente para as primeiras duas horas do dia.

Nas Figuras 6.16 e 6.17 encontram-se representadas a quantidade de energia ofertada a preço zero pelo grupo Iberdrola ao mercado diário na hora 1 e 2, entre o dia 20 de maio de 2013 e o dia 10 de junho de 2013, respetivamente.

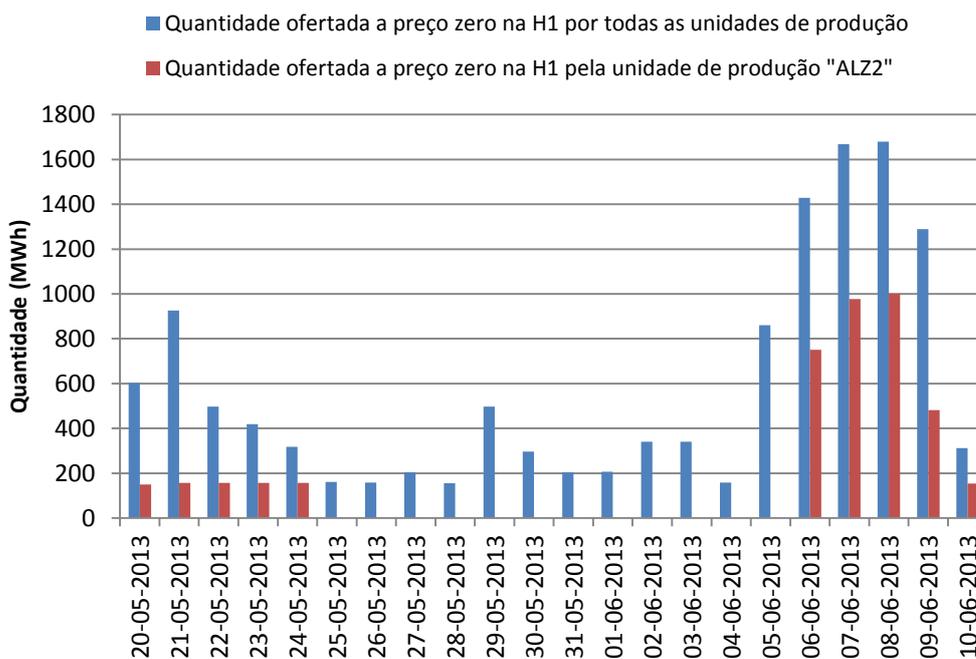


Figura 6.16 - Quantidade de energia ofertada a preço zero por todas as unidades de produção e pela unidade de produção "ALZ2" na hora 1, entre 20/05/2013 e 10/06/2013.

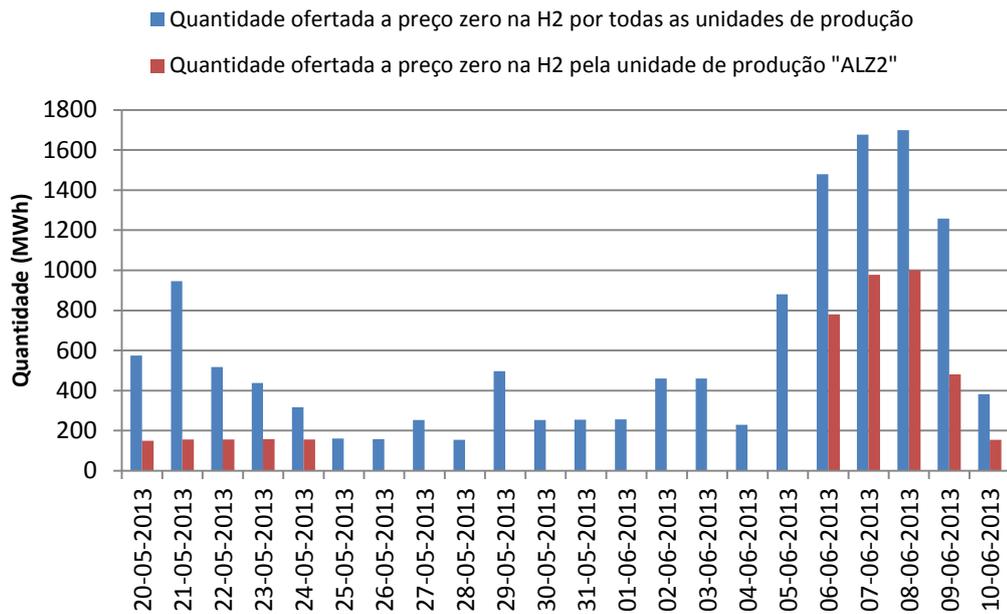


Figura 6.17- Quantidade de energia ofertada a preço zero por todas as unidades de produção e pela unidade de produção “ALZ2” na hora 2, entre 20/05/2013 e 10/06/2013.

Da análise da Figura 6.16 e 6.17 constata-se que depois de resolvida a situação que colocou a unidade de produção ALZ2 fora de serviço, entre o dia 25 de maio de 2013 e o dia 5 de junho de 2013, existiu um crescimento acentuado da quantidade de energia ofertada a preço zero pelo grupo Iberdrola para as primeiras duas horas nos três dias seguintes. Esse crescimento ocorreu essencialmente devido à grande quantidade de energia disponibilizada pela unidade de produção ALZ2 sob essas condições. Este aspeto reflete uma vez mais a importância que esta unidade de produção tem no plano estratégico do grupo, relativamente à quantidade de energia ofertada a preço zero no mercado diário do MIBEL. É importante referir que durante o período de tempo em que a unidade de produção ALZ2 esteve fora de serviço, se registaram algumas quantidades significativas de energia ofertadas a preço zero pelo grupo Iberdrola. No entanto, provavelmente essa quantidade teria sido superior caso a unidade de produção ALZ2 estivesse operacional. A saída de serviço da unidade de produção ALZ2 constitui uma justificação para considerar como *outliers* as quantidades de energia ofertadas a preço zero nas horas 1 e 2 entre o dia 25 de maio de 2013 e o dia 5 de junho de 2013. Por conseguinte, foi realizada uma nova previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, ignorando os dados relativos às horas 1 e 2 dos 12 dias em que a unidade de produção ALZ2 esteve fora de serviço.

6.1.2.4. Previsão da Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero ignorando incidências

A saída de serviço não programada da unidade de produção ALZ2 do grupo Iberdrola constituiu uma potencial causa para afetar negativamente os resultados globais da previsão realizada, no que diz respeito à quantidade de energia ofertada a preço zero. De forma a avaliar o impacto desta incidência nos resultados obtidos, foi realizada uma nova previsão ignorando os dados relativos às horas 1 e 2, durante o período de tempo em que a unidade de produção ALZ2 esteve fora de serviço. Os resultados apresentados de seguida foram obtidos com recurso à RN que apresentou o melhor desempenho na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, a RN10.

Tabela 6.5 - Performance da nova RN 10 na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero.

RN	Variáveis	n	MAPE _{TOTAL} (%)	MAPE _{TESTE} (%)	RMSE _{TOTAL} (MWh)	RMSE _{TESTE} (MWh)	R _{TREINO}	R _{VALID}	R _{TESTE}
10	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Reserhip, Preçohist, Ofzeroall	9	15,409	18,900	737,90	940,48	0,967	0,902	0,904

Ao analisar os resultados da Tabela 6.5, e comparando os mesmos com os resultados constantes na Tabela 6.1, verifica-se que o desempenho da RN 10 melhora ao não considerar os dados anteriormente mencionados. Destaca-se essencialmente a diminuição do valor do MAPE de 20,121% para 18,900% para os dias relativos ao conjunto de teste.

Na Figura 6.18 encontra-se representada a distribuição do número de dias do conjunto de teste, por intervalos de valor do MAPE, com e sem a consideração dos dados relativos ao período em que ocorreu a incidência na unidade produtora ALZ2.

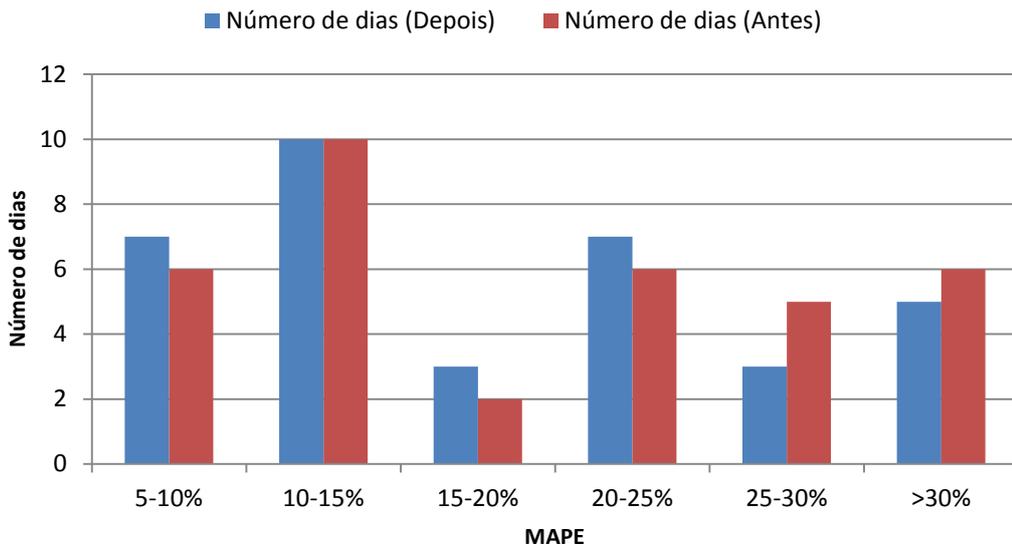


Figura 6.18 - Distribuição do número de dias, por intervalos de valor do MAPE, obtidos na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à nova RN 10 e à antiga RN 10.

Pela análise da Figura 6.18 constata-se que a nova RN implementada possibilitou uma diminuição do número de dias com valores do MAPE superiores a 25%, passando a existir um total de 8 dias face aos 11 dias que se tinha anteriormente, ou seja, uma diminuição de 27% do número de dias. Por outro lado, regista-se um aumento do número de dias com valores do MAPE situados entre os 5 e os 20%, representando um crescimento de cerca de 11%.

A Tabela 6.6 apresenta os valores do MAPE e do MAPE máximo obtidos para cada hora do dia com recurso à nova RN 10.

Tabela 6.6 - Valores do MAPE e do MAPE máximo obtidos para as 24 horas do dia, na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à nova RN 10.

Hora	MAPE (%)	MAPE máximo (%)	Hora	MAPE (%)	MAPE máximo (%)
1	83,579	277,689	13	16,690	95,456
2	38,389	169,244	14	16,716	99,693
3	29,127	100,876	15	12,376	49,369
4	26,236	95,754	16	12,623	48,389
5	22,941	76,875	17	12,728	47,944
6	13,981	45,507	18	12,591	48,242
7	12,680	49,459	19	11,528	52,277
8	11,109	41,906	20	11,882	46,184
9	13,676	51,458	21	12,715	47,141
10	15,810	100,765	22	13,263	51,463
11	16,613	91,377	23	11,236	48,750
12	16,176	92,875	24	16,144	41,927

As Figuras 6.19 e 6.20 apresentam a distribuição dos valores do MAPE e do MAPE máximo por hora, para a nova RN 10 desenvolvida e para a RN 10 apresentada em 6.1.2.1., respectivamente.

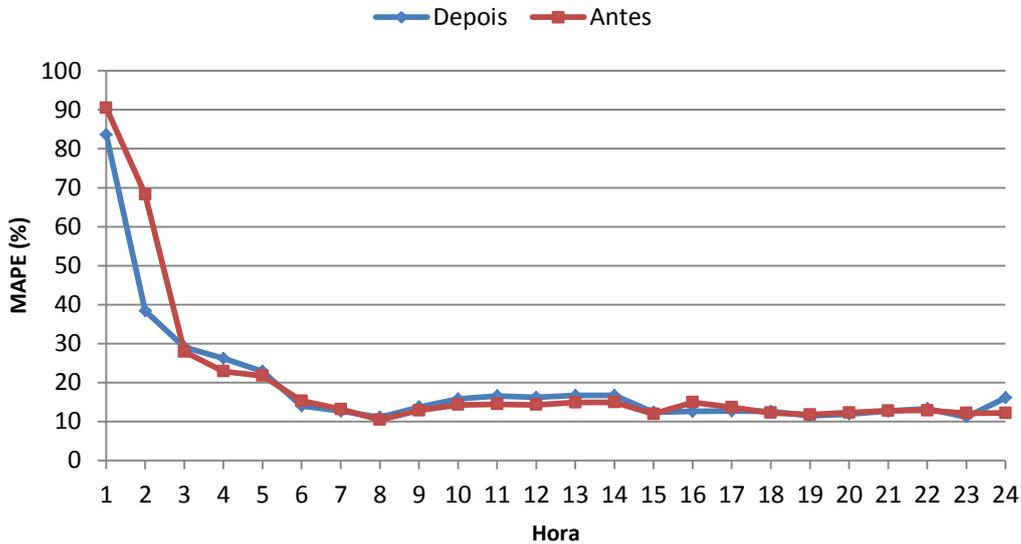


Figura 6.19 - Variação do valor do MAPE por hora obtido na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à nova RN 10 e à antiga RN 10.

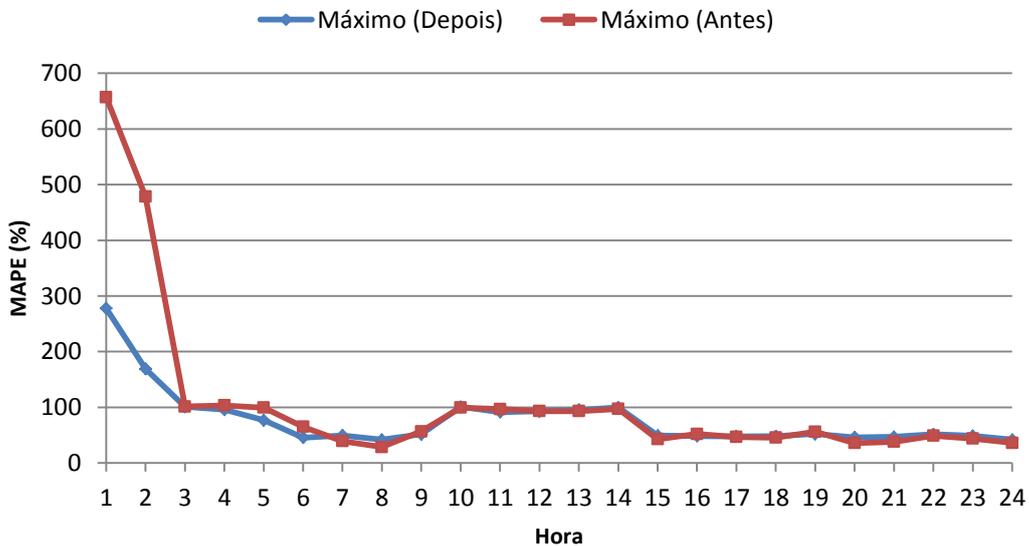


Figura 6.20 - Variação do valor do MAPE máximo por hora obtido na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero com recurso à nova RN 10 e à antiga RN 10.

Como se pode verificar através da análise da Tabela 6.6, persiste a dificuldade em efetuar a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero para as primeiras cinco horas do dia. O valor médio do MAPE para as horas subseqüentes à hora 5, obtido para a nova RN 10,

situa-se nos 13,711%, ou seja, muito próximo do valor médio registado antes de serem removidos os dados anteriormente especificados (13.244%).

Através da análise da Figura 6.19 e 6.20 verifica-se que existe uma diminuição do valor do MAPE e do MAPE máximo, para as primeiras duas horas do dia, com a utilização da nova RN 10 face à antiga. Esta diminuição deve-se em grande parte ao facto de não se ter realizado a previsão das primeiras duas horas dos dias 25/05/2013, 30/05/2013 e 04/06/2013, que implicavam erros muito elevados (6.1.2.3). Por conseguinte, conclui-se que a ocorrência de incidentes não programados de unidades produtoras de qualquer agente produtor deve ser analisada cuidadosamente, no que diz respeito ao impacto que estas têm no plano estratégico do agente produtor. Assim, para além de uma avaliação cuidada quanto à importância da unidade de produção, devem ser igualmente estudadas as implicações que essas paragens não programadas têm nas propostas apresentadas pelo respetivo agente produtor ao mercado diário do MIBEL.

6.1.2.5. Previsão da Quantidade de Energia Ofertada a Preço Zero admitindo RN distintas.

A previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero apresenta um comportamento mais errático para as primeiras cinco horas do dia, assim como referido em 6.1.2.2. No entanto, a situação mais crítica regista-se para as primeiras três horas do dia. De forma a tentar melhorar os resultados previsionais associados às primeiras três horas do dia, experimentou-se separar o diagrama diário em duas partes, representados por duas RN distintas. A primeira RN terá como objetivo prever a quantidade de energia ofertada a preço zero para as primeiras três horas do dia, enquanto a segunda RN terá como objetivo prever a quantidade de energia ofertada a preço zero para as restantes horas.

Na Tabela 6.7 são apresentadas as duas RN desenvolvidas para a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, a RN1 para as três primeiras horas e a RN2 para as restantes vinte e uma horas. A seleção destas RN resultou de uma análise de diversas RN, com variáveis de entrada distintas, sendo a RN1 e a RN2 as escolhidas, visto que apresentavam valores mais baixos do MAPE e do RMSE, e os valores mais elevados de R.

Tabela 6.7 - Performance da RN 1 e 2 desenvolvidas para a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero das primeiras 3 horas do dia e para as restantes 21 horas, respetivamente.

RN	Variáveis	n	MAPE _{TOTAL} (%)	MAPE _{TESTE} (%)	RMSE _{TOTAL} (MWh)	RMSE _{TESTE} (MWh)	R _{TREINO}	R _{VALID}	R _{TESTE}
1	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Reserhip,	5	39,719	49,933	767,29	981,58	0,956	0,920	0,917
	Preçohist, Ofzeroall								
2	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Reserhip,	9	14,492	15,356	836,06	943,40	0,956	0,861	0,880
	Preçohist, Ofzeroall								

Os gráficos indicativos do coeficiente de correlação do conjunto de treino, validação e teste das duas RN podem ser observados em Anexos nas Figuras A1 e A2.

Na Tabela 6.8 apresentam-se os resultados obtidos para as medidas de desempenho, considerando a associação das duas RN (RN 1 + RN 2) para a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero para as 24 horas do dia.

Tabela 6.8 - Performance global com a associação da RN 1 e 2 na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero.

RN	MAPE _{TOTAL} (%)	MAPE _{TESTE} (%)	RMSE _{TOTAL} (MWh)	RMSE _{TESTE} (MWh)
1+2	17,646	19,678	827,78	948,26

Ao analisar os resultados da Tabela 6.8, e comparando-os com os resultados obtidos através da utilização da RN 10 (Tabela 6.1), em que se admite uma única RN para a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero para as 24 horas do dia, verifica-se que existe uma melhoria das medidas de desempenho no que se refere aos dias do conjunto de teste. Assim, constata-se que para este tipo de previsão, a RN (1+2) provoca uma diminuição de 0,443% do valor do MAPE e de 12,89 MWh do valor do RMSE, em relação à RN 10. No entanto, regista-se um agravamento dos valores do MAPE e do RMSE para a RN (1+2) no que se refere ao conjunto total dos dias, que se traduz por um aumento de 0,175% do valor do MAPE e de 50,80 MWh do valor do RMSE, quando comparados com os resultados obtidos para a RN 10.

De seguida, é realizada uma análise por hora dos valores do MAPE obtidos para os dias do conjunto de teste através da utilização da RN (1+2) e da RN 10. Na Figura 6.21 e 6.22 encontram-se representadas as variações do valor do MAPE e do MAPE máximo, para as 24 horas do dia, respetivamente.

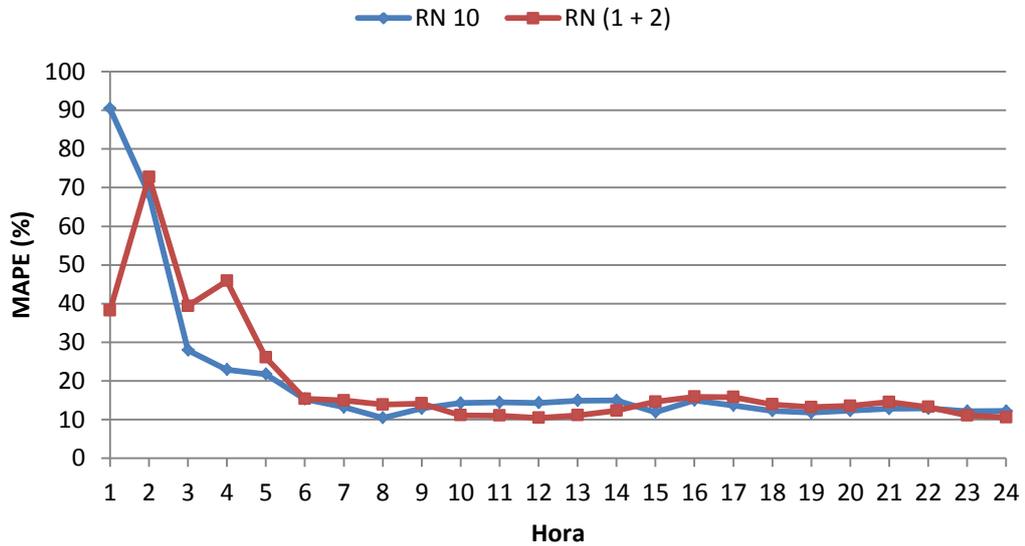


Figura 6.21 - Variação do valor do MAPE por hora obtido na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, com recurso à RN 10 e à RN (1+2).

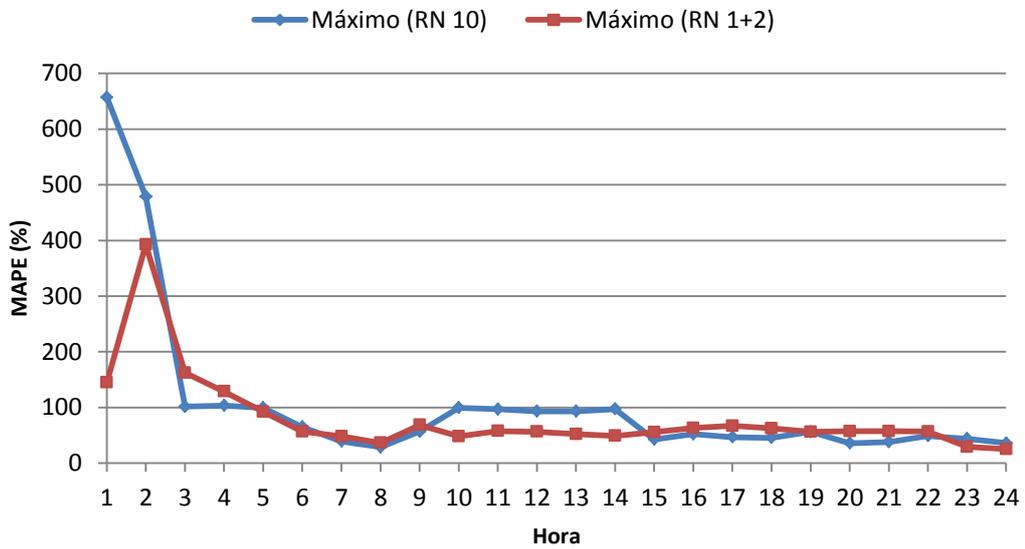


Figura 6.22 - Variação do valor do MAPE máximo por hora obtido na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, com recurso à RN 10 e à RN (1+2).

Através da observação da Figura 6.21, é possível verificar que a utilização da RN (1+2) possibilita uma diminuição significativa do valor do MAPE para a hora 1 (MAPE (RN 1+2) = 38,224%, MAPE (RN 10) = 90,479%). Para esta diminuição em muito contribuiu a redução do

valor do MAPE máximo registado nessa hora, passando de 656,855% na RN 10 para 144,792% na RN (1+2). No entanto, os resultados previsionais obtidos para esta hora continuam a não ser satisfatórios. A utilização da RN (1+2) possibilita ainda uma melhoria nos resultados previsionais para as horas 10, 11, 12, 13, 14, 23 e 24. Para as restantes horas, a RN 10 apresenta melhores resultados, destacando-se na previsão para as horas 3, 4 e 5.

Pode-se concluir que a melhoria dos resultados globais conseguidos através da utilização da RN (1+2), Tabela 6.8, é influenciada pela diminuição do erro da previsão para a hora 1. Contudo, e assim como já referido anteriormente, a respetiva diminuição ainda não é suficiente para se considerarem satisfatórios os resultados previsionais da respetiva hora.

Assim como se pode verificar em 6.1.2.4, a RN 10 apresenta um melhor desempenho ao ignorar os registos das duas primeiras horas referentes aos dias em que a unidade de produção (ALZ2) esteve fora de serviço durante o primeiro semestre de 2013. Por conseguinte, realizou-se um novo treino da RN 1, ignorando os registos mencionados anteriormente. Os resultados obtidos para a referida situação constam na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 - *Performance* da RN 1 na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, ignorando incidências.

RN	Variáveis	n	MAPE _{TOTAL} (%)	MAPE _{TESTE} (%)	RMSE _{TOTAL} (MWh)	RMSE _{TESTE} (MWh)	R _{TREINO}	R _{VALID}	R _{TESTE}
	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, 1 Reserhip, Preçohist, Ofzeroall	4	38,518	39,776	793,23	937,85	0,944	0,915	0,932

Ao comparar os resultados obtidos para a RN 1, com e sem a consideração dos registos referentes às duas primeiras horas dos dias em que a unidade de produção ALZ2 esteve fora de serviço, Tabela 6.7 e 6.9 respetivamente, verifica-se que ocorreu uma diminuição significativa do valor do MAPE para os dias do conjunto de teste (MAPE_{Antes} = 49,933%, MAPE_{Depois} = 39,776%).

Na Tabela 6.10 é possível observar os valores do MAPE para a RN 1, com e sem a consideração dos registos relativos às incidências mencionadas anteriormente e referentes aos dias do conjunto de teste.

Tabela 6.10 - Valores do MAPE na previsão da quantidade de energia ofertada a zero para as 3 primeiras do dia, com e sem a consideração de incidências, com recurso à RN1.

Hora	MAPE (%)	
	Antes	Depois
1	38,224	38,416
2	72,739	38,416
3	39,394	40,224

Através da análise da Tabela 6.10, verifica-se que houve uma diminuição significativa do valor do MAPE referente à hora 2, ao ignorar os registos das duas primeiras horas das incidências mencionadas ($MAPE_{Antes} = 72,739\%$, $MAPE_{Depois} = 38,416\%$). Uma vez mais ficou comprovada a influência negativa da utilização destes registos na *performance* das RN utilizadas.

6.2. Previsão da Curva de Oferta

Assim como especificado em 5.2.2, foram utilizadas três estratégias distintas para a previsão da curva de oferta. A primeira estratégia passou por efetuar a previsão da reta de aproximação à curva de oferta. A segunda estratégia seguiu uma abordagem distinta, realizando-se a previsão da quantidade de energia ofertada pelo agente produtor para determinados preços. A última estratégia utilizada é idêntica à anterior, passando por prever o preço ofertado pelo agente produtor para determinadas quantidades de energia. Para cada uma das estratégias mencionadas serão apresentados os principais resultados previsionais obtidos, dando especial atenção aos resultados referentes aos dias do conjunto de teste.

6.2.1. Análise preliminar

Antes de avançar para o processo de previsão da curva de oferta, foi realizada uma análise do comportamento da mesma. Ao contrário do que se efetuou em 6.1.1, esta análise não teve como objetivo principal determinar, *a priori*, quais as variáveis de entrada mais relevantes para este processo de previsão, mas sim analisar as principais dificuldades associadas à previsão da curva de oferta.

6.2.1.1. Curva de Oferta hora a hora

Em primeiro lugar foi analisado o comportamento da curva de oferta, para determinadas horas do dia, nomeadamente a relação existente entre as curvas de oferta para horas subsequentes.

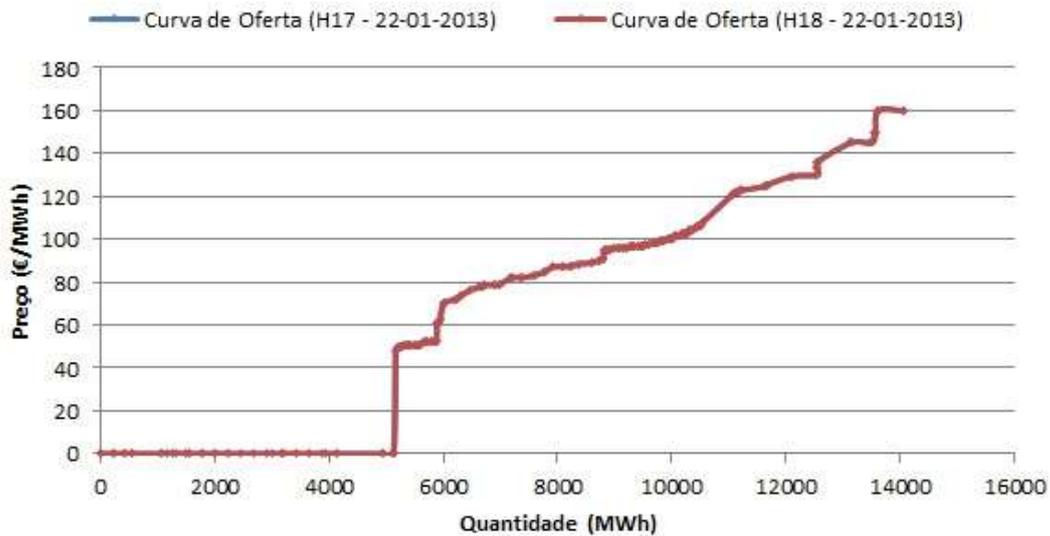


Figura 6.23 - Curvas de oferta apresentadas pelo grupo Iberdrola ao mercado diário nas horas 17 e 18, do dia 22 de janeiro de 2013.

Pela análise da Figura 6.23, verificou-se que as propostas apresentadas pelo agente produtor para as horas 17 e 18 são iguais, uma vez que existe sobreposição das curvas de oferta. A repetição de propostas regista-se igualmente para outras horas do dia. A situação ideal seria desenvolver uma RN específica para os conjuntos de horas em que se verificam essas repetições. No entanto, não se dispõe de um conjunto de exemplos suficientemente grande para que se consiga separá-lo em subconjuntos, sob pena de cada RN não ter um conjunto de exemplos suficiente para permitir uma aprendizagem de funções complexas ou dependentes de muitas variáveis. Assim, optou-se por um modelo generalista, admitindo-se que não existe qualquer relação entre as curvas de oferta de horas subsequentes. Esta generalização terá como principal implicação o aumento do erro da previsão, uma vez que ao admitir-se que cada hora é um caso independente, existirá um erro associado a cada uma das horas, enquanto que o desenvolvimento de uma RN específica para determinados conjuntos de horas teria um erro associado a cada conjunto de horas.

6.2.1.2. Ajustamento de uma reta à Curva de Oferta

A primeira estratégia utilizada tem como objetivo prever os parâmetros das retas ($y = mx$ e $y = mx + b$) de aproximação à curva de oferta. Nas Figuras 6.24 e 6.25 encontram-se representadas as retas de aproximação ($y = mx + b$) às curvas de oferta, da hora 10 do dia 7 de maio de 2013 e da hora 2 do dia 2 de março de 2013, respetivamente.

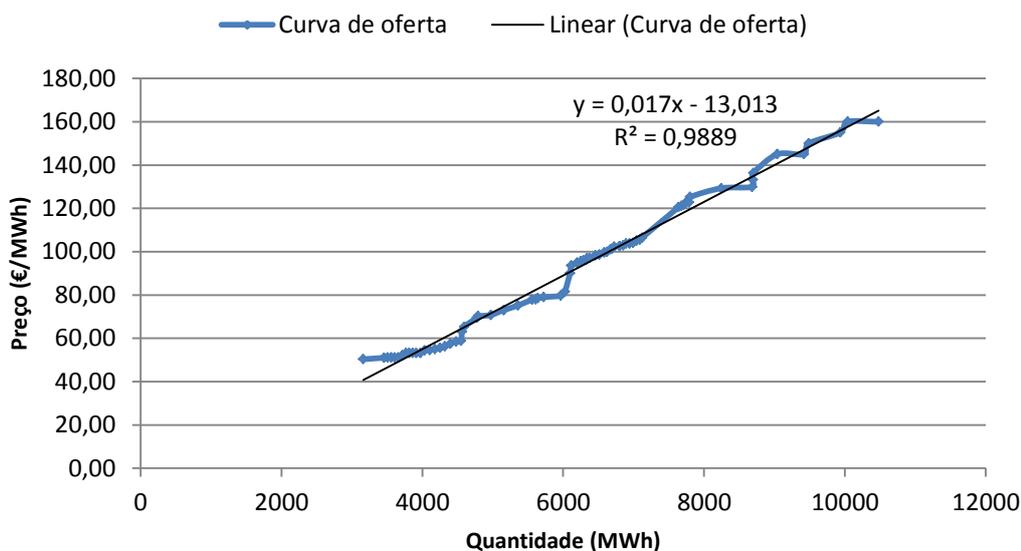


Figura 6.24 - Reta de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta da hora 10 do dia 7 de maio de 2013.

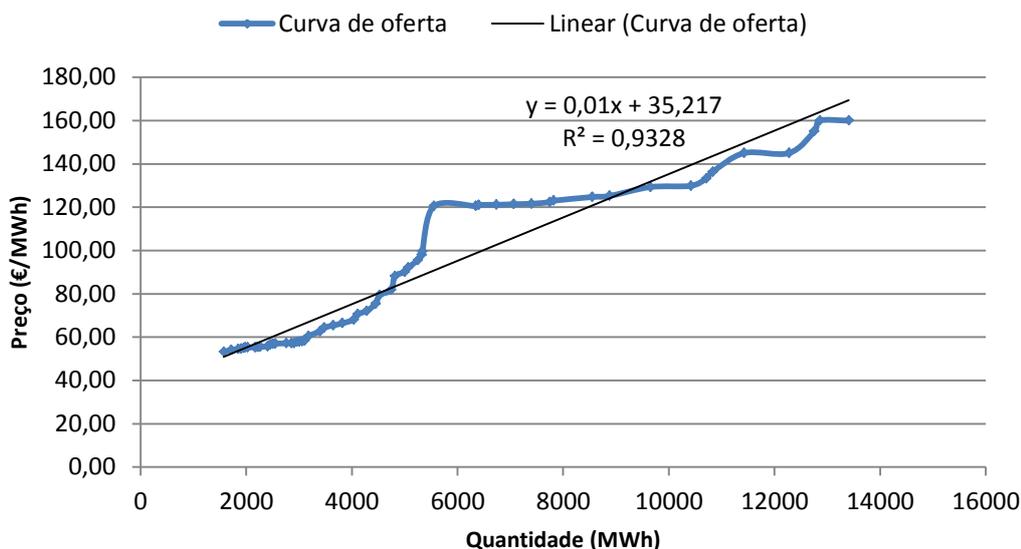


Figura 6.25 - Reta de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta da hora 2 do dia 2 de março de 2013.

Pela análise das Figuras 6.24 e 6.25 verificou-se que o ajustamento da reta à curva de oferta é melhor no primeiro caso ($R^2 = 0,9889$) face ao segundo ($R^2 = 0,9328$). A segunda situação apresenta um valor de ajustamento mais baixo, uma vez que contém propostas com maiores quantidades de energia associadas e porque existe um conjunto de propostas com níveis de preço idênticos. Assim, o ajustamento da reta à curva de oferta, será tanto melhor quanto menores forem as quantidades de energia associadas a cada proposta da curva de oferta, assim como quanto maior for a diferença entre os preços das diferentes propostas. Por conseguinte, concluiu-se que a qualidade da previsão da curva de oferta, segundo esta estratégia, estará fortemente dependente dos aspetos mencionados anteriormente.

6.2.1.3. Inclinação da Curva de Oferta

A inclinação das curvas de oferta apresentadas pelo agente produtor, dependem da quantidade de energia e do preço associados a cada proposta. Nas Figuras 6.26 e 6.27 encontra-se representada a curva de oferta e as retas de aproximação ($y = mx$ e $y = mx + b$) da hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013 e da hora 6 do dia 5 de abril de 2013, respetivamente.

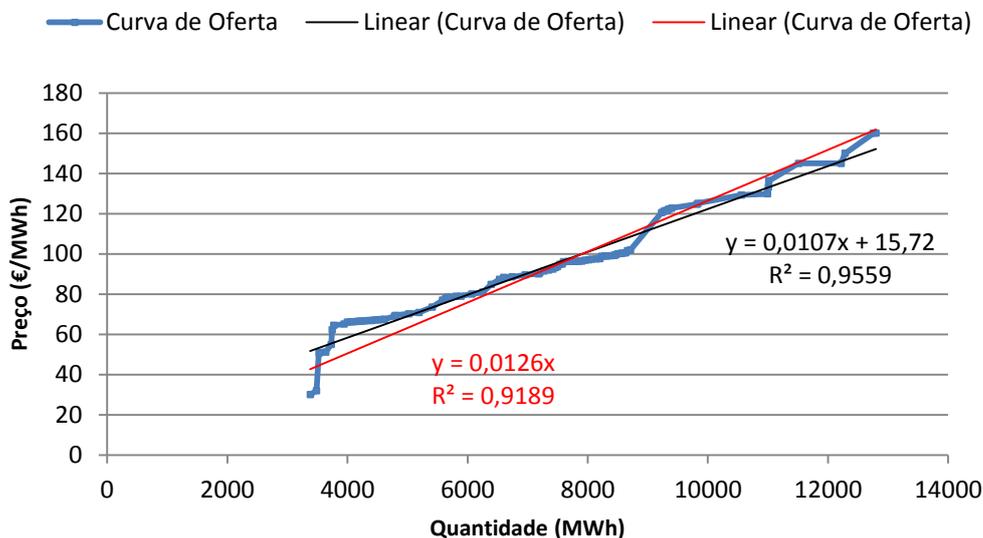


Figura 6.26 - Retas de aproximação ($y = mx$ e $y = mx + b$) à curva de oferta da hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013.

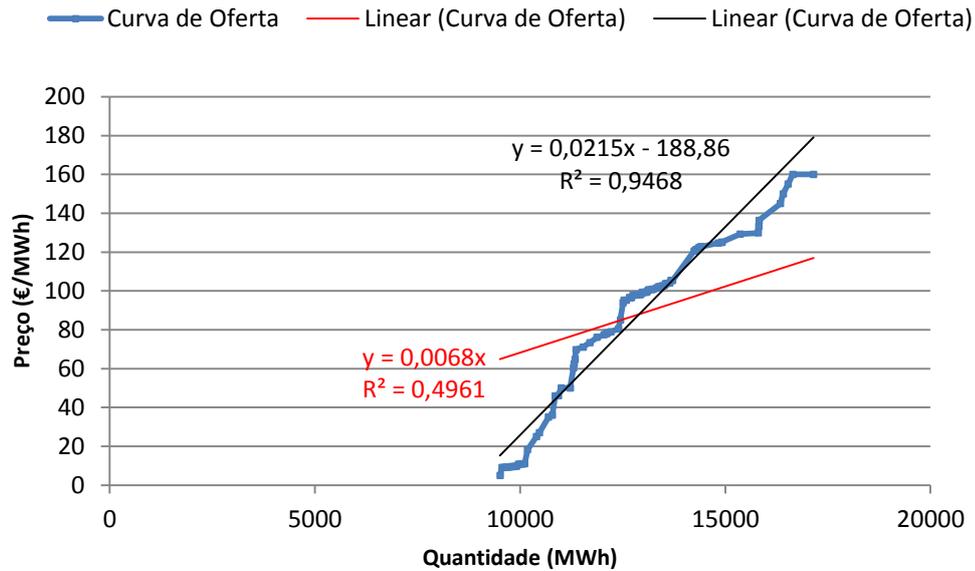


Figura 6.27 - Retas de aproximação ($y = mx$ e $y = mx + b$) à curva de oferta da hora 6 do dia 5 de abril de 2013.

Através da análise das Figuras 6.26 e 6.27 foi possível constatar dois aspetos importantes. O primeiro, é que quanto maior for a inclinação da curva de oferta, menor será o ajustamento da reta ($y = mx$) à respetiva curva. Note-se que para o primeiro caso o valor de R^2 é de 0,9189, enquanto que para o segundo o caso o valor de R^2 é de 0,4961. Por conseguinte, concluiu-se que a previsão da curva de oferta através da reta de aproximação ($y = mx$) deverá ser realizada de forma prudente, uma vez que se pode estar na presença de uma curva de oferta com uma inclinação acentuada e, conseqüentemente, a reta prevista pode não estar ajustada adequadamente à respetiva curva. No entanto, o risco de não se conseguir um ajustamento adequado da reta a curvas de oferta com uma inclinação acentuada, não se regista para retas ($y = mx + b$), uma vez que a variação da ordenada na origem (b) permite que a reta se ajuste adequadamente a curvas com baixa ou elevada inclinação. O segundo aspeto a referir da análise das Figuras 6.26 e 6.27 é que a inclinação das curvas de oferta é influenciada pela quantidade de energia ofertada a preço zero. Note-se, que no primeiro caso (baixa inclinação da curva de oferta), a quantidade de energia ofertada a preço zero ronda os 3400 MWh, enquanto na segunda situação (elevada inclinação da curva de oferta) a quantidade de energia ofertada a preço zero ronda os 9500 MWh. Assim, concluiu-se que a utilização da previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero poderá ser uma variável interessante a utilizar para a previsão da curva de oferta nas diferentes estratégias utilizadas. Desta forma, pressupõe-se que a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero (Modelo 1) deverá ser realizada em primeiro lugar.

6.2.2. Resultados previsionais - Reta $y = mx$

Após uma análise preliminar relativamente às principais dificuldades na previsão da curva de oferta, verificaram-se quatro aspetos importantes. O primeiro é que a utilização de um modelo generalista para a previsão da curva de oferta irá implicar um erro associado a cada hora do dia. O segundo é que a qualidade do ajustamento das retas à curva de oferta está dependente da quantidade de energia associada a cada proposta da respetiva curva. O terceiro é que não é possível um ajustamento adequado da reta ($y = mx$) a curvas de oferta com elevada inclinação. O último é que a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero poderá ser uma variável interessante a considerar na previsão da curva de oferta.

De seguida, serão apresentados os principais resultados obtidos na previsão da curva de oferta através da reta de aproximação ($y = mx$) à respetiva curva.

6.2.2.1. *Performance* das RN

Num primeira fase foram treinadas diversas RN, com o objetivo de escolher a RN que melhor se adequasse à previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta. Desta forma, desenvolveram-se RN cujas principais diferenças residem nas variáveis de entrada utilizadas e no número de neurónios da camada escondida.

De modo a avaliar a qualidade das RN utilizaram-se como medidas de desempenho o coeficiente de correlação (R), o erro médio quadrático (RMSE) e o erro médio absoluto percentual (MAPE), tal como referido em 5.4. Na Tabela 6.11 são apresentadas as RN obtidas com melhor desempenho.

Na tabela mencionada, n representa o número de neurónios da camada escondida da RN e Ofzeroprev representa a quantidade de energia ofertada a preço zero, prevista através da RN 10 (6.1.2.1). Esta variável não foi mencionada na metodologia, uma vez que apenas no decorrer da análise preliminar (6.2.1) foi possível verificar a importância da mesma na previsão da reta de aproximação à curva de oferta.

Tabela 6.11 - Performance das RN desenvolvidas para a previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta.

RN	Variáveis	n	MAPE _{TOTAL} (%)	MAPE _{TESTE} (%)	RMSE _{TOTAL}	RMSE _{TESTE}	R _{TREINO}	R _{VALID}	R _{TESTE}
1	Mês, DDS, Hora	3	15,145	16,354	0,0020	0,0022	0,594	0,539	0,513
2	Mês, DDS, Hora, Curvahist	4	11,642	12,145	0,0017	0,0018	0,750	0,710	0,710
3	Mês, DDS, Hora, Ofzerohist	4	12,423	13,396	0,0018	0,0019	0,700	0,691	0,677
4	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Ofzerohist	5	10,838	11,667	0,0016	0,0017	0,775	0,786	0,742
5	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons	6	10,962	12,416	0,0016	0,0017	0,780	0,776	0,732
6	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol	5	9,377	11,083	0,0014	0,0016	0,858	0,811	0,781
7	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Prevpre	5	10,894	12,096	0,0015	0,0016	0,823	0,736	0,765
8	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol, Prodhid	6	8,319	10,947	0,0012	0,0016	0,891	0,883	0,775
9	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol, Prodener	6	9,934	11,822	0,0014	0,0018	0,846	0,797	0,749
10	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol, Preçohist	6	8,272	9,707	0,0012	0,0014	0,898	0,806	0,831
11	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol, Preçohist, Reserhip	6	7,178	8,843	0,0011	0,0014	0,929	0,850	0,849
12	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol, Preçohist, Reserhip, Ofzeroall	7	6,872	9,004	0,0010	0,0013	0,941	0,868	0,857
13	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol, Preçohist, Reserhip, Ofzeroprev	7	6,552	8,186	0,0010	0,0012	0,936	0,861	0,876

Pela análise da Tabela 6.11 constata-se que a RN 12 é a que apresenta, para o conjunto de treino e de validação, os valores mais elevados de R ($R = 0.941$ e $R = 0.868$, respetivamente). No entanto, o valor de R mais importante é o que se refere ao conjunto de teste, e nesse caso a RN 13 é a que regista o valor mais elevado ($R = 0.876$).

Relativamente ao RMSE do conjunto de teste, verifica-se que de todas as RN testadas, a RN 13 é a que regista o valor mais baixo (0,0012). No que respeita ao conjunto total dos dados, as RN 12 e 13 apresentam o valor mais baixo do RMSE (0,0010). Embora, as RN 12 e 13 apresentem o mesmo valor do RMSE para esse conjunto, no que se refere a esta medida de desempenho, a RN 13 é a melhor opção, uma vez que tem o valor mais baixo do RMSE para o conjunto de teste.

Pela análise do valor do MAPE, a RN 13 é a que se destaca por ter os valores mais baixos, quer para o conjunto total dos dados (6,552%), como para o conjunto de teste (8,186%).

Pelas razões mencionadas anteriormente, considera-se que a RN mais adequada a utilizar na previsão é a RN 13, que engloba como variáveis de entrada o mês, o dia da semana (DDS), a hora, o histórico da curva de oferta (Curvahist), a previsão do consumo (Prevcons), a previsão de produção eólica (Preveol), o preço do mercado diário no dia n (Preçohist), as reservas hiperanuais de centrais hídricas (Reserhip) e a quantidade de energia ofertada a preço zero prevista para o dia $n + 1$ (Ofzeroprev).

Na Figura 6.28 é possível visualizar os gráficos indicativos do coeficiente de correlação dos conjuntos de treino, validação e teste, referentes à RN 13.

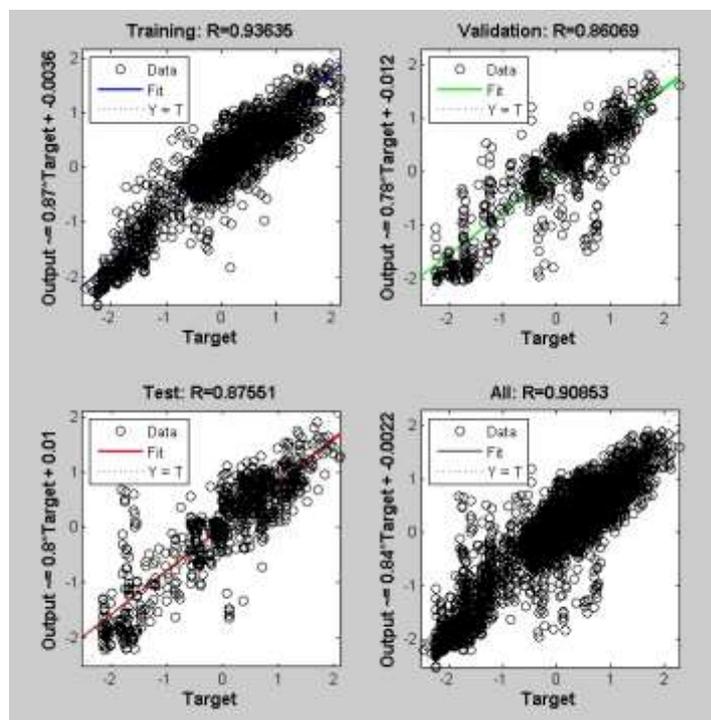


Figura 6.28 - Gráficos indicativos do coeficiente de correlação do conjunto de treino, validação e teste, da RN13.

6.2.2.2. Análise dos resultados do conjunto de teste

Como verificado em 6.2.2.1, a RN 13 é a que garante os melhores resultados para a previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta. Assim, serão analisados os resultados alcançados pela RN 13 na previsão da reta de aproximação, para os dias do conjunto de teste. Na Tabela 6.12 é possível observar os valores do MAPE obtidos em cada um dos 35 dias do conjunto de teste.

Tabela 6.12 - Valores do MAPE por dia obtidos na previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta, com recurso à RN 13.

Data	MAPE (%)	Data	MAPE (%)
10-01-2013	4,753	10-04-2013	4,193
15-01-2013	11,576	15-04-2013	22,127
20-01-2013	5,717	20-04-2013	9,596
25-01-2013	4,634	25-04-2013	4,695
30-01-2013	2,360	30-04-2013	7,725
04-02-2013	10,188	05-05-2013	3,258
09-02-2013	7,452	10-05-2013	9,390
14-02-2013	10,257	15-05-2013	2,111
19-02-2013	6,465	20-05-2013	11,128
24-02-2013	7,363	25-05-2013	4,047
01-03-2013	6,657	30-05-2013	3,369
06-03-2013	3,918	04-06-2013	7,031
11-03-2013	11,804	09-06-2013	3,909
16-03-2013	33,515	14-06-2013	5,084
21-03-2013	6,978	19-06-2013	5,125
26-03-2013	6,372	24-06-2013	13,169
31-03-2013	12,373	29-06-2013	6,111
05-04-2013	12,074		

Através da análise da Tabela 6.12 é possível verificar que os valores mais elevados do MAPE se registam nos dias 16/03/2013, 15/04/2013 e 24/06/2013 (33,515%, 22,127% e 13,169%, respetivamente). Em contrapartida, constata-se que os dias em que se obteve os menores valores do MAPE foram os dias 30/01/2013, 05/05/2013 e 15/05/2013, cujo erro não excede os 3,5%.

Na Figura 6.29 encontra-se representada a distribuição do número de dias do conjunto de teste, por intervalos de valor do MAPE obtidos.

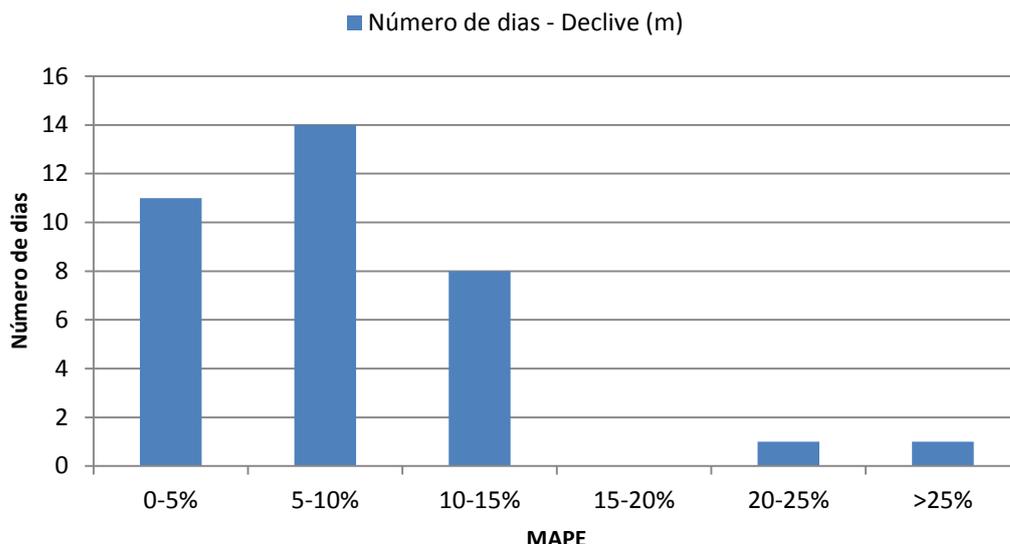


Figura 6.29 - Distribuição do número de dias por intervalos de valor do MAPE, obtidos na previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta, com recurso à RN 13.

Pela análise da Figura 6.29 é possível constatar que para a maioria dos dias do conjunto de teste (94,2%), o valor do MAPE é inferior a 15%. No entanto, em dois dias desse conjunto, o valor do MAPE obtido é superior a 20%.

Após a análise do valor do MAPE por dia, é importante efetuar uma análise semelhante para cada hora do dia. Assim sendo, na Tabela 6.13 são apresentados os valores do MAPE e do MAPE máximo, para as 24 horas de cada um dos 35 dias do conjunto de teste.

Tabela 6.13 - Valores do MAPE e do MAPE máximo obtidos para as 24 horas do dia, na previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta, com recurso à RN 13.

Hora	MAPE (%)	MAPE máximo (%)	Hora	MAPE (%)	MAPE máximo (%)
1	4,888	10,588	13	10,395	77,756
2	5,747	26,472	14	9,401	68,112
3	7,183	27,440	15	8,445	58,719
4	8,247	26,000	16	8,061	51,614
5	8,564	32,820	17	8,339	49,142
6	7,608	26,129	18	7,676	56,597
7	6,636	19,854	19	9,144	83,151
8	6,781	16,426	20	7,269	32,024
9	7,718	19,242	21	8,444	31,545
10	8,908	49,580	22	9,876	55,539
11	10,184	72,823	23	9,070	49,669
12	10,386	73,989	24	7,507	32,312

No que se refere à análise da Tabela 6.13, constata-se que os valores do MAPE mais elevados registam-se nas horas 11, 12 e 13 (10,184%, 10,386% e 10,395%, respetivamente). No que se refere aos valores do MAPE mais baixos, os mesmos registam-se nas horas 1, 2 e 7 (4,888%, 5,747% e 6,636%, respetivamente). Ainda, é possível verificar que os valores mais elevados do MAPE máximo registam-se nas horas 12, 13 e 19 (73,989%, 77,756% e 83,151%, respetivamente).

Nas Figuras 6.30 e 6.31 encontram-se representados os valores do MAPE e do MAPE máximo ao longo das 24 horas do dia, respetivamente.

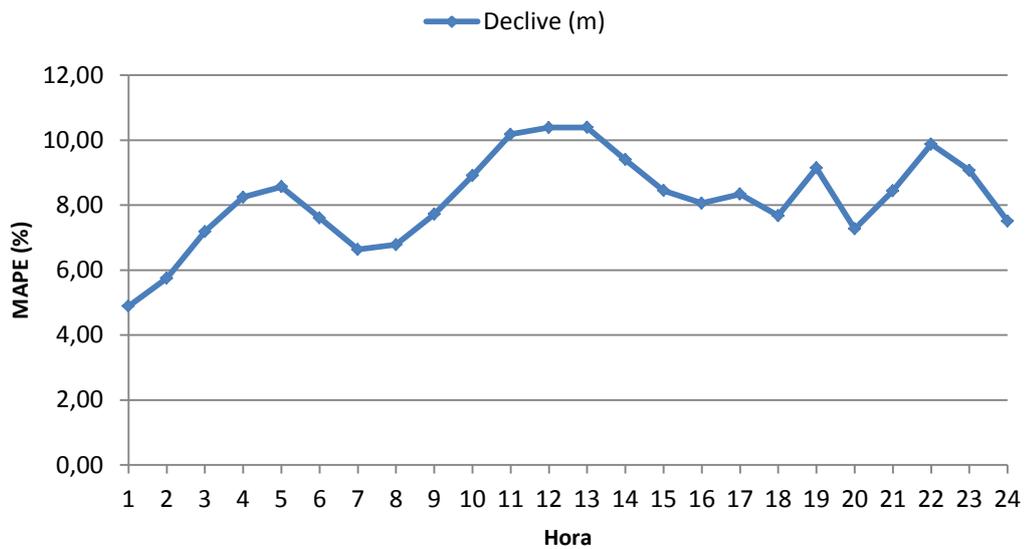


Figura 6.30 - Variação do valor do MAPE por hora, obtido na previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta com recurso à RN 13.

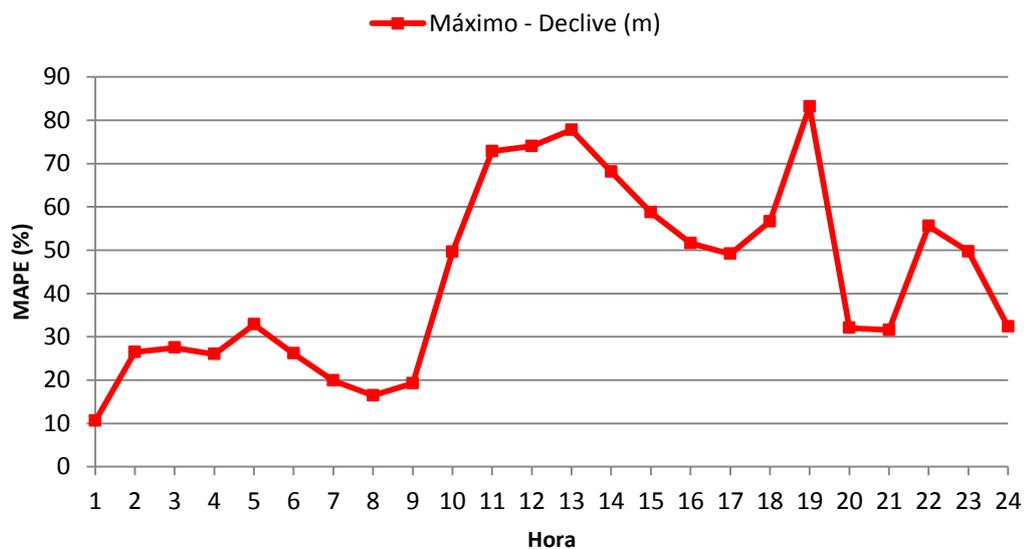


Figura 6.31 - Variação do valor do MAPE máximo por hora, obtido na previsão da reta de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta com recurso à RN 13.

Como se pode observar na Figura 6.30, o valor do MAPE oscila no decorrer das 24 horas, não se verificando uma estagnação do respetivo erro a partir de uma determinada hora, tal como verificado na previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero (Figura 6.10). É então possível afirmar, que o valor do MAPE oscila ao longo das 24 horas do dia entre 4,888% e 10,395%. No que se refere à Figura 6.31, constata-se que os valores mais baixos do MAPE máximo correspondem às primeiras 9 horas do dia, à exceção da hora 5.

Na Figura 6.32 encontram-se representadas a curva de oferta apresentada pelo grupo Iberdrola ao mercado diário para a hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013, as retas real e prevista de aproximação ($y = mx$) à respetiva curva.

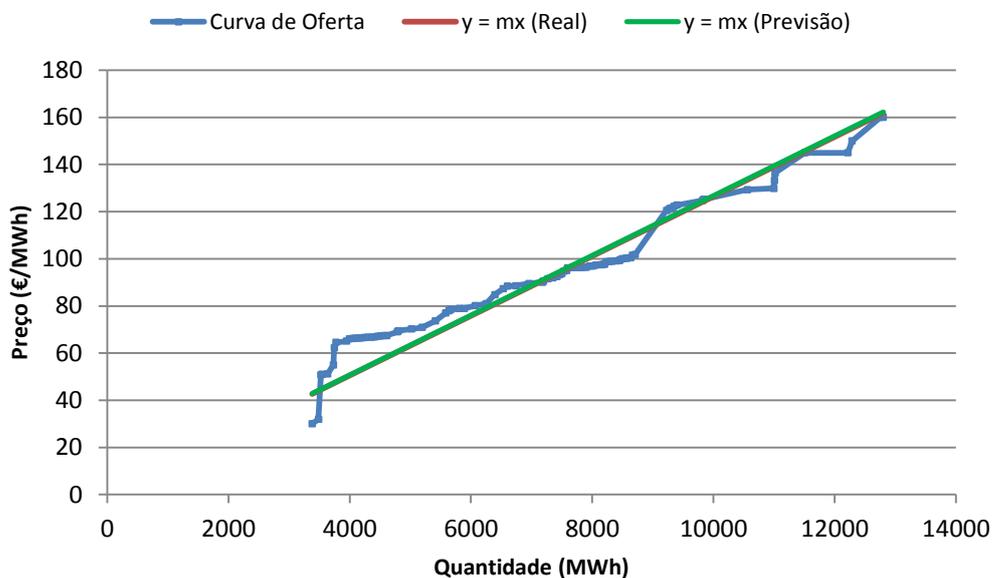


Figura 6.32 - Retas real e prevista de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta, para a hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013.

Como se pode verificar através da Figura 6.32, a reta de aproximação prevista através da RN 13 encontra-se praticamente sobreposta à reta de aproximação real, o que se comprova através do valor do MAPE (0,278%). Para este caso, tendo em conta que o ajustamento da reta real à curva de oferta é satisfatório ($R^2 = 0,919$), pode-se concluir que a previsão da curva de oferta é razoável.

Na Tabela 6.14 encontram-se descritas as quantidades de energia obtidas através das retas de aproximação real e prevista, assim como, a diferença entre ambas e o respetivo erro, para os preços de 30 €/MWh, 40 €/MWh, 50 €/MWh, 60 €/MWh e 70 €/MWh.

Tabela 6.14 - Quantidades de energia obtidas através da reta de aproximação real e prevista ($y = mx$) com respetivos valores do MAPE, para a hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013.

Preço (€/MWh)	Quantidade Real (MWh)	Quantidade Prevista (MWh)	Diferença (MWh)	MAPE (%)
30	2372,358	2365,774	6,584	0,278
40	3163,144	3154,365	8,779	0,278
50	3953,930	3942,956	10,974	0,278
60	4744,716	4731,547	13,168	0,278
70	5535,502	5520,139	15,363	0,278

De acordo com a Tabela 6.14, constata-se que a diferença entre as quantidades de energia obtidas pela reta de aproximação real e prevista é baixa, uma vez que o valor do erro é baixo (MAPE = 0,278%).

No entanto, e assim como referido em 6.2.1.3, não foi possível obter para todos os casos uma reta de aproximação real ($y = mx$) com ajustamento razoável à curva de oferta (Figura 6.27). Na Figura 6.33 encontra-se representada, a reta real e prevista de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta, para a hora 18 do dia 5 de abril de 2013.

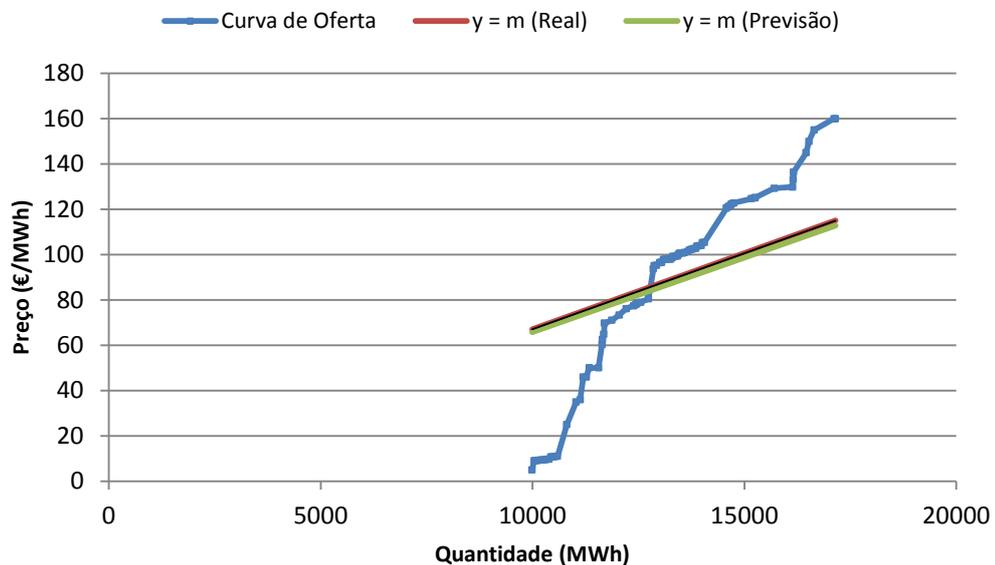


Figura 6.33 - Retas real e prevista de aproximação ($y = mx$) à curva de oferta, para a hora 18 do dia 5 de abril de 2013.

Para a situação ilustrada na Figura 6.33, embora a previsão da reta de aproximação à curva de oferta tenha sido satisfatória (MAPE = 1,924%), o ajustamento da reta real à

respetiva curva foi fraco ($R^2 = 0,479$). Desta forma, pode-se concluir que a previsão da curva de oferta não é satisfatória nesta situação.

Na Tabela 6.15 são apresentadas as quantidades de energia obtidas através das retas de aproximação real e prevista, assim como, a diferença entre ambas e o respetivo erro, para os preços de 30 €/MWh, 40 €/MWh, 50 €/MWh, 60 €/MWh e 70 €/MWh.

Tabela 6.15 - Quantidades de energia obtidas através da reta de aproximação real e prevista ($y = mx$) com respetivos valores do MAPE, para a hora 18 do dia 5 de abril de 2013.

Preço (€/MWh)	Quantidade Real (MWh)	Quantidade Prevista (MWh)	Diferença (MWh)	MAPE (%)
30	4470,939	4559,271	-88,332	1,976
40	5961,252	6079,027	-117,775	1,976
50	7451,565	7598,784	-147,219	1,976
60	8941,878	9118,541	-176,663	1,976
70	10432,191	10638,298	-206,107	1,976

De acordo com a Tabela 6.15, constata-se uma vez mais que o erro entre as quantidades de energia obtidas pela reta de aproximação real e prevista é baixo, sendo constante para os diferentes níveis de preço (MAPE = 1,976%).

Utilizando retas do tipo $y = mx$, é importante salientar que o valor do MAPE associado à diferença entre as quantidades de energia obtidas pelas retas de aproximação real e prevista (x) mantém-se constante para os diferentes valores de preço definidos (y), assim como se pode verificar nas Tabelas 6.14 e 6.15. O valor do MAPE obtido para as diferenças de quantidade de energia mencionadas é de 7,873%.

6.2.3. Resultados previsionais - Reta $y = mx + b$

Depois de realizada a previsão da curva de oferta com recurso à reta de aproximação ($y = mx$), realizou-se o mesmo tipo de previsão através da reta ($y = mx + b$). Note-se, que apesar dos resultados previsionais terem sido satisfatórios na previsão da reta ($y = mx$), a respetiva reta tem como inconveniente a dificuldade em se ajustar devidamente às curvas de oferta de elevado declive. Deste modo, optou-se por utilizar uma reta ($y = mx + b$), uma vez que através da variação da ordenada na origem (b) consegue-se um melhor ajustamento da reta a curvas de oferta com declive acentuado.

6.2.3.1. Performance das RN

Foram desenvolvidas diversas RN com o objetivo de identificar a que melhor se adequasse à previsão da reta de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta. Assim, foi realizada a previsão de duas variáveis, o declive da reta (m) e a ordenada na origem (b). De modo a avaliar a qualidade das RN utilizaram-se como medidas de desempenho o coeficiente de correlação (R) e o erro médio absoluto percentual (MAPE).

Tabela 6.16 - Performance das RN desenvolvidas para a previsão da reta de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta.

RN	Variáveis	n	m		b		R _{TREINO}	R _{VALID}	R _{TESTE}
			MAPE _{TOTAL} (%)	MAPE _{TESTE} (%)	MAPE _{TOTAL} (%)	MAPE _{TESTE} (%)			
1	Mês, DDS, Hora	3	10,685	11,551	9,666	10,541	0,799	0,765	0,762
2	Mês, DDS, Hora, Curvahist	3	9,620	10,902	8,298	9,185	0,878	0,803	0,816
3	Mês, DDS, Hora, Ofzerohist	3	10,763	11,555	9,278	9,903	0,812	0,764	0,785
4	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons	4	9,131	10,776	7,703	9,051	0,898	0,843	0,832
5	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol	4	8,692	10,174	7,015	8,579	0,918	0,841	0,811
6	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol, Prodhid	5	7,833	10,240	6,167	8,285	0,944	0,875	0,844
7	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol, Prodener	5	8,871	10,259	7,193	8,740	0,912	0,822	0,823
8	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol, Prodhid, Preçohist	6	6,933	8,810	4,987	5,500	0,954	0,922	0,919
9	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol, Prodhid, Preçohist, Reserhip	7	7,041	8,836	4,904	6,295	0,962	0,893	0,900
10	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol, Prodhid, Preçohist, Ofzeroall	8	6,842	8,589	4,711	5,175	0,962	0,930	0,930
11	Mês, DDS, Hora, Curvahist, Prevcons, Preveol, Prodhid, Preçohist, Ofzeroall, Ofzeroprev	9	6,430	9,294	4,035	5,511	0,977	0,915	0,916

Na Tabela 6.16, n representa o número de neurónios da camada escondida da RN e Ofzerprev representa a quantidade de energia ofertada a preço zero, prevista através da RN 10 (6.1.2.1.). Esta variável não foi mencionada na metodologia, uma vez que apenas no decorrer da análise preliminar (6.2.1.) foi possível verificar a importância da mesma na previsão da reta de aproximação à curva de oferta.

Importa destacar que a forma de cálculo do valor do MAPE, no que se refere à variável b , foi alterada em relação à apresentada em 5.4. Dado existirem valores reais de b muito próximos de 0 (A_i), uma pequena variação entre o valor da previsão e o valor real, iria provocar valores do MAPE excessivamente elevados e que não caracterizam corretamente a situação registada. Assim, em vez de se utilizar o valor real da amostra i (A_i), como denominador, utilizou-se o valor absoluto máximo do conjunto de amostras.

Pela análise da Tabela 6.16, conclui-se que a RN 10 é a que apresenta o melhor desempenho na previsão da reta ($y = mx + b$), isto porque regista para as duas variáveis a prever os valores mais baixos do MAPE para os dias do conjunto de teste ($MAPE_m = 8,589\%$ e $MAPE_b = 5,175\%$). Destaca-se uma vez mais que as medidas de desempenho mais importantes são aquelas que se referem ao conjunto de teste, uma vez que o referido conjunto é totalmente independente do processo de treino da RN.

A RN 10 utiliza como variáveis de entrada o mês, o dia da semana (DDS), a hora, o histórico da curva de oferta (Curvahist), a previsão do consumo (Prevcons), a previsão de produção eólica (Preveol), a produção hídrica registada no dia $n - 1$ (Prodhid), o preço do mercado diário no dia n (Preçohist) e a quantidade de energia ofertada a preço zero por todos os agentes no dia n (Ofzeroall).

Ao comparar os resultados da previsão do declive da reta de aproximação ($y = mx + b$), com os resultados da previsão do declive da reta de aproximação ($y = mx$), verifica-se que o valor do MAPE associado à variável a prever aumenta de 8,186% ($y = mx$) para 8,589% ($y = mx + b$). Este agravamento do erro resulta do facto de no primeiro caso a RN tentar minimizar o erro médio quadrático de uma única variável (m), enquanto que, no segundo caso a RN tenta minimizar o erro médio quadrático de duas variáveis em simultâneo (m e b).

Na Figura 6.34 são apresentados os gráficos indicativos do coeficiente de correlação da RN 10 para os conjuntos de treino, validação e teste.

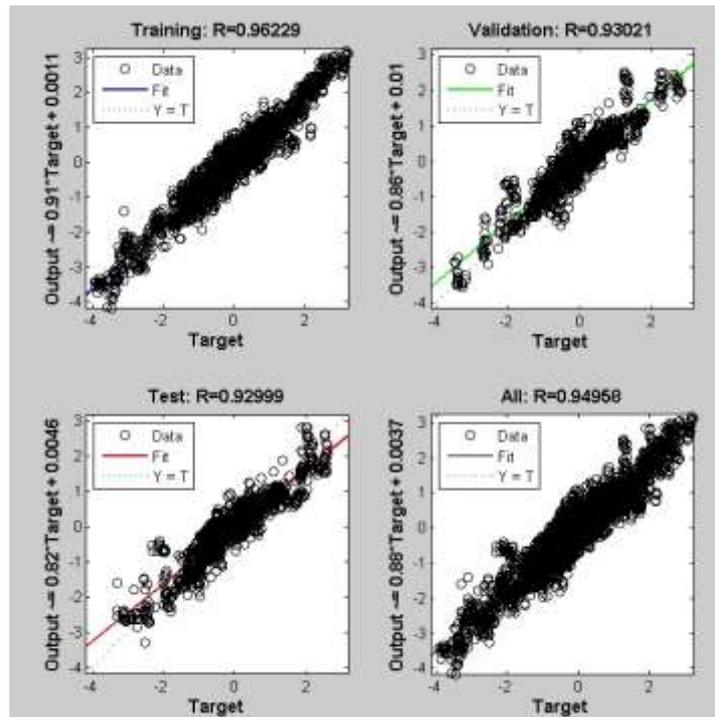


Figura 6.34 - Gráficos indicativos do coeficiente de correlação do conjunto de treino, validação e teste da RN10.

6.2.3.2. Análise dos resultados do conjunto de teste

Como verificado em 6.2.3.1., a RN 10 é a que garante os melhores resultados para a previsão da reta de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta. Assim, serão analisados os resultados alcançados pela respectiva RN na previsão da reta de aproximação, para os dias do conjunto de teste. Na Tabela 6.17 é possível observar os valores do MAPE obtidos em cada um dos 35 dias deste conjunto.

De acordo com a Tabela 6.17, constata-se que para os dias 15/01/2013, 09/02/2013 e 10/05/2013 se registam os valores mais baixos do MAPE no que respeita ao declive (m) (3,824%, 3,740% e 2,335%, respetivamente). Todavia, para os dias 25/01/2013, 01/03/2013 e 21/03/2013 verificam-se os valores mais elevados do MAPE (22,271%, 20,949% e 19,094%, respetivamente).

No que diz respeito à ordenada na origem (b), verifica-se que nos dias 19/02/2013, 05/05/2013 e 14/06/2013 ocorrem os valores mais baixos do MAPE (1,267%, 1,325% e 1,406%, respetivamente). Quanto aos valores mais elevados do MAPE, estes registam-se nos dias 31/03/2013, 05/04/2013 e 15/04/2013 (9,905%, 10,906% e 27,481%, respetivamente).

Tabela 6.17 - Valores do MAPE por dia obtidos na previsão da reta de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta com recurso à RN 10.

Data	MAPE (%)		Data	MAPE (%)	
	m	b		m	b
10-01-2013	4,807	5,244	10-04-2013	4,566	6,578
15-01-2013	3,824	6,636	15-04-2013	14,528	27,481
20-01-2013	6,462	2,756	20-04-2013	5,511	4,729
25-01-2013	22,271	5,721	25-04-2013	6,973	2,384
30-01-2013	3,938	2,846	30-04-2013	6,740	6,325
04-02-2013	9,944	4,609	05-05-2013	4,302	1,325
09-02-2013	3,740	1,928	10-05-2013	2,335	1,769
14-02-2013	4,562	5,387	15-05-2013	5,203	1,986
19-02-2013	6,537	1,267	20-05-2013	16,085	1,527
24-02-2013	7,676	4,995	25-05-2013	12,105	6,460
01-03-2013	20,949	7,489	30-05-2013	5,160	3,584
06-03-2013	5,200	3,756	04-06-2013	5,288	2,223
11-03-2013	12,666	7,140	09-06-2013	6,167	2,768
16-03-2013	12,393	6,796	14-06-2013	5,937	1,406
21-03-2013	19,094	7,637	19-06-2013	9,406	2,298
26-03-2013	7,546	6,675	24-06-2013	8,174	3,622
31-03-2013	10,848	9,905	29-06-2013	10,305	2,975
05-04-2013	9,291	10,906			

Na Figura 6.35 encontra-se representada a distribuição do número de dias do conjunto de teste, por intervalos de valor do MAPE obtidos na previsão das variáveis m e b , com recurso à RN 10.

Da análise da Figura 6.35, é possível observar que, na maioria dos dias, o valor do MAPE se situa entre os 0% e os 10 %, para ambas as variáveis (m - 25 dias e b - 33 dias). Para a variável b , registam-se unicamente dois dias em que o valor do MAPE é superior a 10% (10,906% e 27,481%). Quanto à variável m , verifica-se que em 10 dias o valor do MAPE obtido é superior a 10%, sendo que, em 6 dias o erro situa-se entre os 10% e os 15%, em 2 dias entre os 15% e os 20% e em 2 dias entre os 20% e os 25%.

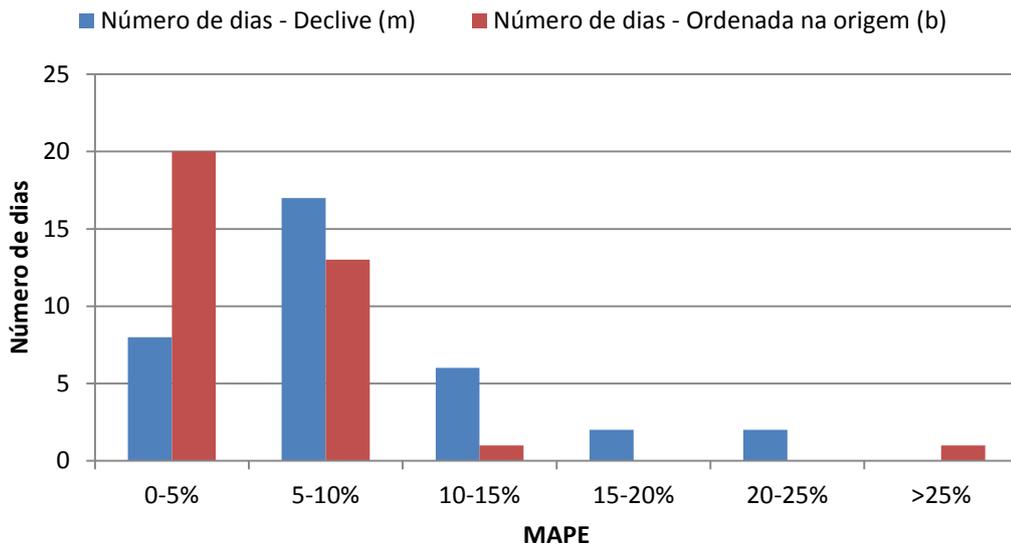


Figura 6.35 - Distribuição do número de dias, por intervalos de valor do MAPE, relativos à previsão da variável m e b, com recurso à RN 10.

Após uma análise diária do valor do MAPE obtido para as duas variáveis, foi realizada uma análise sob o ponto de vista horário. Nas Tabelas 6.18 e 6.19 encontram-se representados os valores do MAPE e do MAPE máximo obtidos para as variáveis m e b, para as 24 horas do dia.

Tabela 6.18 - Valores do MAPE obtidos para as 24 horas do dia, na previsão da variável m e b com recurso à RN 10.

Hora	MAPE (%)		Hora	MAPE (%)	
	m	b		m	b
1	10,914	4,017	13	7,992	5,453
2	9,669	4,382	14	7,762	5,481
3	8,994	4,886	15	7,768	5,871
4	8,157	4,705	16	7,565	5,719
5	7,839	5,240	17	7,835	5,460
6	8,035	5,298	18	8,128	4,792
7	7,900	5,151	19	8,282	4,539
8	8,332	4,992	20	9,246	5,217
9	8,642	5,440	21	9,865	5,649
10	8,353	4,687	22	9,598	6,057
11	8,138	5,024	23	9,418	5,649
12	8,271	5,064	24	9,379	5,434

Tabela 6.19 - Valores do MAPE máximo obtidos para as 24 horas do dia, na previsão da variável m e b com recurso à RN 10.

Hora	MAPE Máximo (%)		Hora	MAPE Máximo (%)	
	m	b		m	b
1	27,903	13,414	13	23,766	35,954
2	24,544	13,687	14	24,443	31,842
3	26,956	15,971	15	21,558	30,217
4	24,433	17,110	16	26,354	29,478
5	22,635	17,622	17	25,145	29,031
6	24,153	16,489	18	25,160	30,531
7	25,471	17,305	19	27,182	29,660
8	25,996	29,548	20	28,657	34,769
9	23,376	39,544	21	30,029	37,660
10	22,991	37,106	22	30,281	41,658
11	23,984	37,443	23	31,319	41,464
12	23,907	38,735	24	28,013	39,349

De acordo com a Tabela 6.18, é possível constatar que para a variável m, os valores do MAPE mais baixos registam-se nas horas 14, 15 e 16 (7,762%, 7,768% e 7,565%, respetivamente), enquanto os valores mais elevados se verificam nas horas 1, 2 e 21 (10,914%, 9,669% e 9,865%, respetivamente). Quanto à variável b, verifica-se que para as horas 1, 2 e 19 registam-se os valores mais baixos do valor do MAPE (4,017%, 4,382% e 4,539%, respetivamente) e nas horas 15, 16 e 22 registam-se os valores mais elevados (5,871%, 5,719% e 6,057%, respetivamente). Pela análise da Tabela 6.19 também é possível verificar que, para a variável m, os valores do MAPE máximo apresentam os seus valores mais elevados nas horas 21, 22 e 23 (30,029%, 30,281% e 31,319%, respetivamente). Relativamente à variável b, os valores do MAPE máximo mais elevados registam-se nas horas 9, 22 e 23 (39,544%, 41,658% e 41,464%, respetivamente)

Nas Figuras 6.36 e 6.37 encontram-se representadas as variações do valor do MAPE e do MAPE máximo, obtidos na previsão das variáveis m e b, para as 24 horas.

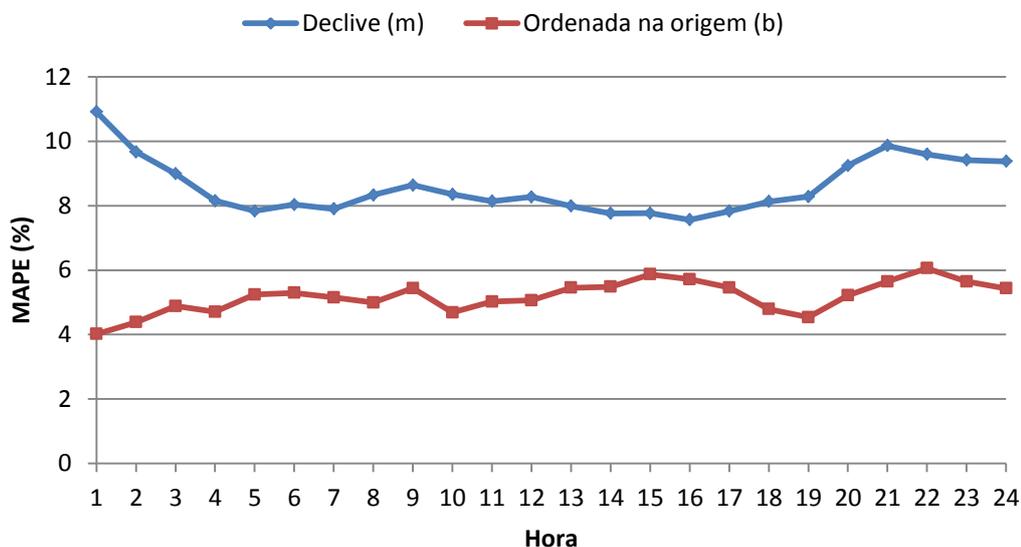


Figura 6.36 - Variação do valor do MAPE por hora obtido na previsão da variável m e b com recurso à RN 10.

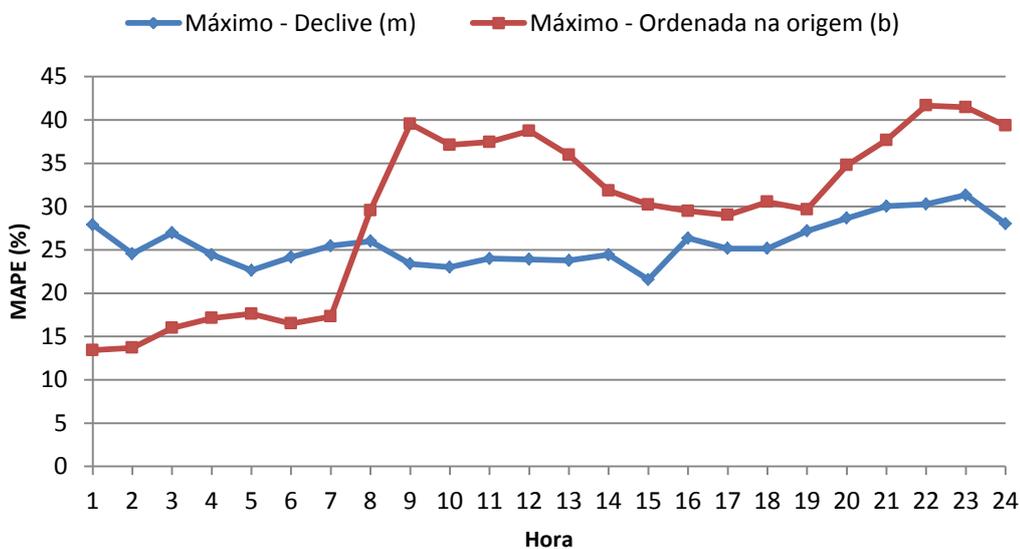


Figura 6.37 - Variação do valor do MAPE máximo por hora obtido na previsão da variável m e b com recurso à RN 10.

No caso da variável m (Figura 6.36), o valor do MAPE decresce desde a hora 1 até à hora 4, ficando estável desde a hora 4 até à hora 19. Após a hora 19, o respetivo erro volta a subir nas duas horas seguintes, sofrendo depois um abaixamento até à última hora do dia. Quanto ao valor do MAPE máximo da respetiva variável, é possível verificar que este oscila entre os 21,558% e os 31,319% (Figura 6.37).

Relativamente à variável b , verifica-se que o valor do MAPE oscila durante as 24 horas entre os 4,017% e os 6,057% (Figura 6.36). Através da análise da Figura 6.37, constata-se que os valores mais elevados do MAPE máximo ocorrem depois da hora 7.

De seguida, são apresentados nas Figuras 6.38 e 6.39 as curvas de oferta para a hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013 e para a hora 6 do dia 5 de abril de 2013, respetivamente, assim como as respetivas retas de aproximação ($y = mx + b$) reais e previstas.

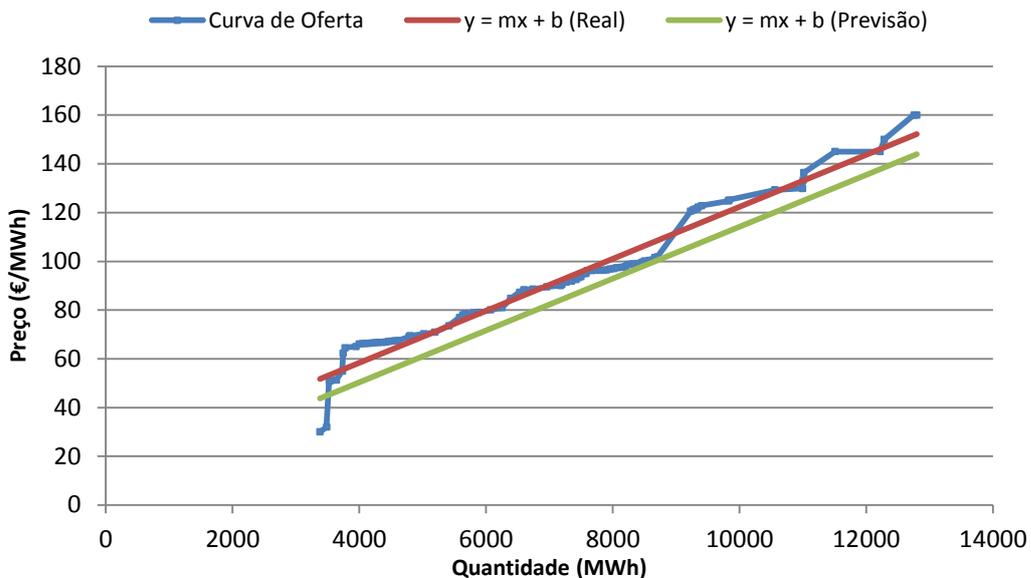


Figura 6.38 - Retas real e prevista de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta, para a hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013.

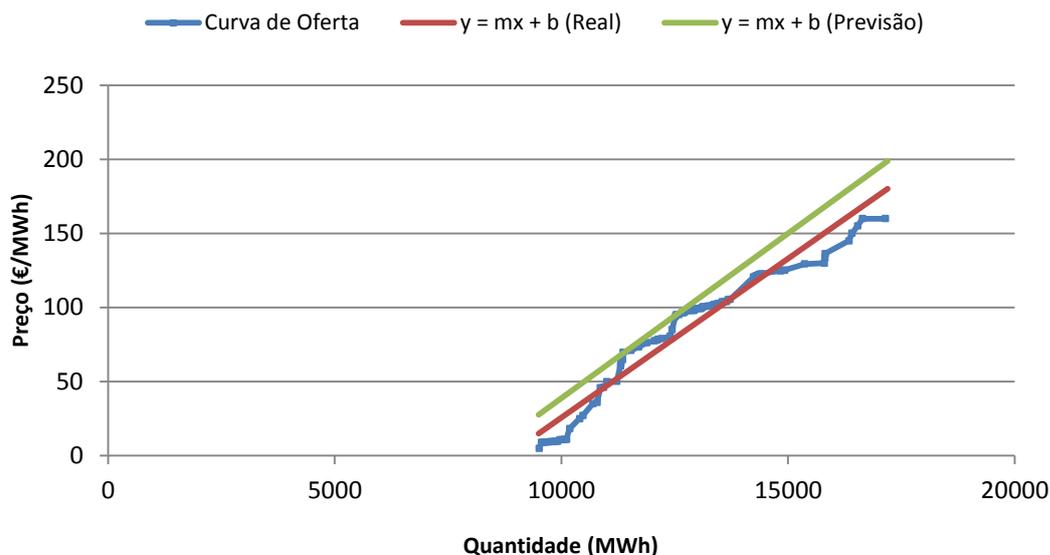


Figura 6.39 - Retas real e prevista de aproximação ($y = mx + b$) à curva de oferta, para a hora 6 do dia 5 de abril de 2013.

De acordo com a Figura 6.38, verifica-se que o declive da reta de aproximação prevista é semelhante ao da reta real, o que se comprova pelo baixo valor do MAPE (0,188%). No entanto, constata-se que existe um afastamento entre as duas retas, que se justifica pelo erro associado à previsão da variável b (MAPE = 2,883%).

No que se refere à hora 6 do dia 5 de abril de 2013 (Figura 6.39), mais uma vez se verifica que a diferença entre o declive previsto e o declive real é pouco significativa (MAPE = 3,687%). Também, é possível constatar que ocorreu novamente um afastamento entre a reta prevista e a reta real, que se traduz no valor do MAPE (1,895%) obtido para a variável b.

Nas Tabelas 6.20 e 6.21 são apresentadas as quantidades de energia obtidas através das retas de aproximação real e prevista, assim como a diferença entre ambas e o respetivo erro, para os preços de 30 €/MWh, 40 €/MWh, 50 €/MWh, 60 €/MWh e 70 €/MWh, referentes à hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013 e à hora 6 do dia 5 de abril de 2013, respetivamente.

Tabela 6.20 - Quantidades de energia obtidas através da reta de aproximação real e prevista ($y = mx + b$) com respetivos valores do MAPE, para a hora 18 do dia 30 de janeiro de 2013.

Preço (€/MWh)	Quantidade Real (MWh)	Quantidade Prevista (MWh)	Diferença (MWh)	MAPE (%)
30	1339,625	2089,286	-749,661	55,961
40	2277,711	3029,135	-751,424	32,990
50	3215,797	3968,985	-753,188	23,421
60	4153,884	4908,835	-754,951	18,175
70	5091,970	5848,684	-756,714	14,861

Tabela 6.21 - Quantidades de energia obtidas através da reta de aproximação real e prevista ($y = mx + b$) com respetivos valores do MAPE, para a hora 6 do dia 5 de abril de 2013.

Preço (€/MWh)	Quantidade Real (MWh)	Quantidade Prevista (MWh)	Diferença (MWh)	MAPE (%)
30	10202,797	9605,665	597,132	5,853
40	10668,998	10055,306	613,692	5,752
50	11135,198	10504,946	630,252	5,660
60	11601,399	10954,586	646,812	5,575
70	12067,599	11404,227	663,372	5,497

De acordo com a Tabela 6.20, constata-se que as diferenças existentes entre as quantidades de energia obtidas através das retas de aproximação real e prevista são relativamente elevadas, tendo em conta a ordem de grandeza das quantidades de energia em causa. No entanto, para a situação descrita na Tabela 6.21, verifica-se que apesar da diferença entre as quantidades de energia continuar a ser elevada, o impacto que essa diferença tem no valor do MAPE é menor, uma vez que se está na presença de quantidades de energia mais elevadas.

Na Tabela 6.22 são apresentados os valores do MAPE obtidos, relativamente à diferença entre a quantidade de energia obtida através das retas de aproximação real e prevista, para os diferentes níveis de preço.

Tabela 6.22 - Valores do MAPE relativamente à diferença entre a quantidade de energia obtida através das retas de aproximação real e prevista para os diferentes preços.

Preço (€/MWh)	MAPE (%)
30	110,989
40	59,087
50	33,279
60	27,161
70	15,571

Como se pode verificar pela Tabela 6.22, o valor do MAPE obtido é bastante elevado para o preço de 30 €/MWh (110,989%), diminuindo gradualmente até 15,571% para 70 €/MWh.

6.2.4. Resultados previsionais - Preço fixo / Quantidade variável

A segunda estratégia utilizada para prever a curva de oferta passa por efetuar a previsão da quantidade de energia que o agente produtor irá ofertar para determinado preço. Desta forma, foram previstas as quantidades de energia ofertadas para os preços de 30 €/MWh, 40 €/MWh, 50 €/MWh, 60 €/MWh e 70 €/MWh.

Foram desenvolvidas diversas RN com o objetivo de identificar a RN que melhor se adequasse ao objetivo desta estratégia. Desta forma, desenvolveram-se RN cujas principais diferenças residem nas variáveis de entrada utilizadas e no número de neurónios da camada escondida. De modo a avaliar a qualidades das RN, utilizaram-se como medidas de desempenho o coeficiente de correlação (R) e o erro médio absoluto percentual (MAPE), tal como referido em 5.4. Na Tabela 6.23 são apresentadas as RN obtidas com melhor desempenho, em que n representa o número de neurónios da camada escondida.

Tabela 6.23 - Performance das RN desenvolvidas para a previsão da quantidade de energia ofertada para determinados preços.

RN	Variáveis	n	MAPE _{TOTAL} (%)	MAPE _{TESTE} (%)	R _{TREINO}	R _{VALID}	R _{TESTE}	
1	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol	4	30€/MWh	56,200	84,083	0,728	0,257	0,449
			40€/MWh	56,992	84,003			
			50€/MWh	43,411	48,781			
			60€/MWh	30,062	27,841			
			70€/MWh	25,532	16,202			
			Média	42,439	52,181			
2	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Curvahist	5	30€/MWh	65,312	105,849	0,783	0,203	0,392
			40€/MWh	66,443	107,427			
			50€/MWh	47,262	56,557			
			60€/MWh	28,999	29,286			
			70€/MWh	23,352	16,983			
			Média	45,074	63,220			
3	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Reserhip	4	30€/MWh	64,815	110,341	0,826	0,282	0,346
			40€/MWh	65,834	113,212			
			50€/MWh	46,876	60,111			
			60€/MWh	31,133	33,832			
			70€/MWh	25,291	19,425			
			Média	46,790	67,384			
4	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Preçohist	5	30€/MWh	61,337	93,292	0,659	0,232	0,316
			40€/MWh	62,743	95,175			
			50€/MWh	46,150	49,159			
			60€/MWh	31,785	27,805			
			70€/MWh	26,663	17,730			
			Média	45,736	56,632			
5	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Ofzeroall	5	30€/MWh	68,230	109,686	0,599	0,251	0,311
			40€/MWh	71,029	112,690			
			50€/MWh	52,446	55,224			
			60€/MWh	35,052	27,317			
			70€/MWh	28,059	15,124			
			Média	50,963	64,088			

Através da análise da Tabela 6.23, pode-se constatar que a RN com o melhor desempenho é a RN1, uma vez que apresenta, para o conjunto de teste, o valor mais baixo do MAPE médio (52,151%) e o valor mais elevado de R (0,449).

A RN 1 apresenta como variáveis de entrada, o mês, o dia da semana (DDS), a hora, a previsão do consumo (Prevcons) e a previsão de produção eólica (Preveol).

No entanto, não será feita uma análise detalhada dos resultados obtidos pela RN1, uma vez que a *performance* da respetiva RN está aquém da *performance* obtida pelas melhores RN resultantes da primeira estratégia utilizada (reta de aproximação à curva de oferta).

6.2.5. Resultados previsionais - Quantidade fixa / Preço variável

A terceira estratégia utilizada para prever a curva de oferta passa por efetuar a previsão do preço que o agente produtor irá ofertar para determinada quantidade de energia. Desta forma, foram previstos os preços para as quantidades de 2000 MWh, 4000 MWh, 6000 MWh, 8000 MWh e 10000 MWh.

Foram desenvolvidas diversas RN com o objetivo de identificar a RN que melhor se adequasse ao objetivo desta estratégia. Desta forma, desenvolveram-se RN cujas principais diferenças residem nas variáveis de entrada utilizadas e no número de neurónios da camada escondida. De modo a avaliar a qualidades das RN, utilizaram-se como medidas de desempenho o coeficiente de correlação (R), o erro médio quadrático (RMSE) e o erro médio absoluto percentual (MAPE), tal como referido em 5.4. Na Tabela 6.24 são apresentadas as RN obtidas com melhor desempenho, em que n representa o número de neurónios da camada escondida.

Tabela 6.24 - Performance das RN desenvolvidas para a previsão dos preços para determinadas quantidades de energia.

RN	Variáveis	n	MAPE _{TOTAL} (%)	MAPE _{TESTE} (%)	R _{TREINO}	R _{VALID}	R _{TESTE}	
1	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol	4	2000MWh	19,939	26,640	0,359	0,325	0,206
			4000MWh	22,460	20,896			
			6000MWh	19,912	17,764			
			8000MWh	21,686	20,628			
			10000MWh	18,268	15,521			
			Média	20,453	20,290			
2	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Preçohist	4	2000MWh	15,745	20,455	0,454	0,323	0,415
			4000MWh	21,869	20,783			
			6000MWh	18,407	13,594			
			8000MWh	18,587	15,351			
			10000MWh	18,360	16,897			
			Média	18,592	17,416			
3	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Preçohist, Reserhip	5	2000MWh	16,579	20,481	0,669	0,385	0,494
			4000MWh	18,376	15,955			
			6000MWh	16,388	15,171			
			8000MWh	16,696	16,709			
			10000MWh	16,440	17,463			
			Média	16,896	17,156			
4	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Preçohist, Reserhip, Prodhid	5	2000MWh	15,415	21,017	0,669	0,405	0,438
			4000MWh	18,407	15,736			
			6000MWh	16,676	14,491			
			8000MWh	17,219	17,473			
			10000MWh	15,875	16,133			
			Média	16,718	16,970			
5	Mês, DDS, Hora, Prevcons, Preveol, Preçohist, Reserhip, Ofzeroall	6	2000MWh	15,227	20,189	0,689	0,383	0,510
			4000MWh	17,752	14,773			
			6000MWh	16,142	14,963			
			8000MWh	16,859	17,721			
			10000MWh	16,377	17,081			
			Média	16,471	16,941			

Importa destacar que a forma de cálculo do valor do MAPE, no que se refere à variável em análise, foi alterada em relação à apresentada em 5.4. Dado existirem preços iguais a 0 €/MWh para determinadas quantidades de energia (A_i), para uma pequena variação entre o valor da previsão e o valor real poderiam obter-se valores do MAPE excessivamente elevados e que não caracterizam corretamente a situação registada. Assim, em vez de se utilizar o valor real da amostra i (A_i), como denominador, utilizou-se o valor absoluto máximo do conjunto de amostras.

Através da análise da Tabela 6.24, pode-se constatar que a RN com o melhor desempenho é a RN5, uma vez que apresenta, para o conjunto de teste, o valor mais baixo do MAPE médio (16,941%) e o valor mais elevado de R (0,510).

A RN 5 apresenta como variáveis de entrada, o mês, o dia da semana (DDS), a hora, a previsão do consumo (Prevcons), a previsão de produção eólica (Preveol), o preço do mercado diário no dia n (Preçohist), as reservas hiperanuais de centrais hídricas (Reserhip) e quantidade de energia ofertada a preço zero por todos os agentes no dia n (Ofzeroall).

Não será feita uma análise detalhada dos resultados obtidos pela RN5, uma vez que a *performance* desta RN está aquém da *performance* obtida pelas melhores RN resultantes da primeira estratégia utilizada (reta de aproximação à curva de oferta).

6.3. Modelo Final

No decorrer do presente trabalho foram desenvolvidos dois modelos previsionais. O primeiro modelo teve como objetivo prever a quantidade de energia ofertada a preço zero pelo grupo Iberdrola ao mercado diário do dia seguinte (Modelo 1), enquanto o segundo modelo pretendeu prever a curva de oferta apresentada por esse mesmo produtor, também para o mercado diário do dia seguinte (Modelo2). Embora os respetivos modelos previsionais fossem testados tendo por base os registos do grupo Iberdrola, admitiu-se que estes modelos possam ser replicados aos restantes agentes produtores dominantes do MIBEL. Salienta-se que, embora os modelos possam ser comuns, isto não significa que os parâmetros dos modelos sejam os mesmos. Estes parâmetros, nomeadamente os pesos das RN treinadas, deverão depender da estratégia de mercado de cada agente, assim como do *mix* energético disponível de cada um.

No que diz respeito ao Modelo 1, previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, verificou-se que a RN mais adequada deverá apresentar como variáveis de entrada o mês, o dia da semana (DDS), a hora, a previsão do consumo (Prevcons), a previsão de produção eólica (Preveol), as reservas hiperanuais de centrais hídricas (Reserhip), o preço do mercado diário no dia n (Preçohist) e a quantidade de energia ofertada a preço zero por todos

os agentes no dia n (Ofzeroall). A respetiva RN deverá ser igualmente capaz de prever a quantidade de energia ofertada a preço zero para todas as horas do dia seguinte.

Relativamente ao Modelo 2, verificou-se que a melhor estratégia passa por efetuar a previsão da curva de oferta com recurso a uma reta de aproximação à respetiva curva. A referida aproximação pode ser realizada através de uma reta $y = mx$ ou por uma reta $y = mx + b$. No caso da reta $y = mx$ foi realizada a previsão do declive (m), enquanto que para a reta $y = mx + b$ foi realizada a previsão do declive (m) e da ordenada na origem (b). Foi possível verificar que a previsão do declive (m) foi melhor no caso das retas $y = mx$ ($MAPE_{TESTE} = 8,186\%$), do que no caso das retas $y = mx + b$ ($MAPE_{TESTE} = 8,859\%$). Tendo em conta que para as retas $y = mx + b$, para além do erro associado à previsão do declive (m), ainda acresce o erro associado à previsão da ordenada na origem (b), considerou-se que a previsão da curva de oferta deverá ser realizada, sempre que possível, com recurso à reta de aproximação $y = mx$.

No entanto, verificou-se em 6.2.1.3, que nem sempre é possível uma aproximação razoável por uma reta $y = mx$ às curvas de oferta. Esta situação verifica-se quando são ofertadas pelo agente produtor elevadas quantidades de energia a preço zero. Para esses casos deverá ser utilizada uma reta de aproximação ($y = mx + b$), que consegue um razoável ajustamento à curva de oferta através da variação da ordenada na origem (b).

Assim, em primeiro lugar, deverá ser prevista a quantidade de energia ofertada a preço zero (Modelo 1), e de seguida, se a quantidade de energia ofertada a preço zero exceder um determinado limite, deverá ser utilizada uma reta de aproximação ($y = mx + b$). Caso não seja excedido esse limite, deverá ser adotada a reta de aproximação ($y = mx$). Admitiu-se que o respetivo limite corresponde a 30% da capacidade de produção do agente produtor. A escolha deste limite resulta da análise das curvas de oferta de que se dispõem, em que se verificou que a partir dos 6000 MWh de quantidade de energia ofertada a preço zero, a inclinação da curva de oferta apresentada pelo agente produtor é mais acentuada, o que dificulta um ajustamento adequado da reta de aproximação ($y = mx$). O valor de 6000 MWh referido anteriormente corresponde a cerca de 30% da capacidade de produção da Iberdrola.

Na previsão da reta de aproximação ($y = mx$) deverão ser utilizadas como variáveis de entrada o mês, o dia da semana (DDS), a hora, o histórico da curva de oferta (Curvahist), a previsão do consumo (Prevcons), a previsão de produção eólica (Preveol), o preço do mercado diário no dia n (Preçohist), as reservas hiperanuais de centrais hídricas (Reserhip) e a quantidade de energia ofertada a preço zero prevista para o dia $n + 1$ (Ofzeroprev). No que diz respeito à previsão da reta de aproximação ($y = mx + b$), deverão ser utilizadas como variáveis de entrada o mês, o dia da semana (DDS), a hora, o histórico da curva de oferta (Curvahist), a previsão do consumo (Prevcons), a previsão de produção eólica (Preveol), a produção hídrica registada no dia $n - 1$ (Prodhid), o preço do mercado diário no dia n

(Preçohist) e a quantidade de energia ofertada a preço zero por todos os agentes no dia n (Ofzeroall).

Nas Figuras 6.40 e 6.41 encontram-se representados os resultados obtidos com os dois modelos previsionais desenvolvidos. No primeiro caso, a quantidade de energia ofertada a preço zero prevista corresponde a menos de 30% da capacidade de produção do agente produtor, pelo que foi prevista a reta de aproximação $y = mx$. No segundo caso, a quantidade de energia ofertada a preço zero prevista excede 30% da capacidade de produção do agente produtor, pelo que foi prevista a reta de aproximação $y = mx + b$.

Em Anexo, poderão ainda ser consultados outros exemplos decorrentes das previsões realizadas através do modelo final apresentado.

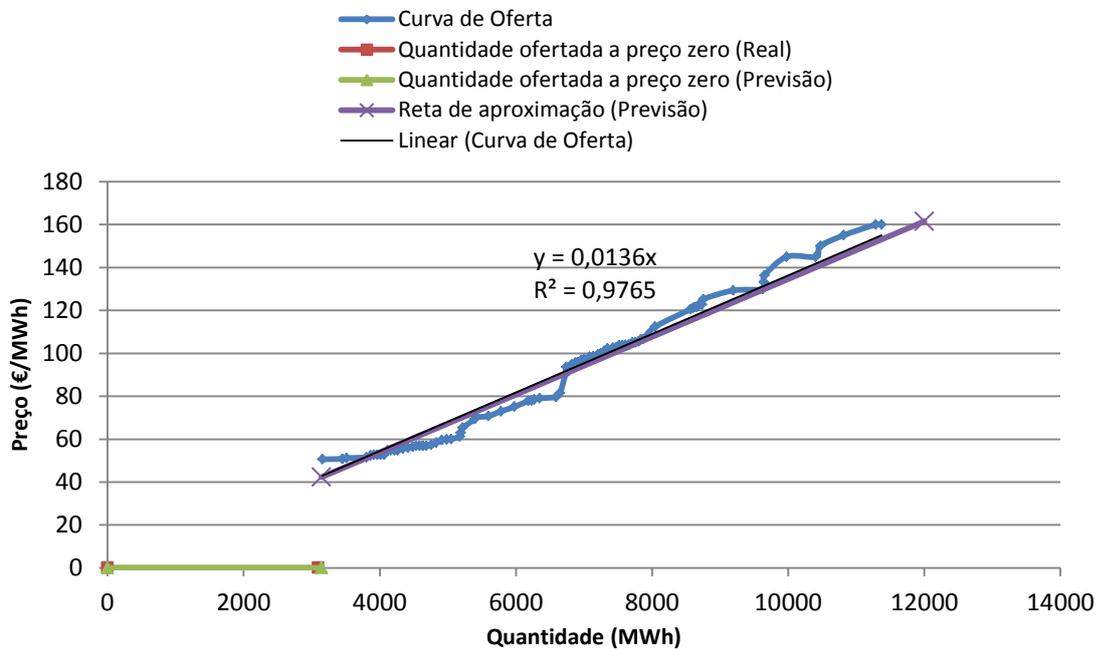


Figura 6.40 - Modelo final, referente à hora 20 do dia 5 de maio de 2013.

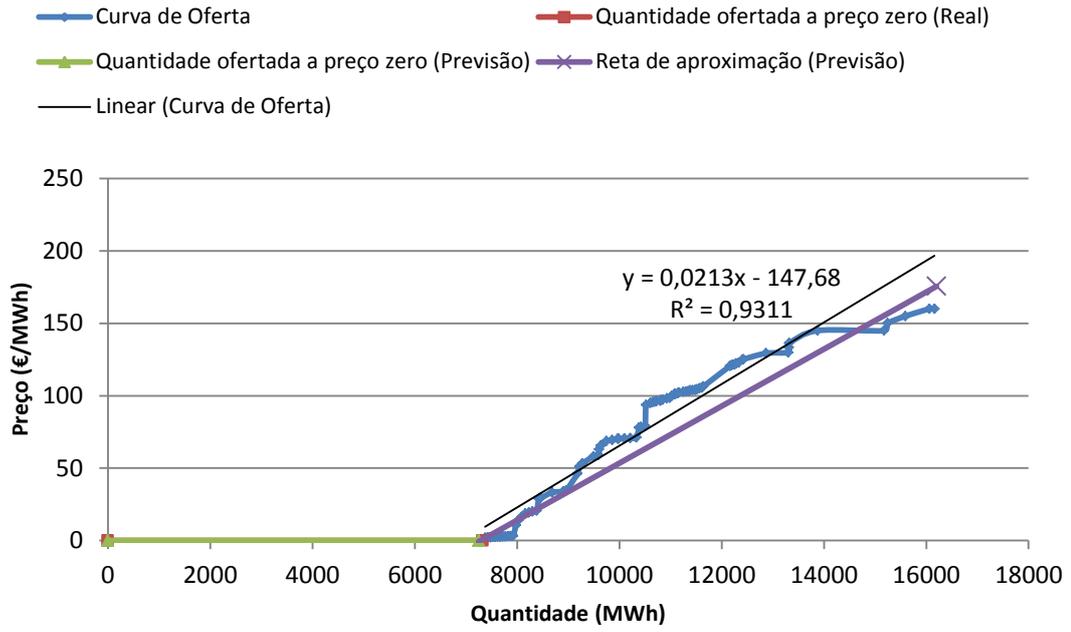


Figura 6.41 - Modelo final, referente à hora 18 do dia 20 de abril de 2013.

Capítulo 7

Conclusões e Perspetivas de desenvolvimento

7.1. Conclusões

Até à data do desenvolvimento da presente dissertação poucos foram os trabalhos académicos desenvolvidos sobre a previsão da estratégia de atuação dos agentes produtores dominantes no mercado diário do MIBEL. Facilmente se compreende a dificuldade acrescida em realizar este tipo de previsão, uma vez que as propostas apresentadas por esses agentes ao Operador de Mercado são planeadas por pessoas/equipas, o que implica uma forte componente psicológica/humana, acrescentando assim alguma aleatoriedade às decisões tomadas por estes. Para além de questões de natureza estratégica, poderão igualmente estar presentes fatores de índole subjetiva tais como o receio de arriscar, a aversão a perdas ou, pelo contrário, a avidez pela obtenção de lucros mais elevados.

Dado o objetivo do presente trabalho, foram desenvolvidos dois modelos previsionais distintos. Estes modelos foram testados tendo por base informação relativa ao grupo Iberdrola, admitindo-se que estes modelos possam ser replicados aos restantes agentes produtores dominantes desde que devidamente treinados e testados. O primeiro modelo teve como objetivo prever a quantidade de energia ofertada a preço zero pelo agente produtor ao mercado diário do dia seguinte (Modelo 1), enquanto o segundo teve como objetivo prever a curva de oferta apresentada por esse mesmo agente também no mercado diário do dia seguinte (Modelo 2).

Relativamente ao Modelo 1, verificou-se que existe uma maior dificuldade em prever a quantidade de energia ofertada a preço zero nas primeiras cinco horas do dia, sendo os piores resultados obtidos nas primeiras três horas do dia. Através das análises desenvolvidas neste âmbito, constatou-se que mesmo através da utilização de uma RN específica para prever a

quantidade de energia ofertada a preço zero nas três primeiras horas do dia, o erro associado a essa previsão continua a ser elevado ($MAPE_{TESTE} = 49,933\%$). Por conseguinte, conclui-se que não se justifica a utilização de uma RN específica para prever a quantidade de energia ofertada a preço zero nas três primeiras horas do dia, sendo razoável a utilização de uma RN única na previsão dessas quantidades, para as 24 horas do dia seguinte. Ainda decorrente das análises realizadas sobre a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero, foi possível concluir que a saída de serviço de determinadas unidades de produção pode condicionar a estratégia de atuação do agente produtor no mercado. Assim, os resultados obtidos neste tipo de previsão devem ser ajustados de acordo com o impacto que as incidências não programadas que se registem nessa altura sobre determinadas unidades de produção têm na estratégia do agente produtor. A RN obtida com melhor *performance* para a respetiva previsão engloba como variáveis de entrada, o mês, o dia da semana (DDS), a hora, a previsão do consumo (Prevcons), a previsão de produção eólica (Preveol), as reservas hiperanuais de centrais hídricas (Reserhip), o preço do mercado diário no dia n (Preçohist) e a quantidade de energia ofertada a preço zero por todos os agentes no dia n (Ofzeroall). Neste caso, o valor do MAPE é de 18,900% para as 24 horas, sendo o valor médio desse erro para as horas subsequentes à hora 5 de 13,711%, para os dias do conjunto de teste.

No que diz respeito ao Modelo 2, pode-se concluir que a melhor estratégia a utilizar na previsão da curva de oferta consiste na utilização de retas de aproximação ($y = mx$ e $y = mx + b$) à respetiva curva de oferta. Para a previsão da reta de aproximação ($y = mx$), a RN com melhor desempenho engloba como variáveis de entrada o mês, o dia da semana (DDS), a hora, o histórico da curva de oferta (Curvahist), a previsão do consumo (Prevcons), a previsão de produção eólica (Preveol), o preço do mercado diário no dia n (Preçohist), as reservas hiperanuais de centrais hídricas (Reserhip) e a quantidade de energia ofertada a preço zero prevista para o dia $n + 1$ (Ofzeroprev). No entanto, pode-se afirmar que este tipo de reta não se consegue ajustar devidamente a curvas de oferta com inclinação acentuada, sendo necessário utilizar retas de aproximação ($y = mx + b$) para se conseguir uma melhor aproximação. Decorrente da análise das curvas de ofertas apresentadas pelo grupo Iberdrola, observou-se que estas tendem a ter uma inclinação mais acentuada a partir de 6000 MWh de quantidade de energia ofertada a preço zero, assinalando-se que este valor representa cerca de 30% da capacidade de produção deste agente produtor. Assim, conclui-se que sempre que a previsão da quantidade de energia ofertada a preço zero exceder 6000 MWh, deve ser utilizada a reta de aproximação ($y = mx + b$) para a previsão da curva de oferta. Para a previsão da respetiva reta deve-se utilizar como variáveis de entrada da RN, o mês, o dia da semana (DDS), a hora, o histórico da curva de oferta (Curvahist), a previsão do consumo (Prevcons), a previsão de produção eólica (Preveol), a produção hídrica registada no dia $n - 1$ (Prodhid), o preço do mercado diário no dia n (Preçohist) e a quantidade de energia ofertada a preço zero por todos os agentes no dia n (Ofzeroall).

Os resultados obtidos na previsão das variáveis associadas a ambas as retas foram satisfatórios. Assim, para a reta de aproximação ($y = mx$), o valor do MAPE associado à previsão do declive (m) é de 8,186%, para os dias do conjunto de teste. No que se refere à reta de aproximação ($y = mx + b$), os valores do MAPE associados à previsão do declive (m) e da ordenada na origem (b) são de 8,589% e 5,175% respetivamente, para os dias do conjunto de teste.

7.2. Perspetivas de desenvolvimento

Uma vez terminado o trabalho proposto, indicam-se em seguida alguns trabalhos que poderão dar continuidade ao que agora foi realizado. Assim, e de forma a validar os modelos apresentados anteriormente, propõe-se o desenvolvimento de RN específicas para cada agente produtor dominante, tendo por base os modelos finais apresentados. Note-se que a necessidade de desenvolver RN particulares para cada agente produtor resulta do facto de cada um deles ter a sua própria estratégia de atuação no mercado e do *mix* de produção explorado por cada agente ser distinto. Por conseguinte, os parâmetros das RN, nomeadamente os pesos, serão diferentes consoante o agente produtor em causa, uma vez que estes “reproduzem” os pressupostos mencionados anteriormente. Assim, depois de desenvolvidas as RN para cada agente produtor dominante, será possível agregar os diferentes modelos e prever a curva de oferta total apresentada por esses agentes ao Operador de Mercado, viabilizando a previsão do preço de fecho de mercado através do cruzamento dessa curva com a previsão do consumo.

Ainda no que se refere a trabalhos futuros, sugere-se a utilização de outras variáveis de entrada, nomeadamente referentes a previsões de outras fontes de produção em regime especial para além da eólica (isto é, solar, cogeração, biomassa, ...), que poderão ser importantes para a melhoria dos resultados previsionais. Considera-se igualmente importante a utilização, como variável de entrada, da produção hídrica registada em cada hora do dia $n - 1$, ao invés da utilização do valor total de produção hídrica registado em todo o dia $n - 1$. A utilização como variável de entrada dos preços dos combustíveis poderá ser igualmente uma variável interessante para a melhoria dos resultados previsionais, uma vez que estes afetam os custos de produção e por conseguinte os agentes produtores têm de ajustar as suas propostas de acordo com as variações dos respetivos preços.

Considera-se igualmente interessante o desenvolvimento de uma RN específica para cada uma das 5 primeiras horas do dia, com o objetivo de se reduzir os erros associados às respetivas horas.

Ao finalizar este trabalho, espera-se ter correspondido ao que a EDP pretendia ao propor este tema, agradecendo-se mais uma vez a disponibilidade do Eng.º Berto Martins e da sua equipa.

Referências

- [1] Jornal Online do Dinheiro Vivo. Disponível em <http://www.dinheirovivo.pt/Empresas/Artigo/CIECO271234.html>. Acesso em 24/Setembro/2013.
- [2] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Lista de operadores dominantes”. Disponível em http://www.erse.pt/pt/mibel/compatibilizaoregulatoria/Documents/lista_op_dominantes.pdf. Acesso em 16/novembro/2013.
- [3] J.P. Sucena Paiva, “Redes de energia eléctrica, uma análise sistémica”, 2ª Edição, IST Press, 2007.
- [4] J.P. Tomé Saraiva, J.L.P Pereira da Silva, M.T Ponce de Leão, “Mercados de Electricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes”, FEUPEdições, 2012.
- [5] J.C.L. de Sousa, “Os Serviços de Sistema no MIBEL - Regras de Fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2012 a 2012”, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, junho de 2013.
- [6] Glossário da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx?folder=b3caa940-997f-4b64-b184-ba03262cc5a9>. Acesso em 03/dezembro/2013.
- [7] Jornal Oficial das Comunidades Europeias, “Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho”. Disponível em <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1997:027:0020:0029:PT:PDF>. Acesso em 08/dezembro/2013.

[8] Jornal Oficial da União Europeia, “Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho”. Disponível em <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:176:0037:0055:PT:PDF>. Acesso em 08/dezembro/2013.

[9] Jornal Oficial da União Europeia, “Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho”. Disponível em <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:PT:PDF>. Acesso em 08/dezembro/2013.

[10] J.L.M.M. Mourão, “Análise Estatística dos resultados do Mercado Ibérico de eletricidade no Ano de 2012”, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, fevereiro de 2013.

[11] P.J.M. Gonçalves, “Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2011”, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, junho de 2012.

[12] Ministério da Economia e da Inovação, “Decreto-Lei n.º 29/2006. D.R. nº 33, Série I-A de 2006-02-15”, Disponível em <http://dre.pt/util/getdiplomas.asp?s=sug&iddip=20060731>. Acesso em 05/janeiro/2014.

[13] Extinção das Tarifas Reguladas - ERSE. Disponível em <http://www.erse.pt/consumidor/Paginas/mudancaLEeGN.aspx?master=ErsePrint.master>. Acesso em 14/janeiro/2014.

[14] Organização do mercado - EDP. Disponível em <http://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/organizacaoDoMercado.aspx>. Acesso em 14/janeiro/2014.

[15] Conselho de Reguladores do MIBEL, “Descrição do Funcionamento do MIBEL”, novembro de 2009.

[16] O setor Elétrico - REN. Disponível em https://www.ren.pt/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/. Acesso em 06/janeiro/2014.

- [17] Comercialização - ERSE. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/comercializacao/Paginas/default.aspx>. Acesso em 06/janeiro/2014.
- [18] J.P. Tomé Saraiva, “Mercados de Electricidade - uma introdução”, FEUP, Setembro de 2007.
- [19] MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade. Disponível em <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=9&relcategoria=1026&idpag=67>. Acesso em 06/janeiro/2014.
- [20] MIBEL - OMIP. Disponível em <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>. Acesso em 10/janeiro/2014.
- [21] L.B. da Cruz, “A liberalização do sector da energia, o MIBEL e o OMIP”. Disponível em <https://infoeuropa.euroid.pt/files/database/000040001-000041000/000040873.pdf>. Acesso em 14/janeiro/2014.
- [22] Operadores de mercado - MIBEL. Disponível em <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&id=28>. Acesso em 14/janeiro/2014.
- [23] Mercado da Eletricidade - OMIE. Disponível em <http://www.omel.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/diario-e-intradiario/mercado-diario>. Acesso em 14/janeiro/2013.
- [24] Resultados de Mercado - OMIE. Disponível em <http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. Acesso em 16/Janeiro/2013.
- [25] OMIP. Disponível em <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx>. Acesso em 14/janeiro/2014.
- [26] Modelo de mercado - OMIP. Disponível em <http://www.omip.pt/MarketInfo/ModelodeMercado/tabid/75/language/pt-PT/Default.aspx>. Acesso em 15/janeiro/2014.

[27] Mercado a Prazo - ERSE. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>. Acesso em 15/janeiro/2014.

[28] REN, “Capacidades Indicativas de Interligação para Fins Comerciais para o ano de 2014”. Disponível em <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Interlig/Previsao/BibRelAno/Cap2014.pdf>. Acesso em 15/janeiro/2014.

[29] Conselho de Reguladores do MIBEL, “Operador Dominante - Metodologia e Aplicações”. Disponível em http://www.cmvm.pt/CMVM/Cooperacao%20Internacional/Conselho%20Reguladores%20Mibel/Documents/0ba5a612265c440d9a40efe9b7202789PropostasobreOperador_dominante1.pdf. Acesso em 30/dezembro/2013.

[30] Comisión Nacional de Energía, “Spanish Energy Regulator’s National Report To The European Commission 2013”, 18 de julho de 2013.

[31] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Relatório anual para a Comissão Europeia”, agosto de 2013.

[32] J.N.M.M. Fidalgo, “Sistemas isolados com produção eólica - controlo e segurança com redes neuronais”, Tese de Doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 1995.

[33] G. Zhang, B. Eddy Patuwo, M.Y. Hu, “Forecasting with artificial neural networks: The state of the art”, International journal of forecasting 14, julho de 1997.

[34] V. Miranda, “Redes Neuronais - treino por retropropagação”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, junho de 2007.

[35] C. Monteiro, “Redes Neuronais - Parte1”, Apontamentos de Técnicas de Previsão, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2007.

- [36] Hsiao-Tein Pao, "Forecasting electricity market pricing using artificial neural networks", Science Direct, outubro de 2006.
- [37] J.P.S. Catalão, S.J.P.S. Mariano, V.M.F. Mendes, L.A.F.M. Ferreira, "Short-term electricity prices forecasting in a competitive market: A neural network approach", Science Direct, novembro de 2006.
- [38] C.C. Lee, C. Ou-Yang, "A neural networks approach for forecasting the supplier's bid prices in supplier selection negotiation process", Science Direct.
- [39] Resultados de Mercado - Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE). Disponível em <http://www.omie.es/aplicaciones/datosftp/datosftp.jsp>. Acesso em 21/novembro/2013.
- [40] Balanço Diário - Rede Elétrica de Espanha. Disponível em <http://www.ree.es/es/actividades/balance-diario>. Acesso em 21/novembro/2013.
- [41] Rede Elétrica de Espanha, "Boletim Mensal de Junho de 2013". Disponível em <http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/jun2013.pdf>. Acesso em 13/dezembro/2013.
- [42] Relatório de incidências - OMIE. Disponível em <http://www.omie.es/aplicaciones/datosftp/datosftp.jsp?path=/indisp/>. Acesso em 15/dezembro/2013.

Anexos

Tabela A1 - Unidades de Produção pertencentes ao grupo Iberdrola (informação cedida pela EDP).

ID	Nome	Tecnologia	Potência Instalada (MW)
ACE3	CCGT ACECA GRUPO 3	CCGT	353
ALZ1	C.N. ALMARAZ 1	Nuclear	944
ALZ2	C.N. ALMARAZ 2	Nuclear	955
ARCOS1	ARCOS DE LA FRONTERA GRUPO 1	CCGT	389
ARCOS2	ARCOS DE LA FRONTERA GRUPO 2	CCGT	373
ARCOS3	ARCOS DE LA FRONTERA GRUPO 3	CCGT	822
COF1	C.N. COFRENTES	Nuclear	1064
CTJON2	CASTEJÓN 2	CCGT	378
CTN3	CCGT CASTELLÓN 3	CCGT	782
DUER	UGH. DUERO GENERACION	Hídrica	3361
EBRA	UGH. EBRO ALTO (IBERDROLA)	Hídrica	229
ESC6	C.T. ESCOMBRERAS 6	CCGT	804
GAR1	C.N. STA. MARIA DE GAROÑA	Nuclear	460
GUA1	C.T. GUARDO 1	Carvão	148
GUA2	C.T. GUARDO 2	Carvão	350
JUCA	UGH. JUCAR	Hídrica	787
LAD3	C.T. LADA 3	Carvão	155
LAD4	C.T. LADA 4	Carvão	350
MUEL	C.H. LA MUELA TURBINACION	Hídrica	628
PAS1	C.T. PASAJES	Carvão	214
SIL	UGH. SIL GENERACION	Hídrica	1267
STC4	CCGT SANTURCE	CCGT	400
TAJO	UGH. TAJO GENERACION	Hídrica	2152
TAPOWER	TARRAGONA POWER	CCGT	400
TRL1	C.N. TRILLO	Nuclear	1000
CTN4	CC CASTELLON	CCGT	846

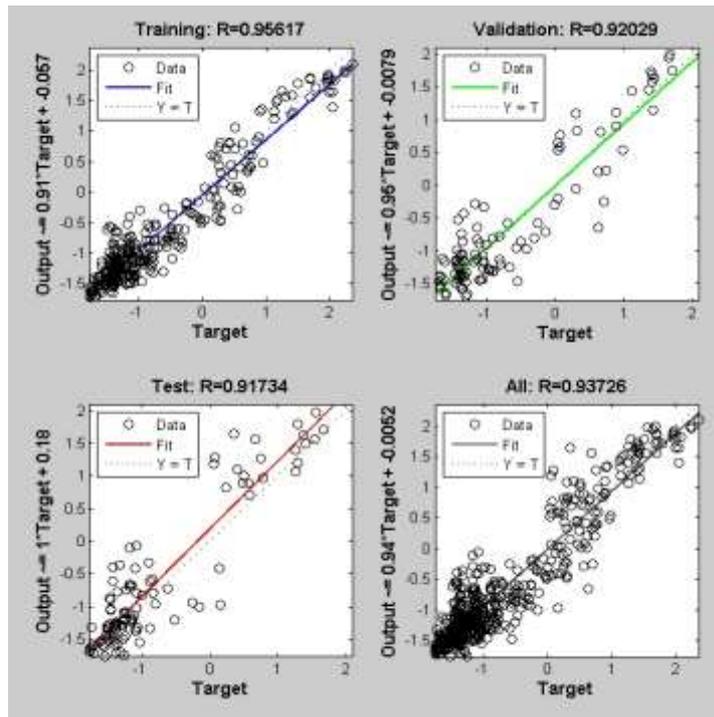


Figura A1 - Gráficos indicativos do coeficiente de correlação do conjunto de treino, validação e teste da RN1.

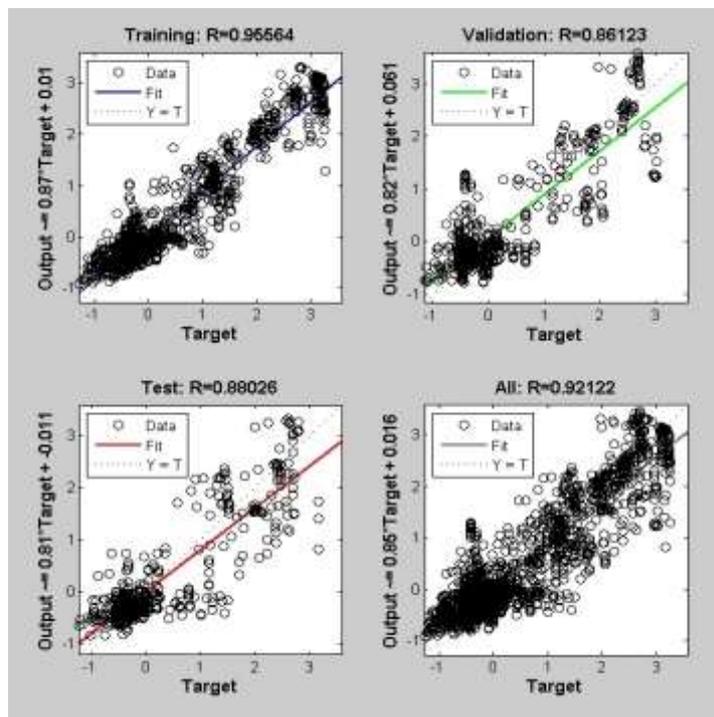


Figura A2 - Gráficos indicativos do coeficiente de correlação do conjunto de treino, validação e teste da RN2.

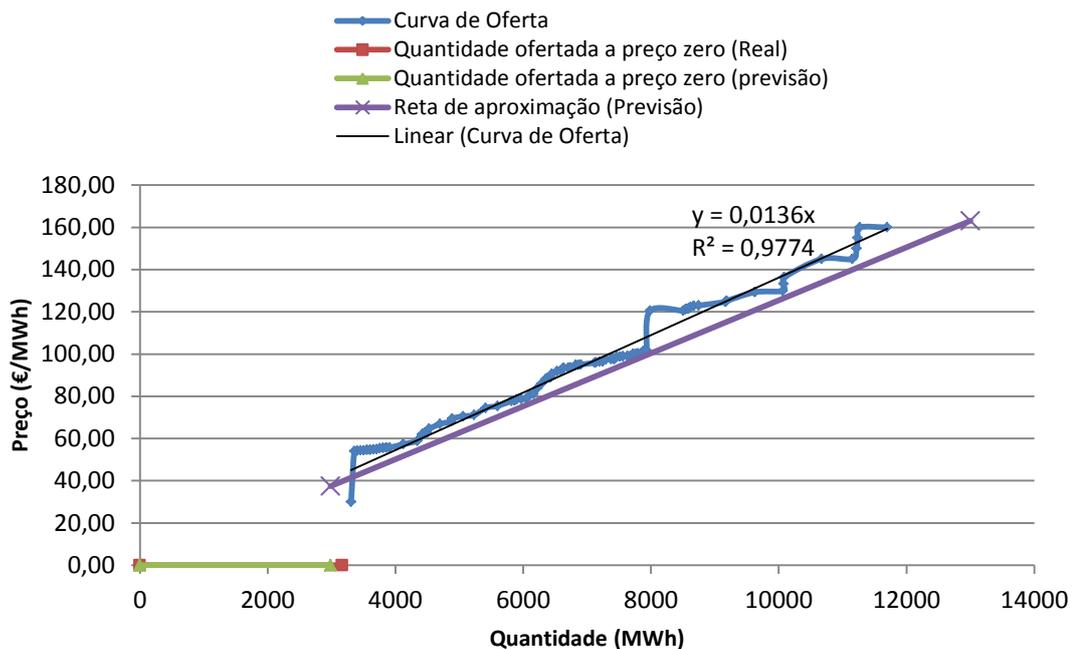


Figura A3 - Modelo final, referente à hora 10 do dia 4 de fevereiro de 2013.

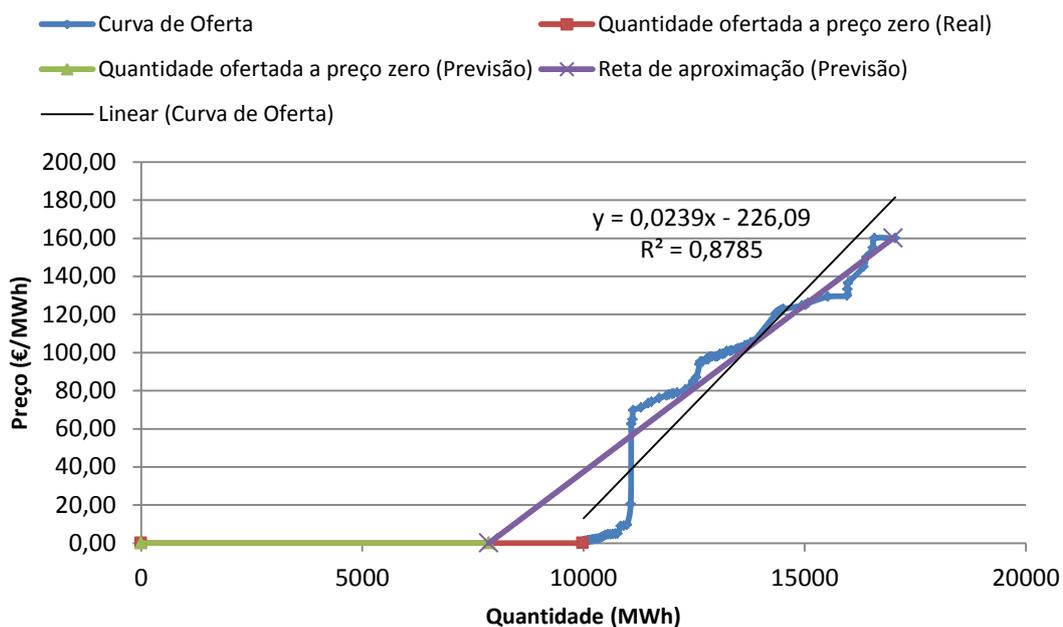


Figura A4 - Modelo final, referente à hora 18 do dia 31 de março de 2013.

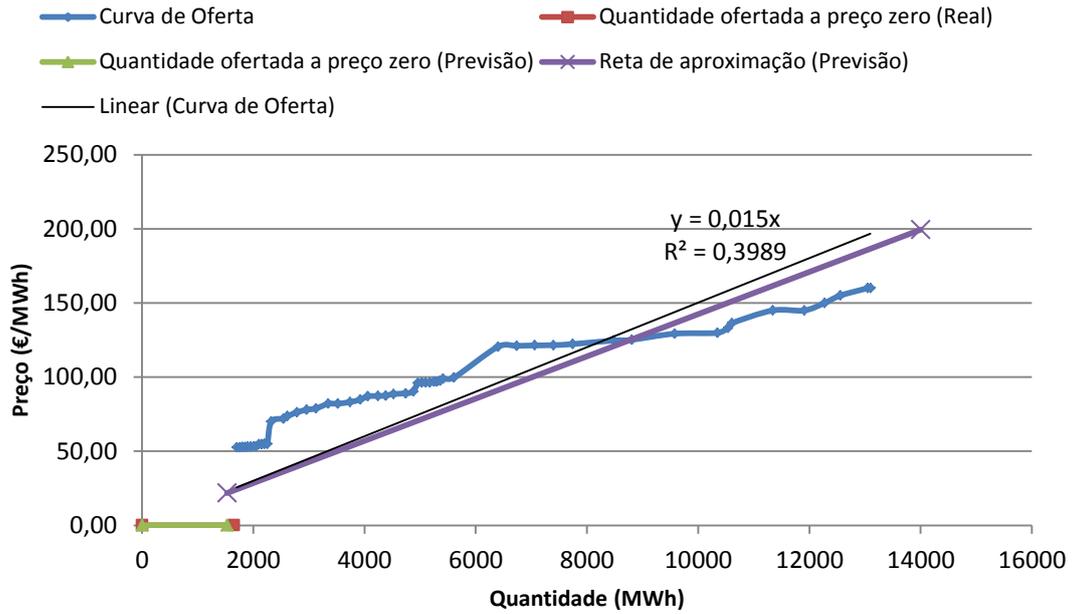


Figura A5 - Modelo final, referente à hora 3 do dia 25 de janeiro de 2013.

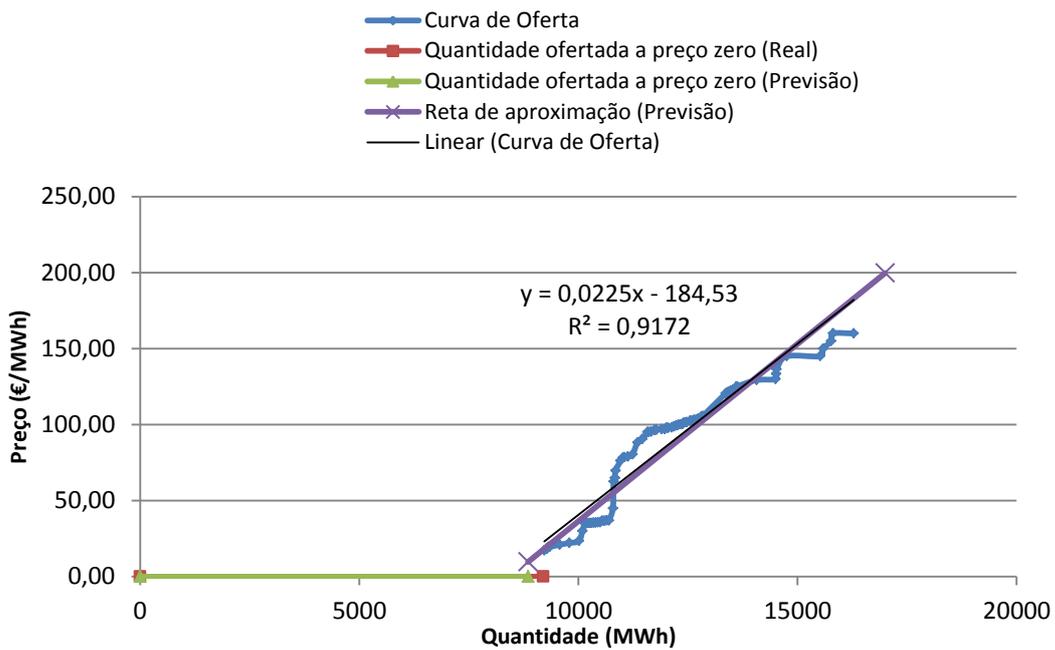


Figura A6 - Modelo final, referente à hora 12 do dia 10 de abril de 2013.

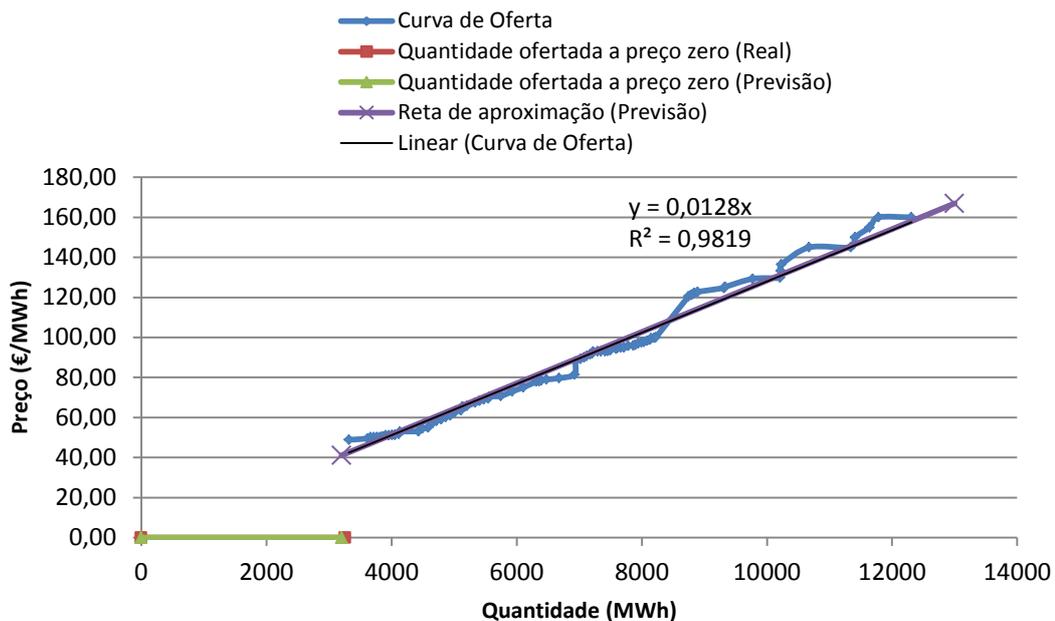


Figura A7 - Modelo final, referente à hora 20 do dia 15 de maio de 2013.

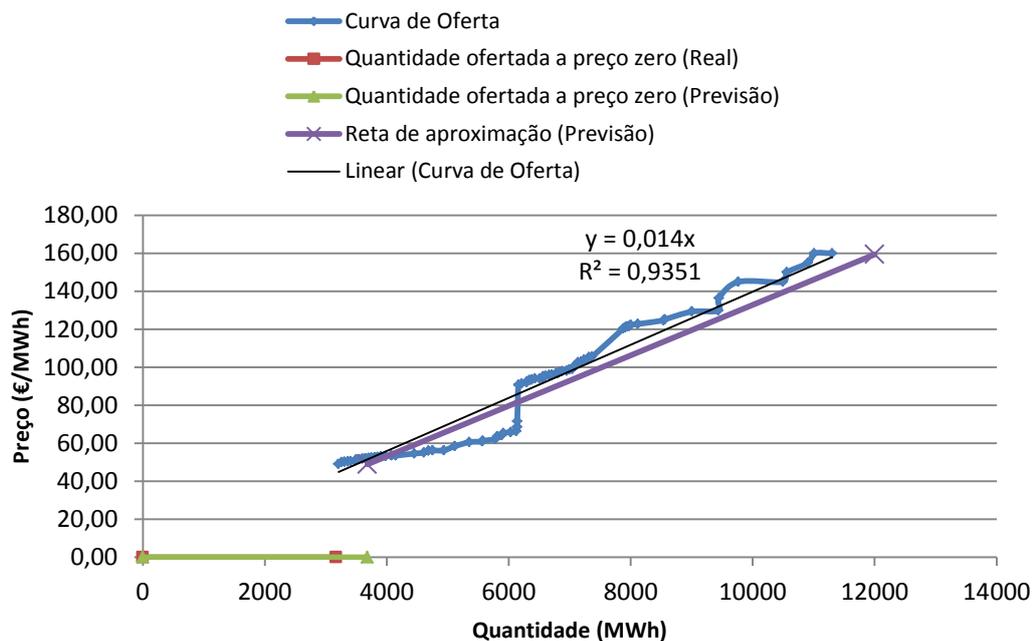


Figura A8 - Modelo final, referente à hora 23 do dia 19 de junho de 2013.