



**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**  
Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação



## **Análise estrutural e previsão do preço da energia eléctrica no MIBEL**

**JOÃO MIGUEL CHAMBEL MARQUES BOLAS**  
(Licenciado)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Electrotécnica – ramo de Energia

Orientadores:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa  
Professora Ana Alexandra Antunes Figueiredo Martins

Júri:

Presidente: Professor Constantino Vital Sopa Soares

Vogais:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa  
Professora Ana Alexandra Antunes Figueiredo Martins  
Professor Pedro Alexandre Flores Correia

**Outubro de 2012**



**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**

**Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação**



## **Análise estrutural e previsão do preço da energia eléctrica no MIBEL**

**JOÃO MIGUEL CHAMBEL MARQUES BOLAS**  
(Licenciado)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Electrotécnica – ramo de Energia

Orientadores:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa  
Professora Ana Alexandra Antunes Figueiredo Martins

Júri:

Presidente: Professor Constantino Vital Sopa Soares

Vogais:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa  
Professora Ana Alexandra Antunes Figueiredo Martins  
Professor Pedro Alexandre Flores Correia

**Outubro de 2012**



“A man should look for what is, and not for what he thinks should be”

*Um homem deve olhar para aquilo que é, e não para aquilo que pensa que deve ser.*

(Albert Einstein)



# Agradecimentos

A execução dos trabalhos orientados à concretização de uma dissertação para a obtenção do grau de Mestre revela-se uma tarefa árdua, que requer dedicação e algum sacrifício pessoal. Existiram momentos em que esta tarefa se avizinhava muito complicada. No entanto, graças ao apoio e motivação por parte de um conjunto de pessoas, foi possível concretizar este objectivo. Sendo assim, não podia deixar de prestar algumas palavras de agradecimento.

Gostaria de agradecer, ao meu orientador, o professor Jorge Alberto Mendes de Sousa, pela sugestão do tema, pelos conselhos prestados, pelas ideias sugeridas e por todo o apoio demonstrado ao longo deste período em que estive envolvido na realização deste trabalho.

À minha co-orientadora, a professora Ana Alexandra Antunes Figueiredo Martins agradeço a enorme paciência que demonstrou para comigo nas dificuldades que tive ao lidar com as ferramentas matemáticas usadas neste trabalho. Agradeço ainda a disponibilidade que sempre mostrou no esclarecimento das minhas dúvidas, as opiniões sugeridas para melhorar este trabalho e os conselhos prestados.

Não poderia deixar de fazer referência ao professor João Hermínio Ninitas Lagarto, pelo apoio dedicado. Pela ajuda que deu no fornecimento dos dados, pela disponibilidade que sempre demonstrou e pela atenção que dispensou, o meu muito obrigado.

Gostaria também de agradecer à empresa EDP, em especial ao engenheiro Allen Lima e à sua equipa, pelo fornecimento dos dados utilizados para realização deste trabalho e pelos comentários e sugestões apresentados.

Agradeço aos meus colegas do ISEL, devido à boa disposição e companheirismo que sempre demonstraram para comigo, desde o primeiro dia em que iniciei o meu curso de mestrado neste estabelecimento de ensino.

Agradeço à minha namorada pela grande paciência que teve para comigo e pelas palavras de apoio que sempre manifestou.

A todas as pessoas, que de forma directa e indirecta, contribuíram para a realização deste trabalho, e que aqui não referi, o meu obrigado.

Por último, mas os mais importantes, não poderia deixar de prestar os meus agradecimentos à minha família.

À minha irmã, pela grande amiga que sempre foi. Pelo carinho, pela paciência, pela vontade de ajudar e pelas palavras de motivação que sempre demonstrou. Para além de tudo isto, possibilitou-me uma motivação extra, na recta final deste trabalho, com o nascimento do meu sobrinho. Obrigado mana.

Aos meus pais, pois são a eles a quem dedico este trabalho. Por tudo aquilo que fizeram por mim até hoje, pelos conselhos que me deram e pelas condições que me proporcionaram. Pelas palavras de incentivo e pelo apoio que sempre demonstraram, tornou-se possível a realização deste trabalho e a conclusão desta minha formação. Pelos grandes pais que têm sido, agradeço-lhes do fundo do meu coração.





# Resumo

Com o passar dos anos tem-se verificado uma reforma ao nível do sector eléctrico em muitas economias do mundo, o que aparenta apontar para um estabelecimento de mercados de energia eléctrica que favorecem o funcionamento competitivo das actividades de produção e comercialização. Foi seguindo esta tendência que surgiu o Mercado Ibérico de Electricidade.

O presente trabalho de dissertação tem como propósito realizar uma análise estrutural do preço da energia eléctrica e desenvolver um modelo que permita realizar uma previsão diária, de esse mesmo preço.

Numa fase inicial, através de um conjunto de métodos de análise quantitativos, pretende-se estudar o preço da energia eléctrica no Mercado Ibérico de Electricidade. Os métodos usados consistem na análise da correlação, análise de causalidade e análise em componentes principais. Com estes métodos, procura-se identificar quais as variáveis que provocam um maior impacto na definição do preço de mercado de energia eléctrica no Mercado Ibérico de Electricidade e identificar possíveis alterações de carácter estrutural.

Numa fase posterior, tem-se como objectivo desenvolver um modelo que permita a previsão diária do preço da energia eléctrica. Existindo diversas técnicas para realizar a previsão do preço, optou-se, no presente trabalho, por usar os modelos função de transferência. Este é um método bastante abordado na realização de previsões do preço da energia eléctrica, a partir do qual se tem alcançado bons resultados (Conejo et al, 2004 e Nogales e Conejo, 2005).

Verificou-se que, efectivamente, existiram alterações estruturais no preço da energia eléctrica. Numa fase inicial, este apresentava-se mais dependente com os preços dos combustíveis relacionados com a produção de energia eléctrica e, posteriormente, com os valores de produção de energia eléctrica. Relativamente à previsão, através do método utilizado para a realização da mesma, obtiveram-se bons resultados utilizando os valores de produção em regime especial e os valores de consumo de energia.

Palavras-chave: Análise estrutural do mercado ibérico de electricidade; modelos função de transferência; previsão do preço da energia eléctrica.



# Abstract

Through the years, there has been a reform over the power sector, in many economies in the world. That appears to point to an establishment of electricity markets that favor the competitive operation of the production and trading. It was following this trend which the Iberian Electricity Market emerged.

This thesis aims to perform a structural analysis of the electricity price and to develop a model that allows a daily price forecasting.

Initially, through a set of quantitative analytical methods, it is intending to perform a study concerning the electricity price of the Iberian Electricity Market. The methods used consist of a correlation analysis, a causality analysis and a principal components analysis. With these, attempts to draw conclusions about, which variables cause a higher impact in price definition and verify possible changes in the electricity price structure.

Subsequently, it is intend to develop a model which allows a daily price forecasting. There are several techniques which allow an electricity price forecasting. In this dissertation, it is used the transfer function models. This is a widely used method to forecast the electricity price, from which good results have been achieved (Conejo et al, 2004 and Nogales & Conejo, 2005).

It was found, that in fact, there were structural changes in the electricity price. Initially, it reveals to be more dependent with fuel oil prices, related to the electrical energy production, and, posteriorly, with electrical energy production values. What concerns to electricity price forecasting, by the method used to perform it, good results were obtained using the special regime production and demand values.

Keywords: Electricity price forecasting; structural analysis of iberian electricity market; transfer function models.



# Índice

Agradecimentos .....	i
Resumo .....	v
Abstract .....	vii
Índice.....	ix
Índice de tabelas .....	xiii
Índice de figuras .....	xv
Lista de acrónimos .....	xvii
Capítulo 1 – Introdução.....	1
1.1    Enquadramento .....	3
1.2    Motivação .....	12
1.3    Organização do texto.....	13
1.4    Liberalização do sector eléctrico.....	14
1.5    Mercado Ibérico de Electricidade .....	17
1.5.1    Fases do processo de criação do MIBEL.....	18
1.5.2    Descrição do modelo organizativo .....	19
1.5.3    Separação de mercados.....	20
Capítulo 2 – Análise estrutural do preço da energia eléctrica .....	23
2.1    Variáveis de estudo.....	26
2.2    Breve explicação sobre sucessões cronológicas .....	31
2.3    Análise da correlação.....	32
2.4    Análise de causalidade de <i>Granger</i> .....	36
2.5    Análise de Componentes Principais .....	41
2.5.1    Modelo das componentes principais .....	42
2.5.2    Derivação das componentes principais.....	43
2.5.3    Processo de ACP .....	45
Capítulo 3 – Previsão do preço da energia eléctrica .....	61
3.1    Modelos Função de Transferência .....	63
3.1.1    Modelo Auto-Regressivo e de Médias Móveis Integrado .....	65

3.1.2	Modelos Auto-Regressivo e de Médias Móveis Integrado com sazonalidade .....	66
3.2	Avaliação e diagnóstico dos modelos.....	67
3.2.1	Qualidade de ajustamento .....	67
3.2.2	Validação dos pressupostos .....	69
3.3	Modelo base .....	70
3.3.1	Validação do modelo .....	72
3.3.2	Previsão.....	78
3.3.3	Cenários de previsão.....	82
3.3.4	Análise de sensibilidade do modelo .....	88
<b>Capítulo 4 – Conclusões e trabalho futuro .....</b>		<b>93</b>
<b>Referências .....</b>		<b>101</b>
<b>Anexos.....</b>		<b>111</b>
Anexo I – Nível de significância da correlação .....		113
Anexo II – Expressão do modelo de previsão .....		115
Anexo III – Resultados dos cenários de previsão .....		119
Anexo IV – Resultados das análises de sensibilidade .....		121





# Índice de tabelas

Tabela 2.1 – Abreviaturas das variáveis de estudo .....	31
Tabela 2.2 – Correlações das variáveis com o preço da energia eléctrica .....	34
Tabela 2.3 – Resultados dos testes de causalidade de <i>Granger</i> .....	38
Tabela 2.4 – Resultados dos testes de causalidade de <i>Granger</i> (continuação da tabela 2.3) .....	39
Tabela 2.5 – Variância explicada – 2007/2008 .....	45
Tabela 2.6 – ACP com cinco componentes principais – 2007/2008 .....	47
Tabela 2.7 – ACP com cinco componentes principais – 2007/2008 (continuação da tabela 2.6) .....	48
Tabela 2.8 – Variância explicada – 2010/2011 .....	51
Tabela 2.9 – ACP com quatro componentes principais – 2010/2011 .....	52
Tabela 2.10 – ACP com seis componentes principais – 2010/2011 .....	52
Tabela 2.11 – ACP com seis componentes principais – 2010/2011 (continuação da tabela 2.10) .....	53
Tabela 2.12 – ACP com oito componentes principais – 2010/2011 .....	53
Tabela 2.13 – Resumo da ACP – 2010/2011 .....	55
Tabela 3.1 – Variáveis independentes usadas para a obtenção do modelo .....	73
Tabela 3.2 – Indicadores da qualidade de ajustamento .....	75
Tabela 3.3 – Comparação entre valores observados e valores previstos do preço da energia eléctrica, de 1 a 30 de Outubro de 2011 .....	80
Tabela 3.4 – Comparação entre valores observados e valores previstos do preço da energia eléctrica, de 1 a 30 de Outubro de 2011 (continuação da tabela 3.3) .....	81
Tabela 3.5 – Modelos de previsão obtidos .....	83
Tabela 3.6 – $E_{am}$ para cada cenário de previsão .....	84
Tabela 3.7 – Comparação entre os erros médios absolutos .....	87



# Índice de figuras

Figura 2.1 – Metodologia do processo de análise estrutural do preço da energia eléctrica .....	25
Figura 2.2 – Metodologia do processo de análise estrutural do preço da energia eléctrica .....	27
Figura 2.3 – Coeficientes de correlação com o preço da energia eléctrica .....	35
Figura 2.4 – <i>Scree plot</i> de variância explicada por CP – 2007/2008.....	46
Figura 2.5 – <i>Scree plot</i> da variância explicada acumulada – 2007/2008.....	47
Figura 2.6 – <i>Scree plot</i> da variância explicada para cada CP – 2010/2011 .....	50
Figura 2.7 – <i>Scree plot</i> da variância explicada acumulada - 2010/2011.....	51
Figura 3.1 – Metodologia utilizada para a obtenção de um possível modelo de previsão do preço da energia eléctrica .....	71
Figura 3.2 – Distribuição normal dos resíduos.....	76
Figura 3.3 – Dispersão dos resíduos relativamente ao preço da energia eléctrica .....	77
Figura 3.4 – Dispersão dos resíduos relativamente aos valores de PRE.....	77
Figura 3.5 – Dispersão dos resíduos relativamente aos valores de Consumo de energia eléctrica .....	78
Figura 3.6 – Cronograma do preço da energia eléctrica real e ajustado .....	79
Figura 3.7 – Cronograma de previsão do preço da energia eléctrica.....	82
Figura 3.8 – Cronograma dos erros absolutos $P^0$ e $P^1$ .....	85
Figura 3.9 – Cronograma dos erros absolutos $P^0$ e $P^2$ .....	86
Figura 3.10 – Cronograma dos erros absolutos $P^0$ e $P^3$ .....	86
Figura 3.11 – Cronograma das variações relativas de previsão, relativamente a $P^0$ .....	90



# Lista de acrónimos

ACI – Análise de Componentes Independentes  
ACP – Análise de Componentes Principais  
AF – Análise Factorial  
API – American Petroleum Institute  
ARIMA – Auto Regressive Integrated Moving Average  
ARMA – Auto-Regressive Moving Average  
BIC – (Normalized) Bayesian Information Criterion  
CE – Comissão Europeia  
CP – Componentes Principais  
EDP – Energias de Portugal  
FT – Função de Transferência  
GARCH – General Auto Regressive Conditional Heteroscedasticity  
MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade  
OMI – Operador de Mercado Ibérico  
OMEL – Operador de Mercado Ibérico, pólo espanhol (actual OMIE)  
OMIE – Operador do Mercado Ibérico, pólo espanhol  
OMIP – Operador do Mercado Ibérico, pólo português  
PJM – Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection  
PRE – Produção em Regime Especial  
REE – Red Electrica de España  
REN – Redes Energéticas Nacionais  
RNA – Rede Neuronal Artificial  
SARIMA – Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average  
SPSS – Statistical Package for the Social Sciences  
UE – União Europeia



# Capítulo 1 – Introdução

---

O presente capítulo consiste numa primeira introdução ao tema deste trabalho. Inicia-se com um enquadramento, onde se apresenta um conjunto de referências que abordam temas de interesse para a realização deste trabalho, e com uma motivação, onde se apresentam as razões que levaram à escolha e à execução do mesmo. Para além destes aborda ainda a temática da liberalização do sector eléctrico, onde se inclui uma breve descrição acerca das fases de criação do Mercado Ibérico de Electricidade, do seu funcionamento e do principal mecanismo de gestão de congestionamento usado.



# 1. Introdução

## 1.1 Enquadramento

A energia eléctrica é uma mercadoria passível de comercialização. Uma vez que não pode ser armazenada, esta não permite um verdadeiro mercado bolseiro, ou *spot*, como sucede com outras mercadorias indiferenciadas. Neste tipo de mercados, a expedição do bem transaccionado é imediata, recorrendo-se às reservas armazenadas, as quais são repostas em tempo não real pelos produtores (Paiva, 2005).

Nos mercados de energia eléctrica, as transacções são efectuadas antes da entrega física (com a antecedência de um dia, uma hora ou mesmo alguns minutos). Nestes existem, usualmente, duas formas para realizar as transacções de energia, nomeadamente através de mercados organizados (bolsas de energia eléctrica) e contratação bilateral.

Tal como explica Paiva (2005), a bolsa de energia eléctrica, ou *pool*, é uma aproximação a um verdadeiro mercado bolseiro. O primeiro exemplo de uma bolsa de energia eléctrica surgiu, em 1990, em Inglaterra e Gales, sendo extinta em 2001, com a criação do *New Electricity Trading Arrangements* (NETA). Nestas bolsas, os participantes de mercado apresentam um conjunto de licitações de venda e de compra, de acordo com as suas estratégias e objectivos. Existe um operador que regula este mercado e que define o conjunto de preços para o dia seguinte.

No entanto, o preço de mercado caracteriza-se por um elevado grau de volatilidade, que resulta da própria natureza da energia eléctrica. Assim, surgem os contratos bilaterais que são um instrumento de mitigação de risco de preço para as partes envolvidas, mas que retiram liquidez aos mercados organizados. Estes funcionam como estabilizadores dos preços de mercado (Contreras et al, 2003).

O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) funciona tal como o descrito anteriormente. Este trata-se do segundo mercado regional europeu transaccional a ser constituído (a seguir ao *NordPool*), e está centrado numa bolsa de energia eléctrica, gerida por um Operador de Mercado Ibérico (OMI), estando dividido em dois pólos, sendo ainda permitido a realização de contratos bilaterais entre os participantes de mercado. Para além do MIBEL, existem outros exemplos de mercados regionais de

energia eléctrica na Europa, como a *NordPool* (Dinamarca, Finlândia, Noruega e Suécia), o *Trilateral Market Coupling* (Bélgica, França e Holanda) e o *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection* (PJM), nos Estados Unidos da América (EUA).

O primeiro objectivo, deste trabalho, consiste em realizar uma análise estrutural do preço diário da energia eléctrica, do MIBEL. Um mercado competitivo de energia eléctrica deverá originar uma convergência para um equilíbrio, em termos de obtenção de um preço único. No entanto, os preços de energia eléctrica, nestes mercados, experimentam diversas flutuações (Huisman e Kilic, 2012). Segundo Lagarto et al (2012), devido às características próprias da energia eléctrica, os preços de mercado são extremamente voláteis e influenciáveis por diversos factores, tais como o consumo de energia eléctrica, os preços dos combustíveis relacionados com a produção de energia eléctrica, a produção térmica, a produção hídrica e de outros meios de geração renováveis, o preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, entre outros. Em Gianfreda et al (2010), os autores afirmam que a volatilidade deve ser uma das principais preocupações para os diversos participantes de mercado, uma vez que está relacionada com uma incerteza em termos de investimento e de gestão das centrais produtoras.

O preço da energia eléctrica depende das centrais termoeléctricas que estejam em funcionamento, uma vez que uma maior procura de produção térmica implicar que mais centrais termoeléctricas entrem em serviço, agravando o custo de produção e, conseqüentemente, aumentando os preços da energia eléctrica (Lima et al, 2008). Em Gianfreda e Grossi (2009), verificou-se que o preço da energia eléctrica, no mercado italiano nas zonas da Sicília e da Sardenha, encontrava-se extremamente influenciado pelos níveis de geração através das centrais a carvão e, conseqüentemente, pelo preço do carvão. Em zonas do norte e centro de Itália, o gás natural provocou um aumento do preço da energia eléctrica.

São muitos os estudos referentes ao impacto que determinados factores ou variáveis podem apresentar sobre o preço da energia eléctrica. Em Abeygunawardana et al. (2010), verificou-se que a introdução de um preço nas licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, por parte das centrais produtoras no mercado de energia eléctrica italiano, iria alterar o custo marginal, a curto-prazo, das próprias centrais e, assim, alterar o preço da energia eléctrica, fazendo com que este aumentasse. Em Andrianesis et al. (2010), obtém-se um resultado idêntico, embora neste caso o estudo seja realizado para o mercado de energia eléctrica da Grécia. Com o propósito de identificar qual o impacto, a médio prazo, que a incorporação do custo das emissões de CO<sub>2</sub>, no custo variável das centrais térmicas, terá

sobre o desempenho do mercado grego, os autores verificaram que, em termos do preço da energia eléctrica, o impacto seria significativo, uma vez que por cada euro de preço de emissões de CO<sub>2</sub>, resultaria, em termos médios, um aumento de 0,55€ do preço da energia eléctrica.

Devido às constantes notícias de que as reservas de combustíveis fósseis caminham para um fim, e com as várias restrições e incertezas em torno da produção de energia eléctrica através de centrais nucleares, as energias renováveis são cada vez mais como a alternativa natural. Neste grupo existem muitas opções, embora haja apenas um número restrito de topologias que são vistos como os mais eficientes, como a produção hidroeléctrica ou a produção por meios eólicos.

A crescente importância destas tecnologias tem levado a que os níveis de produção, a partir de recursos renováveis, tenham vindo a aumentar ao longo dos anos, sendo de esperar uma conseqüentemente diminuição do valor do preço da energia eléctrica. Em Nieuwenhout e Brand (2011) verificou-se que, entre 2006 e 2009 no mercado diário de energia da Holanda, a produção de energia eléctrica por meios eólicas revelou um impacto substancial no preço da energia eléctrica. Apesar de contribuir apenas com 4%, no total da produção de energia eléctrica no país, o preço da energia eléctrica do mercado diário reduziu, em média, 5%. Ainda neste estudo, os autores apontaram que no futuro a tendência para que a produção de energia eléctrica por meios eólicas provoque um decréscimo no preço da energia eléctrica manter-se-á, embora a um ritmo mais lento que no período de entre 2006 e 2009.

Alguns estudos têm revelado que alguns produtores apresentam uma potencial capacidade para abusar do poder de mercado, como por exemplo em Abeygunawardana et al. (2009), Dun-nan et al. (2009) ou Marques et al. (2005). Em Dun-nan et al (2009) verificou-se casos em que o preço da energia eléctrica encontrava-se acima dos níveis esperados de competitividade. Em situações como esta, os produtores podem ter tido receitas substanciais devido ao excessivo poder de mercado que possuem. De modo a mitigar-se este problema, aplicaram-se um conjunto de métodos de análise quantitativos sobre um conjunto de variáveis, como por exemplo a análise de correlação, a Análise em Componentes Principais (ACP), entre outros. Estas análises tiveram como propósito identificar quais as variáveis que revelam possuir um maior impacto no mercado e reduzir o número de esse mesmo conjunto, para que seja possível retirar algumas conclusões, a partir de um número mais reduzido de variáveis

Como já foi mencionado, existem variáveis que revelam possuir um impacto no funcionamento do mercado, mas nem todas apresentam o mesmo nível de importância. Assim, é comum usar-se o coeficiente de correlação de *Pearson*, por forma a conseguir-se definir quais são as variáveis práticas do mercado.

No entanto, nem todas são necessárias, uma vez que muitas delas são bastantes relativas umas com as outras, possuindo informação comum, e podendo mesmo levar ao surgimento de problemas de redundância (Dun-nan et al, 2009).

Deste modo, e por forma a anular este problema, utiliza-se um processo de ACP. A ACP é um método de análise multivariada, que aplica um processo de rotação a um conjunto de variáveis que estão correlacionadas entre si, para que se obtenha um novo conjunto de variáveis ortogonais (não correlacionadas), de menor dimensão e cuja variância de cada nova variável, designada por Componente Principal (CP), apresente a máxima percentagem de variância possível. Este método possui algumas particularidades, entre as quais pressupõe a representação matemática de combinações lineares para cada CP, não existindo a imposição de qualquer modelo causal, mas também não permitindo que seja possível detectar quaisquer relações de causa-efeito entre as variáveis iniciais (Reis, 2001). Através da metodologia utilizada em Dun-nan et al. (2009), foi possível identificar situações de conluio e, ainda, identificar as estratégias dos fornecedores de energia eléctrica e interpretar a sua margem de lucro.

Em Reston-Filho et al. (2009) realiza-se uma análise do preço da energia eléctrica, no mercado do Brasil, usando técnicas de prospecção de dados, baseadas em agrupamento de dados (*clusters*) e em árvores de decisão. Com isto, pretende-se prever a curto prazo, o preço da energia eléctrica, no mercado de energia do Brasil, e identificando as variáveis mais importantes para a definição do mesmo. Através do método utilizado, os autores concluíram que as produções hidroeléctricas e termoeléctricas revelaram um impacto considerável na definição do preço da energia eléctrica, naquele mercado.

O segundo objectivo deste trabalho tem como propósito obter um modelo que permita realizar a previsão diária do preço da energia eléctrica, no mercado de energia do MIBEL.

Nos mercados competitivos de energia eléctrica a previsão do preço da energia eléctrica é um assunto de extrema importância, principalmente para os participantes de mercado. Com uma previsão eficiente, os produtores e consumidores de mercado

podem realizar um planeamento mais eficaz das suas operações (Haghi e Tafreshi, 2007).

Desde a criação destes mercados, têm sido desenvolvidas muitas metodologias que permitem realizar uma previsão do preço da energia eléctrica, baseando-se estas em horizontes de previsão, nomeadamente um horizonte diário do dia seguinte, de médio-longo prazo e de longo prazo. Neste trabalho aborda-se a previsão do preço diário da energia eléctrica.

Segundo Nogales et al. (2002), caso um produtor possua uma boa previsão do preço da energia eléctrica, é possível para este, desenvolver uma estratégia que permita maximizar o seu lucro. Por outro lado, caso um consumidor possua uma boa previsão do preço, este pode desenvolver uma estratégia de modo a maximizar, em termos de utilidade, a energia adquirida ou, caso seja também um produtor, pode usar também a previsão para se auto-protoger contra uma subida elevada do preço.

Em Guang et al. (2005), os autores efectuam uma comparação entre diversos métodos para a previsão do preço da energia eléctrica. Estes podem ser categorizados em métodos de simulação, análise de sucessões cronológicas, métodos econométricos, sistemas inteligentes, análise de equilíbrio e análise de volatilidade.

Os métodos de simulação são usados para detalhar a operação de um sistema de energia, nomeadamente sobre os aspectos que influenciam a curva de preços. Estes métodos consistem em modelos de produção, que consideram padrões cronológicos de simulação, com as respectivas restrições e características do sistema em estudo.

A análise de sucessões cronológicas tem a vantagem de ser possível considerar a sucessão do preço da energia eléctrica como um processo estocástico. O que permite realizar uma combinação entre os dois, nomeadamente com processos Auto-Regressivos (AR), Auto-Regressivo e de Médias Móveis Integrado (ARIMA), *General Auto-Regressive Conditional Heteroscedasticity (GARCH)*, *Threshold Auto-Regressive Switching (TARSW)*, entre outros. Menciona-se ainda, o uso de sucessões cronológicas para a realização de previsões a curto prazo.

Os métodos econométricos usam um conjunto de ferramentas estatísticas com o objectivo de explicar uma relação existente, entre determinadas variáveis económicas.

Os sistemas inteligentes são também bastantes usados neste domínio, onde se destacam os sistemas baseados em Redes Neurais Artificiais (RNA), Lógica Fuzzy (LF) e sistemas combinados Neuro-Fuzzy (NF). Estes implementam um algoritmo, com variáveis de entrada e de saída, para estimar valores através de um regime de

aprendizagem. Assim, evita-se o uso de procedimentos de modelização, mais complexos e pesados. Existem aspectos interessantes nas RNA, como por exemplo o seu desempenho em termos previsionais ou o seu processo de treino.

A análise de equilíbrio implica uma relação entre a estrutura do mercado e os mecanismos usados. Usa a teoria dos jogos e uma perspectiva económica para prever um comportamento estratégico dos intervenientes de mercado. Assim, é mais adequada para uma previsão mais geral do que para uma previsão específica, por exemplo do preço diário.

A análise de volatilidade quantifica a média do desvio-padrão na previsão do preço diário. Em Lo e Wu (2004), estuda-se a volatilidade do preço e da quantidade de energia eléctrica medindo a dimensão da flutuação da série do preço.

Muitos são os casos de estudo que envolvem a análise de sucessões cronológicas para a previsão do preço da energia eléctrica. Em Nunes et al. (2008), realizou-se um estudo do mercado espanhol de energia eléctrica, com o propósito de desenvolver um modelo capaz de avaliar e prever os preços da energia eléctrica, entre Janeiro de 1998 e Agosto de 2005, usando para isso um conjunto de métodos estatísticos. O processo de análise teve como objectivo a previsão a curto-médio prazo. Os dados foram analisados numa base diária usando modelos *Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average* (SARIMA) complementados com modelos GARCH, e numa base mensal usando sucessões cronológicas e modelos baseados no método dos mínimos quadrados. Devido às características próprias da sucessão cronológica dos preços diários, como a sua sazonalidade e volatilidade, a aplicação de modelos SARIMA complementados com modelos GARCH revelou resultados bastante satisfatórios, apresentando um erro médio baixo. Relativamente à análise mensal, os autores iniciaram o estudo com modelos SARIMA, no entanto concluíram o melhor modelo de previsão consistia num *Auto-Regressive Moving Average* (1,1) (ARMA (1,1)). Usando este tipo de modelos, os resultados obtidos revelaram-se bastante próximos dos valores reais no período de Março a Dezembro de 2005.

Autores como Francisco J. Nogales, Javier Contreras ou António J. Conejo, são responsáveis por diversos estudos de previsão de preço de electricidade.

Em Nogales et al. (2002), abordam-se dois métodos de previsão do preço da energia eléctrica, que consistem na análise de sucessões cronológicas através de modelos regressivos dinâmicos e de modelos Função de Transferência (FT). Neste artigo faz-se uma explicação dos dois métodos e compararam-se, usando para isso

dados de um caso de estudo real, baseado nos mercados de energia eléctrica de Espanha e da Califórnia.

Os dois modelos apresentados são seleccionados através de uma análise cuidada das características principais das sucessões cronológicas de preços horários, nomeadamente presença de *outliers*, média e variância não constantes, sazonalidade múltipla (correspondente à periodicidade diária e semanal), efeitos de calendário (como fins de semana e feriados), alta volatilidade e uma grande percentagem de preços invulgares (maioritariamente nos períodos de maior procura). De modo a evitar uma correlação dos resíduos, os autores desenvolveram um conjunto de processos de avaliação e de diagnóstico, usando testes de hipóteses. Daqui, concluiu-se que os melhores modelos foram um modelo de regressão dinâmico e um modelo FT.

Para testar os dois modelos escolheram-se períodos de tempos distintos, para cada mercado. Para o mercado espanhol escolheu-se a terceira semana de Agosto (dias 21 a 27) de 2000, que é uma semana típica de pouca procura; e escolheu-se a terceira semana de Novembro (dias 13 a 19) de 2000, que é uma típica semana de grande procura. Para o mercado da Califórnia escolheu-se a semana de 3 a 9 de Abril de 2000.

Os resultados obtidos foram bastantes satisfatórios. Por forma a consolidar esta conclusão, analisou-se erro médio semanal da previsão, o desvio padrão do erro de previsão e a raiz quadrada dos erros de previsão. Apesar de os resultados serem bastantes similares, obteve-se uma melhor previsão, embora que ligeira, através dos modelos FT. No mercado espanhol o erro médio rondou os 5% e no mercado da Califórnia rondou os 3%, para as semanas de estudo.

Em Contreras et al. (2003) utilizam-se modelos ARIMA para a previsão do preço de energia eléctrica no mercado diário. Neste artigo, os autores baseiam-se no facto de os modelos ARIMA serem comumente utilizados para analisar sucessões cronológicas e, no passado, terem sido usados para previsões de carga. À semelhança de Nogales et al. (2002), define-se um critério de validação para o modelo, analisam-se dados referentes ao mercado espanhol e ao mercado da Califórnia e seleccionam-se períodos de tempo, para testar a capacidade de previsão do modelo escolhido. Para o mercado espanhol escolheram-se três semanas, enquanto que para o mercado da Califórnia escolheu-se uma semana. Para os testes realizados, obtiveram-se erros médios de previsão de cerca de 10% para o mercado espanhol e de 5% para o mercado da Califórnia. Os autores referem ainda o facto de que com a detecção de *outliers*, os

resultados da previsão seriam melhores, no entanto, tal consideração levaria a que o tempo de simulação aumentasse consideravelmente.

Em Nogales & Conejo (2005), usam-se modelos FT para a previsão dos preços, do dia seguinte, no mercado de energia eléctrica do PJM. Nesta abordagem, os autores baseiam-se nos valores passados do preço e da procura de energia eléctrica, analisando as respectivas sucessões cronológicas. Apresenta-se uma explicação exaustiva dos modelos FT, analisam-se as características das sucessões cronológicas e define-se um conjunto de passos segundo os quais se valida o modelo. Após validado, o modelo é comparado com um modelo *naïve* e com outras técnicas de previsão.

O interesse em estudar os modelos FT, para a fins de previsão, depende da relação instantânea e não instantânea entre o preço e a procura de energia eléctrica. Caso apresentem uma relação instantânea, então é necessário ter em conta a procura para prever o preço. Caso seja não instantânea e a variação da procura afecte o preço de horas posteriores, então a procura é vista como um indicador avançado do preço. Neste caso, um conhecimento acerca da procura, pode melhorar as previsões do preço. Neste artigo, assume-se uma relação não instantânea. Os autores apresentam quatro modelos possíveis de previsão, nomeadamente: um modelo geral, que explica o preço como uma função da procura, um modelo sem procura, que possibilita verificar a influência que a procura provoca no modelo geral e dois modelos de referência, entre os quais um modelo *naïve*.

Conclui-se que o modelo proposto (modelo geral), apresenta melhores previsões que os restantes. Com isto, embora seja de forma muito ligeira, a procura, efectivamente, melhora as previsões. Este estudo, permitiu concluir que a qualidade das previsões, usando os modelos FT, é, geralmente, superior à obtida através de outros procedimentos, como por exemplo os modelos ARIMA ou modelos baseados em RNA.

Em Conejo et al. (2004) os autores fornecem um conjunto de técnicas possíveis para realizar a previsão do preço da energia eléctrica no mercado diário do PJM.. Neste artigo, utilizam-se para a previsão do preço da energia eléctrica as seguintes técnicas: análise de sucessões cronológicas, usando modelos ARIMA, modelos FT e modelos regressivos dinâmicos; sistemas inteligentes baseados em RNA; e transformada de *wavelet*. Esta última técnica foi também abordada em Conejo et al. (2005) e tem como propósito decompor a sucessão cronológica de preços, que é caracterizada por possuir média e variância não constantes e pela presença de *outliers*, filtrando estes aspectos e tornando-a numa sucessão não afectada pelos mesmos. Após obterem-se os modelos

finais de cada técnica, seleccionou-se uma semana de estudo, referente a cada estação do ano. Realiza-se a previsão e comparam-se as diversas técnicas, e ainda um modelo *naïve*, tendo em conta os erros obtidos. Os melhores resultados obtiveram-se usando os modelos FT e os modelos regressivos dinâmicos. Nestas, os erros semanais rondam os 6%, revelando-se como técnicas bastante robustas. Os modelos ARIMA e transformada de *wavelet* revelam-se menos precisos. Em ambos os casos, o erro médio rondou os 15%. Relativamente aos modelos RNA, estes foram os que apresentam piores resultados. O erro médio semanal é de 19%, sendo ainda superior aos obtidos com o modelo *naïve*. O facto de os modelos RNA produzirem piores previsões, tem a ver com o facto de ser difícil obter-se um algoritmo consistente. Este necessita de uma validação heurística através do ajustamento dos pesos, número de camadas escondidas, números de neurónios nas camadas de entrada e de saída, entre outros. Outro aspecto interessante, foi o facto de se ter constatado que a qualidade de previsão se altera consoante a estação do ano. No caso do Verão, devido à alta volatilidade e aos picos de preços apresentados, torna-se bastante difícil obter-se uma previsão consistente. Apenas os modelos FT e os modelos regressivos dinâmicos obtiveram bons resultados para este caso.

A combinação de várias técnicas, de forma a desenvolverem-se sistemas de previsão do preço de energia eléctrica é, também, uma estratégia bastante estudada.

Em Lagarto et al. (2012), descreve-se uma metodologia de previsão indirecta do preço da energia eléctrica do mercado diário do MIBEL, usando um modelo ARIMA aplicado ao nível de competitividade das empresas que actuam no mercado. Em seguida, compara-se esta metodologia com outras duas, sendo uma um modelo *naïve* e outra usando um modelo ARIMA. O nível de competitividade das empresas reflecte-se num modelo de variações conjecturais que permite filtrar a influência das estratégias dos participantes de mercado nos preços de outros fundamentais. O processo de previsão do preço desta metodologia consiste em prever um parâmetro de variação conjectural, que se reflecte no nível de competitividade da empresa, que é depois usado no modelo de variações conjecturais para simular o preço de mercado. Esta simulação é efectuada recorrendo ao simulador de mercado de energia eléctrica *SIMEC 3.0* que utiliza dados detalhados acerca das centrais produtoras, combustíveis usados nessas centrais e o preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>. Usando esta metodologia, os resultados obtidos permitiram concluir que a previsão indirecta do preço da energia eléctrica possibilitou melhores previsões que o modelo *naïve*, apresentando um erro

absoluto médio percentual de 5,46% contra 10,52% do modelo naïve, e foi ligeiramente superior à previsão directa a partir de um modelo ARIMA, onde o erro absoluto médio percentual foi de 5,64%.

Em Azadeh et al. (2009), realiza-se o estudo da combinação de um modelo baseado em RNA e sucessões cronológicas, a aplicar no mercado de energia eléctrica do Irão, tendo como propósito a previsão do preço diário de energia eléctrica, no ano de 2005. Com a realização deste trabalho, os autores concluíram que os resultados obtidos foram bastante satisfatórios, revelando um erro absoluto médio, percentual, de 2,5% quando usados dez neurónios para a camada escondida.

Em Areekul et al. (2010) os autores realizam uma comparação entre modelos ARIMA, modelos RNA e modelos híbridos ARIMA-RNA, com o objectivo de analisar a capacidade de previsão a curto prazo do preço da energia eléctrica. Os resultados obtidos permitiram concluir que o uso de modelos híbridos proporciona uma melhoria considerável na precisão da previsão do preço, relativamente a modelos ARIMA e RNA simples.

## **1.2 Motivação**

O sector eléctrico de energia permite o funcionamento da nossa sociedade como a conhecemos, assumindo-se como uma das bases para a eficiente actividade e desenvolvimento da economia de um país. Este sector apresenta características bastante próprias quando comparado com outros. O produto final, a energia eléctrica, tem de ser entregue instantaneamente, respondendo assim às diferentes variações de cargas impostas pelos consumidores. Outro aspecto, é o facto de não existir um método de armazenagem de energia, em grandes quantidades, de uma forma económica, com excepção das centrais hidroeléctricas reversíveis (com possibilidade de bombagem).

Desde a década de 90 do século XX, tem-se verificado uma reforma ao nível do sector eléctrico em muitas economias do mundo. O que aparenta apontar para um estabelecimento de mercados de energia eléctrica que favorecem o funcionamento competitivo das actividades de produção e comercialização. Para além disto, existem múltiplas outras variáveis que influenciam os custos do sistema eléctrico e que, por sua vez, têm impacto na definição dos preços da energia eléctrica. Exemplos dessas mesmas variáveis são o preço dos combustíveis que estão relacionados com a produção de

energia eléctrica, o preço das emissões de CO<sub>2</sub>, a produção de energia eléctrica a partir de centrais hídricas e de outras fontes de produção de energia renovável, consumo de electricidade, a competitividade dos agentes do lado da oferta, a segurança de abastecimento, entre muitas outras.

Tal como já foi mencionado o sector eléctrico apresenta, cada vez mais, um importante papel na nossa sociedade. No entanto, os meios e produção de energia eléctrica são muito diversificados e dependem de uma série de factores. Com isto, e para as empresas produtoras, a previsão do preço da energia eléctrica para comercialização torna-se numa tarefa árdua, dificultando assim os seus planos de operação.

Assim torna-se fundamental realizar um estudo aplicado ao mercado diário do MIBEL, ao nível estrutural do preço da energia eléctrica que permita identificar as variáveis que revelam um maior peso na sua definição, bem como desenvolver mecanismos que possibilitam a sua previsão.

### **1.3 Organização do texto**

A presente dissertação encontra-se organizada em quatro capítulos, incluindo ainda as referências utilizadas e quatro anexos.

O primeiro capítulo consiste no enquadramento, onde se apresenta um conjunto de referências que abordam temas de interesse para a realização deste trabalho, e na motivação, onde se apresentam as razões que levaram à escolha e à execução do mesmo. Para além destes aborda ainda a temática da liberalização do sector eléctrico, onde se inclui uma breve descrição acerca das fases de criação do MIBEL, do seu funcionamento e do principal mecanismo de gestão de congestionamento usado.

O segundo capítulo aborda o primeiro objectivo deste trabalho. Neste apresentam-se as análises quantitativas realizadas sobre o preço da energia eléctrica. Com estas, pretende-se obter conclusões acerca da estrutura do preço, identificando se existiu alterações na mesma.

No terceiro capítulo expõe-se o segundo objectivo do trabalho. Neste abordam-se os fundamentos usados para desenvolver o modelo de previsão do preço. Abordam-se os resultados obtidos e realizam-se, ainda, um conjunto de análises que permitem verificar o comportamento e a qualidade de previsão do modelo.

No quarto capítulo apresentam-se as conclusões deste trabalho e propostas para um trabalho futuro.

Na parte final deste documento apresentam-se as referências, que serviram de base para a realização deste trabalho, e os quatro anexos do mesmo.

## **1.4 Liberalização do sector eléctrico**

O sector eléctrico pré-liberalizado apresentava características bastante próprias, sendo, tradicionalmente, considerado como um monopólio natural. As razões que levavam a que se mantivesse esta estrutura de mercado consistiam num carácter estratégico e na natureza de serviço público do fornecimento de energia eléctrica. Junto a isto, existiam diversos argumentos que sedimentavam este tipo de mercado, entre os quais: o facto do sector eléctrico apresentar uma economia de escala ao nível da produção, o que levava a que uma só empresa conseguisse servir o mercado a preços mais baixos, ao invés de várias empresas a competirem entre si; a necessidade de evitar a duplicação das redes eléctricas, que estava associado a elevados custos e a uma certa ineficiência.

Este segundo ponto fosse talvez o mais importante. Isto porque, caso se optasse por uma duplicação/reestruturação das redes eléctricas, seria possível envergar por um cenário de importação de energia. O que levaria a uma diminuição da produção interna e a uma, conseqüente, queda do sistema monopolista (Paiva, 2005).

Ainda neste tipo de sistema, o sector eléctrico apresentava uma estrutura verticalmente integrada. Com isto, uma empresa era responsável pelas actividades de geração, transmissão e distribuição de energia eléctrica.

Assim, no final da década de 80 inícios da década de 90, do século XX, o sector eléctrico conheceu uma profunda alteração estrutural. Esta alteração, genericamente designada por reforma, teve como objectivo a liberalização dos segmentos potencialmente competitivos e pela regulação dos segmentos considerados como monopólios naturais. Neste sentido, pretendeu-se envergar por um sistema de livre concorrência. A passagem de um sistema monopolista para um sistema de livre concorrência, envolveu um conjunto distinto de motivações. Nomeadamente, motivações de índoles económicas e políticas.

As motivações económicas associadas à passagem do sector eléctrico para um sector liberalizado foram as seguintes:

- Investimento excessivo na produção;
- Extinção das condições de monopólio natural.

O investimento excessivo no serviço de produção foi um dos aspectos mais fortemente contestado no período pré-liberalizado. Este aspecto tanto era evidente em sistemas baseados em empresas públicas como em sistemas baseados em empresas privadas, onde se notava que os níveis de investimento eram demasiado excessivos (Sousa, 2005). O motivo pelo qual se verifica uma situação desta natureza, teve a ver com o facto de que as centrais eléctricas, a actuarem num regime monopolista, não tinham incentivo para operarem de forma eficiente. Assim, a introdução de um sistema de livre-concorrência iria melhorar os custos de investimento e operação das centrais. Com isto, ir-se-ia obter um aumento do bem-estar social e preços de energia eléctrica mais competitivos (Martins, 2009).

A extinção das condições de monopólio foi a principal razão para esta mudança. A implementação de um modelo desagregado (sistema liberalizado) levaria ao aparecimento de novos agentes nos diversos serviços existentes no sector eléctrico, contribuindo, assim, para um aumento da concorrência no mesmo. Com isto, o próprio consumidor passou a desempenhar um papel mais activo, uma vez que pode optar por um leque de novas entidades fornecedoras de energia eléctrica. Com a extinção das condições de monopólio, terminou-se com a ideologia de que a energia eléctrica devia ser produzida por centrais de grande capacidade e, depois, transportada para os centros de consumo através da rede eléctrica. Assim, com a entrada de novos agentes produtores, ou seja, com a entrada de competição no sector, a energia eléctrica passaria a ser produzida mais próximo dos centros de consumo (Lopes, 2002).

Como mencionado anteriormente, para além das motivações económicas, existiram ainda motivações políticas. Este aspecto, embora não seja tão óbvio como os anteriores, teve um papel impulsionador para a reestruturação do sector eléctrico.

Numa fase inicial, a queda do bloco soviético provocou um impacto significativo. O colapso de um sistema que se sustentava num poder interventivo excessivo por parte da identidade do Estado, de possibilitou a entrada de novos intervenientes nas diversas áreas de actividade. Originando uma rápida mudança que

levou a que se progredisse para uma reestruturação apoiada em ideais de cariz liberal (Sousa, 2005).

Numa fase posterior, na União Europeia (UE) existiu uma vontade política que defendia um aprofundamento do mercado interno, através da sua expansão aos sectores da electricidade e do gás.

A Directiva 96/92 CE, de 19 de Dezembro de 1996, teve um importante papel na introdução de uma maior concorrência nos países membro uma vez que:

- Permitiu a construção de novos centros electroprodutores por qualquer empresa, através de um sistema de autorização ou de um sistema de concurso público;
- Possibilitou o acesso à rede nacional por terceiros, para assim permitir o transporte de electricidade dos produtores para os consumidores;
- Impôs uma separação das contas das empresas verticalmente integradas nas actividades de produção, transporte e distribuição;
- Determinou um calendário de abertura do mercado de concorrência.

Mais tarde, a Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho de 2003, reviu este processo no sentido de acelerar a liberalização e a integração dos mercados. Esta revoga a Directiva 96/92/CE, estabelecendo regras comuns para o mercado interno de energia eléctrica.

No sentido de um melhoramento contínuo destas condições, surgiu a Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho de 2009. Esta revoga a Directiva 2003/54/CE e integra o designado “Terceiro Pacote Energético” da UE. Este novo pacote estabelece medidas que visam o seguinte: um aumento da concorrência, a existência de uma regulamentação eficaz e a consolidação de um mercado que funcione em benefício de todos os consumidores, independentemente da sua dimensão, garantido ao mesmo tempo um fornecimento de energia mais seguro, competitivo e sustentável.

Fora da UE, existiram casos particulares na reestruturação do sector eléctrico. Tendo em conta a configuração do sector nesses mesmos casos, que se reflectia num monopólio público verticalmente integrado, optou-se por programas de privatização das empresas. O que resultou num encaixe financeiro significativo e numa diminuição da dimensão do sector público, em áreas potencialmente competitivas. Exemplos destes casos são: o Reino Unido, o Chile e a Argentina. Em Portugal, este processo teve

contornos um pouco semelhantes aos casos anteriores. Após a inversão das leis revolucionárias e da eliminação das restrições ao capital privado, em 1982, deu-se início ao processo de liberalização. Em seguida, com a retirada da irreversibilidade das nacionalizações e da reforma agrária, em 1989 da Constituição, abriu-se caminho para o processo de privatização das empresas públicas (Sousa, 2005).

## **1.5 Mercado Ibérico de Electricidade**

A criação do MIBEL vem de encontro ao processo de reestruturação do sector eléctrico. Este representa a integração nacional dos mercados de energia eléctrica entre os países ibéricos (Portugal e Espanha), de forma a criar um só mercado regional de energia eléctrica. Isto, constituiu um contributo significativo não só para a concretização do mercado de energia eléctrica a nível ibérico, mas também, à escala europeia (Borges, 2008).

Com a concretização do MIBEL, passou-se para um regime de mercado liberalizado ao nível ibérico. Neste sentido, passou a ser possível a qualquer consumidor ibérico adquirir energia eléctrica a qualquer produtor ou comercializador, que actue em Portugal ou em Espanha, num regime de livre concorrência. Para além disto, a criação do MIBEL teve como propósito possibilitar um conjunto de benefícios para os demais intervenientes. Tais como:

- Beneficiar os consumidores de energia eléctrica de ambos os países, através do processo de integração dos respectivos sistemas eléctricos;
- Garantir um funcionamento do mercado que se suporte nos princípios da transparência, livre concorrência, objectividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de energia eléctrica de ambos os países, criando para isto uma metodologia singular para a definição dos preços de referência;
- Permitir, em condições de igualdade, o livre acesso ao mercado;
- Apoiar a eficiência económica das empresas do sector, promovendo a livre concorrência (OMIP, 2012).

## **1.5.1 Fases do processo de criação do MIBEL**

O processo de integração dos dois mercados foi formalmente iniciado, a 14 de Novembro de 2001, em Madrid, com a celebração do Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa. Neste protocolo, estabeleceu-se que a entrada em funcionamento do MIBEL seria a 1 de Janeiro de 2003. No entanto, a Outubro de 2002, na XVIII Cimeira Luso-Espanhola realizada em Valência, foi definido o adiamento do início do MIBEL e o acordo sobre o estabelecimento do mercado diário e intradiário, para o pólo espanhol (OMEL, actual OMIE), e do mercado a prazo, para o pólo português (OMIP) (OMIP, 2012).

A 8 de Novembro de 2003, no âmbito da XIX Cimeira Luso-Espanhola realizada na Figueira da Foz, foi assinado um Memorando de Entendimento pelos Ministros da Economia de ambos os países. Neste definiram-se as condições necessárias para a concretização do processo de integração, entre as quais previu-se a assinatura de um Acordo Internacional, onde se formalizaria a criação de um Mercado Ibérico de Electricidade (OMIP, 2012).

Assim, a 20 de Janeiro de 2004, em Lisboa, firmou-se o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica. De entre os vários aspectos que constituíram este Acordo, um dos mais relevantes foi o reconhecimento recíproco de agentes. Com este reconhecimento, qualquer interveniente, de um país, a que fosse concedido o estatuto de produtor, comercializador ou qualquer outro, seria automaticamente reconhecido pelo outro país. Ainda nos termos de Acordo, foi definido que o arranque do MIBEL deveria ocorrer a 20 de Abril de 2004 (OMIP, 2012).

Devido a circunstâncias de carácter político e legal não foi possível o arranque do MIBEL na data anterior, o que levou à decisão de se proceder a uma revisão do projecto.

A 1 de Outubro, em Santiago de Compostela, no âmbito da XX Cimeira Luso-Espanhola, assinou-se um novo, e último, Acordo Internacional entre os dois governos relativo à constituição do MIBEL. Este prevê que o seu arranque se iniciará antes de 30 de Junho de 2005. Neste acordo, a organização dos mercados de contratação de energia eléctrica está estabelecida pelo artigo 6º, sendo estes divididos em mercados organizados, mercados não organizados e serviços de ajuste. No entanto, devido a

motivos de foro político e legal, não foi possível, novamente, o arranque oficial do MIBEL no prazo previsto (OMIP, 2012).

Entre 18 a 19 de Novembro de 2005, em Évora, na XXI Cimeira Ibérica, foi reafirmado, por ambos os governos, o empenho na construção do MIBEL, dando prioridade ao arranque do mercado de derivados. A data fixada para o arranque deste mercado foi para Julho de 2006. O que se veio a confirmar, arrancado o mercado a 3 de Julho de 2006 (ERSE, 2012).

## **1.5.2 Descrição do modelo organizativo**

O modelo organizativo do MIBEL foi estabelecido em concordância com Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica (2004).

A criação de um OMI único é um dos principais pontos, mencionados neste acordo. Este assumirá as funções do OMIP e do OMEL (actual OMIE). O OMIP actuará como entidade gestora do mercado a prazo e o OMEL (actual OMIE) como entidade gestora do mercado diário.

Segundo o artigo 1, estabeleceu-se que o MIBEL é formado pelo conjunto dos mercados organizados e não organizados nos quais se realizam transacções ou contratos de energia eléctrica e se negociam instrumentos financeiros que têm como referência essa mesma energia, bem como por outros que venham a ser acordados pelas Partes (República Portuguesa e o Reino de Espanha). No artigo 5º refere-se que os operadores do sistema, de cada uma das Partes são os responsáveis pela gestão técnica do sistema e têm por objecto garantir a continuidade e segurança do fornecimento de energia eléctrica, através da gestão dos serviços de ajustes do sistema. Os operadores de sistema são a Redes Energéticas Nacionais (REN), para Portugal, e a Red Electrica de España (REE), para Espanha.

De acordo com o artigo 6º, os mercados organizados e a sua forma de liquidação são as seguintes:

- Mercados a prazo, que compreendem as transacções referentes a blocos de energia com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação quer por entrega física, quer por diferenças, sendo da responsabilidade do OMIP;

- Mercados diários, que compreendem as transacções referentes a blocos de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação, de liquidação necessariamente por entrega física, sendo da responsabilidade do OMEL (actual OMIE);
- Mercado intradiário, de liquidação necessariamente por entrega física, sendo da responsabilidade do OMEL (actual OMIE). Neste mercado realizam-se transacções de energia por forma a ajustar os valores obtidos no mercado diário.

Relativamente aos mercados não organizados, a transacção de energia eléctrica realiza-se através da celebração de contratos bilaterais, onde as entidades (descrição no artigo 3º) estabelecem contratos de compra e venda de energia eléctrica para os vários horizontes temporais, sendo a sua liquidação tanto por entrega física como por diferenças.

Ainda conforme o artigo 6º, a contratação dos serviços de ajustes do sistema no próprio dia poderá ser realizada através de mecanismos de mercado, a definir por cada operador de sistema, e a sua liquidação será necessariamente por entrega física.

### **1.5.3 Separação de mercados**

Em ambiente de mercado, existem diferentes métodos de gestão de congestionamento de redes interligadas. Estes têm como objectivo alocar de forma eficiente a capacidade de interligação existente, salvaguardando a segurança técnica do sistema. No MIBEL estão previstos alguns mecanismos desta natureza, de entre os quais a separação de mercados (*market splitting*).

A separação de mercados consiste num mecanismo de leilão de capacidade de interligação. Aplica-se ao horizonte diário, de forma a permitir o melhor uso possível da capacidade disponível, sem comprometer a segurança, entre dois sistemas. Neste âmbito, o conjunto do sistema ibérico é tratado como um único mercado. Aqui consideram-se duas situações. Uma em que não existam restrições na interligação e outra em que tais restrições existam, como duas áreas distintas de preço num mesmo mercado (ERSE, 2011). Ou seja: quando a capacidade de interligação, entre os dois sistemas, é superior ao trânsito de energia que resulta do fecho de mercado, então a

interligação não fica congestionada e existe um preço único de mercado, igual para os dois sistemas; quando a capacidade de interligação é inferior ao trânsito de energia, que resulta do fecho de mercado, então a interligação fica congestionada no seu limite e os mercados ficam separados em termos de preço. Este será superior no mercado importador e inferior no mercado exportador.

Na situação específica de separação de mercados origina-se um diferencial de preços, uma vez que a oferta do mercado exportador, que assegura o trânsito máximo na interligação, é remunerada ao preço de equilíbrio do mercado exportador, enquanto a procura correspondente paga o preço de equilíbrio do mercado importador. Multiplicando-se este diferencial de preços pela capacidade de interligação obtém-se uma renda de congestionamento (ERSE, 2011).

As receitas provenientes desta são atribuídas aos operadores das redes de transporte (REN e REE), tendo como finalidade a promoção de medidas para reduzir as situações de congestionamento.

No MIBEL a situação de separação de mercados evolui de forma importante, tendo-se reduzido o número de horas de separação de mercados e o valor respectivo do diferencial de preços. A integração de mercados no MIBEL, a existência de mecanismos (extra-mercado) de pagamento de custos de investimento ou a prevalência das turbinas a gás de ciclo combinado na produção são factores promotores de uma menor diferença de preços horários, ao longo do dia (ERSE, 2011).



# Capítulo 2 – Análise estrutural do preço da energia eléctrica

---

No presente capítulo apresentam-se um conjunto de fundamentos e de técnicas que permitem realizar uma análise, ao nível estrutural, do preço da energia eléctrica, no mercado de energia eléctrica do MIBEL.

A partir de um conjunto de variáveis pretende-se identificar, quais as que possuem um maior impacto na definição do preço da energia eléctrica. Após identificadas, realiza-se um processo de factorização, de modo a reduzir a dimensão do conjunto inicial, conseguindo, assim, um novo conjunto de variáveis, ortogonais entre si.

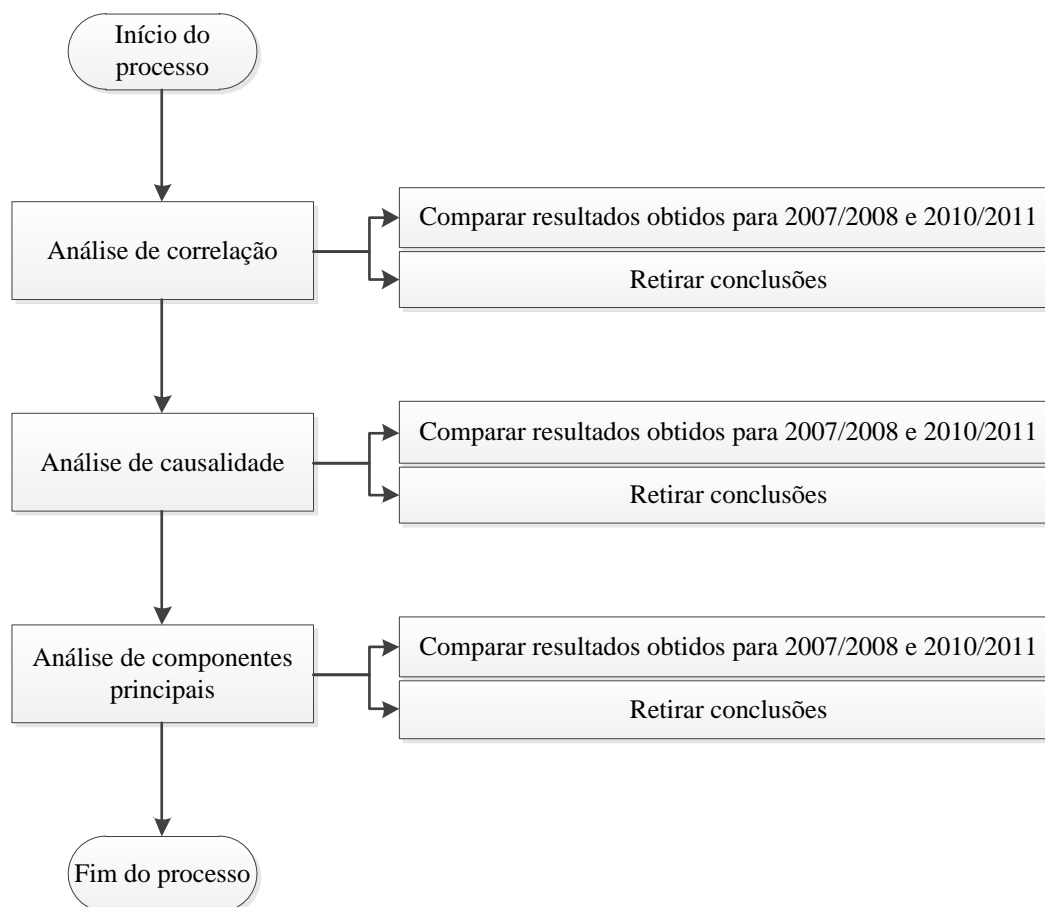
Com isto, pretende-se verificar se existiram alterações, ao nível estrutural, do preço da energia eléctrica e definir um conjunto de variáveis que possam ser usadas para um modelo de previsão.



## 2. Análise estrutural do preço da energia eléctrica

Devido às características particulares da energia eléctrica, os preços de mercado são extremamente voláteis e influenciados por diversas variáveis. Tais como: consumo e produção de energia eléctrica, preços dos combustíveis relacionados com a produção de energia eléctrica, comportamento dos agentes de mercado, enquadramento regulamentar, entre muitos outros (Lagarto et al, 2012).

Neste sentido, pretende-se a partir de um conjunto de variáveis, identificar quais as que revelam ter um maior impacto na definição do preço. Com o propósito de simplificar a metodologia de análise do preço da energia eléctrica apresenta-se a figura 2.1.



**Figura 2.1** – Metodologia do processo de análise estrutural do preço da energia eléctrica

Inicia-se o processo com uma análise da correlação sobre os conjuntos de dados disponíveis. A partir desta análise comparam-se os resultados obtidos e retiram-se conclusões sobre possíveis alterações, ao nível estrutural, do preço da energia eléctrica. Em seguida, realiza-se um procedimento semelhante relativamente à análise de causalidade e à ACP. Nos subcapítulos mais adiante, apresentam-se os resultados e conclusões obtidos para as diferentes técnicas de análise.

Apesar de se usarem estes fundamentos matemáticos, não é objectivo deste trabalho realizar uma explicação profunda e detalhada acerca dos mesmos. Pretende-se sim, apresentar um conjunto de bases, que permitam perceber no que consistem estas técnicas de análise e para que são usadas.

Em seguida, apresenta-se uma breve descrição dos dados usados neste trabalho.

## **2.1 Variáveis de estudo**

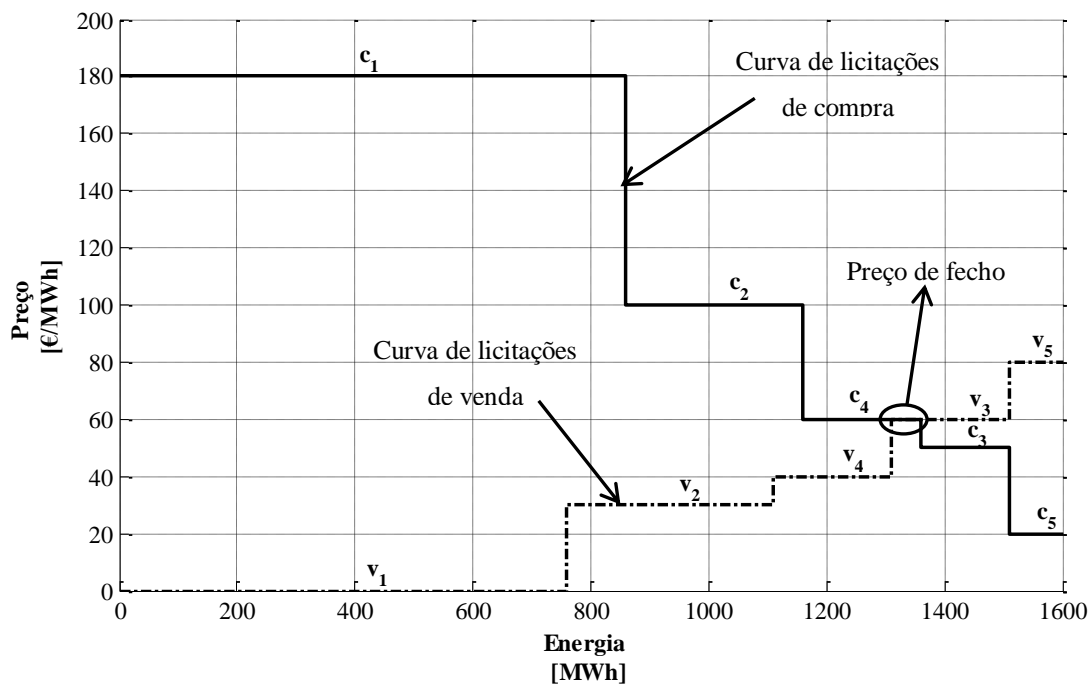
Com o propósito de alcançar os objectivos propostos neste trabalho, dispôs-se de um conjunto de variáveis, que aparentam possuir um impacto na definição do preço da energia eléctrica. Neste sentido, estas foram alvo de um conjunto de métodos de análise estatística. As variáveis usadas neste trabalho são seguintes:

- Preço diário dos combustíveis relacionados com a produção de energia eléctrica – derivados de petróleo, carvão e gás natural;
- Preço diário das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>;
- Valor diário de taxas de câmbio;
- Nível de competitividade das empresas;
- Valor horário de potência instalada, de produção e consumo de energia eléctrica.

Devido à existência de dados que se encontram em bases de tempo diferentes, uns numa base horária outros numa base diária, foi necessário realizar um tratamento inicial sobre os mesmos. Por esse motivo, foi realizada a média diária dos dados que se encontravam numa base horária, com o fim de se ter um conjunto de dados homogêneo.

Relativamente aos dados do preço da energia eléctrica, no MIBEL, estes são referentes ao preço diário de mercado. Num mercado de energia eléctrica liberalizado (mercado bolsista), existem licitações de compra e de venda realizadas pelos vários

intervenientes de mercado, dando origem a curvas de oferta e de procura. De destacar que as ofertas de compra são ordenadas por ordem decrescente, para que as ofertas de preço superior tenham prioridade sobre as ofertas de preço inferior, e as ofertas de venda são ordenadas por ordem crescente, para que as ofertas de preço inferior tenham prioridade sobre as ofertas de preço superior. No entanto, devido a várias restrições, existem licitações com mérito económico que não casam, ou seja que não são contabilizadas para a definição do preço fecho de mercado. Assim, em termos mais simples, as licitações de compra e de venda casadas são as que se encontram à esquerda do ponto de intersecção entre as duas curvas. Na figura 2.2 apresenta-se um exemplo de marcação do preço de fecho de mercado, onde estão representadas as curvas de compra (c) e de venda (v).



**Figura 2.2** – Metodologia do processo de análise estrutural do preço da energia eléctrica

Este corresponde à última licitação de venda que é despachada, mesmo que parcialmente. Como se pode ver na figura 2.2, a intersecção entre as duas curvas dá-se nos 60 €/MWh, revelando que a licitação v<sub>3</sub> foi a última licitação de venda a casar, embora parcialmente, sendo esta a que marca o preço da energia eléctrica.

No entanto, existem por vezes situações em que a marcação do preço de fecho do mercado origina diferentes preços para os dois países – separação de mercados. Para

estas situações, e de forma a obter-se um único preço de energia eléctrica, usou-se a expressão 2.1:

$$P = \frac{P_{ES} \times C_{ES} + P_{PT} \times C_{PT}}{C_{ES} \times C_{PT}} \quad (2.1)$$

onde:

- $P$  – representa o preço da energia eléctrica, no MIBEL;
- $P_{ES}$  – representa o preço da energia eléctrica espanhol;
- $P_{PT}$  – representa o preço da energia eléctrica português;
- $C_{ES}$  – representa o consumo de energia eléctrica espanhol;
- $C_{PT}$  – representa o consumo de energia eléctrica português.

Todos os dados, utilizados neste trabalho, são relativos a dois períodos de tempo distintos, nomeadamente:

- De 1 de Julho de 2007 até 30 de Junho de 2008 (que corresponde ao primeiro ano de funcionamento do MIBEL);
- De 1 de Novembro de 2010 até 30 de Outubro de 2011.

### **Descrição das variáveis**

**Carvão** – representa os preços diários do Carvão, em [*USD/Tonelada métrica*]. Em termos de produção de energia eléctrica, é usado como combustível para as centrais termoeléctricas a carvão. Neste trabalho de dissertação são analisados dois tipos de carvão. O carvão API<sub>2</sub> e o carvão API<sub>4</sub>. A designação API (*American Petroleum Institute*) é um índice de referência de preço para o comércio do carvão, tendo em conta o local geográfico de onde é importado. No caso do API<sub>2</sub>, o carvão é importado do noroeste da Europa, enquanto que no caso do API<sub>4</sub>, o carvão é importado da África do Sul (Argus Media\_a, 2011).

**Gás natural** – representa o preço diário do gás natural. O gás natural é usado como combustível nas centrais de ciclo combinado a gás natural, para a produção de energia eléctrica. Neste trabalho são analisados os preços três mercados de gás natural, nomeadamente: Henry Hub [*USD/MMBtu*], situado nos EUA, National Balancing Point

(*NBP*) [*GBP/therm*], situado no Reino Unido, e Zeebrugge [*GBP/therm*], situado na Bélgica.

**Fuel** – representa o preço diário do Fuel, em [*USD/Tonelada métrica*]. O Fuel é uma fracção que se obtém através da destilação do petróleo. Neste trabalho será analisado o fuel a 1% do CIF e a 3,5% do CIF. CIF é o acrónimo para *Cost, Insurance and Fret*, ou seja, Custo Seguro e Frete. Significa que o fornecedor do produto deve entregar a mercadoria a bordo do navio, no porto de embarque, com o frete e seguros pagos. Assim que o produto se encontra dentro do navio, o fornecedor deixa de ter encargos sobre o mesmo (Investopedia, 2011).

**Brent** – representa os preços diários do Brent, em [*USD/Barril*]. O Brent é um tipo de classificação de derivados de petróleo. Um dos aspectos importantes na classificação dos derivados de petróleo é o local geográfico onde é produzido. Este aspecto é importante, pois tem um impacto em termos de custos de transporte para o local onde será refinado. O Brent é produzido no Mar do Norte (Argus Media\_b, 2011).

**CO<sub>2</sub>** – preço diário que os produtores de energia eléctrica têm de pagar pelas licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, em [*€/Tonelada métrica*], que excedam a sua quota.

**Taxas de Câmbio** – representa o valor diário para as taxas de câmbio Euro-Dólar americano (EUR-USD) e Euro-Libra britânica (EUR-GBP).

**Nível de competitividade das empresas** – representa o comportamento estratégico dos participantes de mercado. Com o propósito de estudar o impacto das integrações de mercados, com foco no MIBEL, em Sousa (2005) desenvolveu-se um modelo de análise de equilíbrio, baseado na teoria dos jogos, designado por modelo de variações conjecturais. Segundo Lagarto et al. (2010), este modelo surge como uma alternativa aos modelos de equilíbrio baseados na concorrência de *Cournot*, uma vez que estes apresentavam alguns problemas quanto à representação da concorrência nos mercados de energia eléctrica, especialmente devido ao facto de produzir valores irrealistas de preço de mercado de energia eléctrica. O modelo de variações conjecturais permite filtrar a influência nos preços, das estratégias dos agentes, de outros fundamentais, e permitem modelar diferentes níveis competitivos, desde concorrência perfeita,

concorrência de *Cournot*, e comportamentos de conluio (Lagarto et al., 2012). Este indicador do nível de competitividade das empresas é representado por valores diários e adimensionais e será, ao longo do texto, designado por Variação Conjectural de Mercado.

**Consumo** – representa os valores do consumo de energia eléctrica, no MIBEL, em [*GWh*].

**Hídrica** – esta variável é referente aos valores de produção de energia eléctrica por parte das centrais hídricas, no MIBEL, em [*GWh*].

**PRE** – caracteriza os valores de Produção em Regime Especial (PRE), em [*GWh*], existentes no MIBEL. Neste tipo de produtores inserem-se as centrais hídricas até 10 MVA, parques eólicos, painéis fotovoltaicos, produção com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas), cogeração, entre outros.

**Indefinidos** – representa os valores de produção, em [*GWh*], das entidades produtoras de energia eléctrica cuja tecnologia de produção não é conhecida, no MIBEL.

**Outros** – representa os valores de produção de energia eléctrica, [*GWh*], relativamente ao conjunto das empresas produtoras muito pequenas dos sistemas eléctricos espanhol e português, do MIBEL.

**Potência Térmica Instalada** – esta variável caracteriza o conjunto da potência instalada das centrais termoeléctricas, em [*MW*], no MIBEL.

**Produção Térmica** – referente à energia eléctrica produzida, em [*MWh*] a partir das centrais termoeléctricas, existentes no MIBEL.

**Margem de Reserva Térmica** – representa a Margem de Reserva (MR) de potência, em [*MW*], produzida pelas centrais termoeléctricas, existentes no MIBEL. Esta margem determina-se relativamente à potência total em percentagem, ou seja, será a razão da diferença entre a potência máxima instalada e a potência de consumo pela potência máxima.

Na tabela 2.1 apresentam-se as variáveis descritas anteriormente e as respectivas abreviaturas. Nas restantes tabelas deste trabalho, com excepção das tabelas 2.3 e 2.4 (continuação da tabela 2.3), são utilizadas as abreviaturas para mencionar as variáveis de estudo.

**Tabela 2.1** – Abreviaturas das variáveis de estudo

<b>Variáveis</b>	<b>Abreviaturas</b>
Carvão API <sub>2</sub>	API <sub>2</sub>
Carvão API <sub>4</sub>	API <sub>4</sub>
Henry Hub	HH
NBP	NBP
Zeebrugge	Zee
Fuel <sub>1%</sub>	Fu <sub>1%</sub>
Fuel <sub>3,5%</sub>	Fu <sub>3,5%</sub>
Brent	Bnt
CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
Taxa de Câmbio EUR-USD	TC <sub>E-U</sub>
Taxa de Câmbio EUR-GBP	TC <sub>E-G</sub>
Variação Conjectural de Mercado	VCM
Consumo	Con
Hídrica	Híd
PRE	PRE
Indefinidos	Ind
Outros	Out
Potência Instalada Térmica	PIT
Produção Térmica	PT
Margem de Reserva Térmica	MRT

## **2.2 Breve explicação sobre sucessões cronológicas**

Cada uma das variáveis consideradas no presente estudo corresponde a um conjunto de dados, relativos a um dado período de tempo. Assim, cada variável é uma sucessão cronológica ou, também designada por, uma série cronológica ou série temporal. Segundo Murteira (1993), é preferível o termo sucessão cronológica por forma a respeitar a diferença, que em matemática se estabelece, entre sucessão e série. Assim sendo, no presente trabalho, será adoptada a designação sucessão cronológica.

Uma sucessão cronológica define-se como uma sequência de observações, feitas em pontos ou períodos sucessivos de tempo, durante um determinado intervalo, para uma dada variável (Murteira, 1993).

Como se trata de um conjunto sequencial de observações ao longo do tempo, as sucessões cronológicas podem apresentar diversos comportamentos distintos. Ou seja, podem apresentar um conjunto distinto de componentes, componentes essas que podem ser decompostas. Esta decomposição, consoante o tipo de estudo que se está a realizar, poderá permitir retirar algumas conclusões importantes e, até, melhorar e facilitar a análise. As componentes mais comuns são as seguintes:

- Componente tendencial, que consiste num movimento evolutivo que traduz a influência de determinados factores de modo a que a intensidade de esse mesmo movimento aumente (tendência ascendente) ou diminua (tendência descendente) com o passar do tempo;
- Componente sazonal, que consiste num movimento oscilatório de periodicidade fixa, que traduz a influência de factores que actuam de forma periódica;
- Componente cíclica, que consiste em movimentos oscilatórios de médio prazo. Estes movimentos não possuem periodicidade fixa, sendo apenas detectáveis em séries longas. Por vezes é complicado separar os ciclos longos da tendência, sendo comum alguns métodos tratarem, em conjunto, o ciclo e a tendência;
- Componente aleatória ou ruído, que consiste num movimento oscilatório de curta duração e de grande instabilidade, que exprime a influência de factores causais. Tudo aquilo que não se consegue definir ou modelar fazem parte desta componente (Murteira (1993)).

## **2.3 Análise da correlação**

Em termos económicos, a energia eléctrica é um produto passível de compra e venda, ou seja, de comercialização. Associado a esta comercialização está, evidentemente, um preço, ou seja, o preço da energia eléctrica. Como já foi mencionado, existe um conjunto vasto de variáveis que revelam possuir uma importante influência na definição de esse mesmo preço.

Como se pretende analisar a estrutura do preço da energia eléctrica do mercado de energia do MIBEL, é importante identificar, deste conjunto de variáveis, quais as que estão mais relacionados com o preço. Neste sentido, decidiu-se realizar uma análise exploratória, através da correlação entre o preço da energia eléctrica e as variáveis de estudo. Para isto, foi utilizado o coeficiente de correlação de *Pearson*.

Sejam duas variáveis  $X$  e  $Y$ , para as quais se dispõe do seguinte conjunto linear de observações  $(x_1, y_1), (x_2, y_2) \dots (x_n, y_n)$ , então

$$r = \frac{1}{n} \times \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X}) \times (y_i - \bar{Y})}{S(X) \times S(Y)} \quad (2.2)$$

Como se pode ver em (2.2), o coeficiente amostral de correlação linear de *Pearson* ( $r$ ) obtém-se através do quociente entre a covariância das duas variáveis ( $X$  e  $Y$ ) e o produto entre o desvio-padrão de cada variável ( $S(X)$  e  $S(Y)$ ).

Através da covariância é possível obter-se uma percepção, do quanto as duas variáveis estão correlacionadas uma com a outra. Caso a covariância seja nula, então as variáveis não estão correlacionadas. Caso o seu valor seja diferente de zero, então as variáveis estão, de algum modo, correlacionadas. Se a covariância entre  $X$ ,  $Y$  seja superior a zero, então  $Y$  tende a aumentar à medida que  $X$  aumenta. Se a covariância entre  $X$ ,  $Y$  for inferior a zero, então  $Y$  tende a diminuir à medida que  $X$  aumenta (Dun et al., 2009).

No fundo, o coeficiente de correlação ( $r$ ) trata-se do quociente entre a covariância e o produto entre os desvios padrões de cada variável. A razão pela qual se realiza este quociente está relacionada, com o facto de a covariância ser dependente da unidade de medida. Assim, executa-se uma estandardização do valor através do produto dos desvios padrões. Posto isto, o valor do coeficiente de correlação de *Pearson* está directamente relacionado com a covariância. Este apenas toma valores entre -1 (relação linear negativa perfeita) e 1 (relação linear positiva perfeita). Caso o seu valor seja nulo, então não existe uma relação linear entre as variáveis, o que não implica que não exista uma outra qualquer relação entre as variáveis.

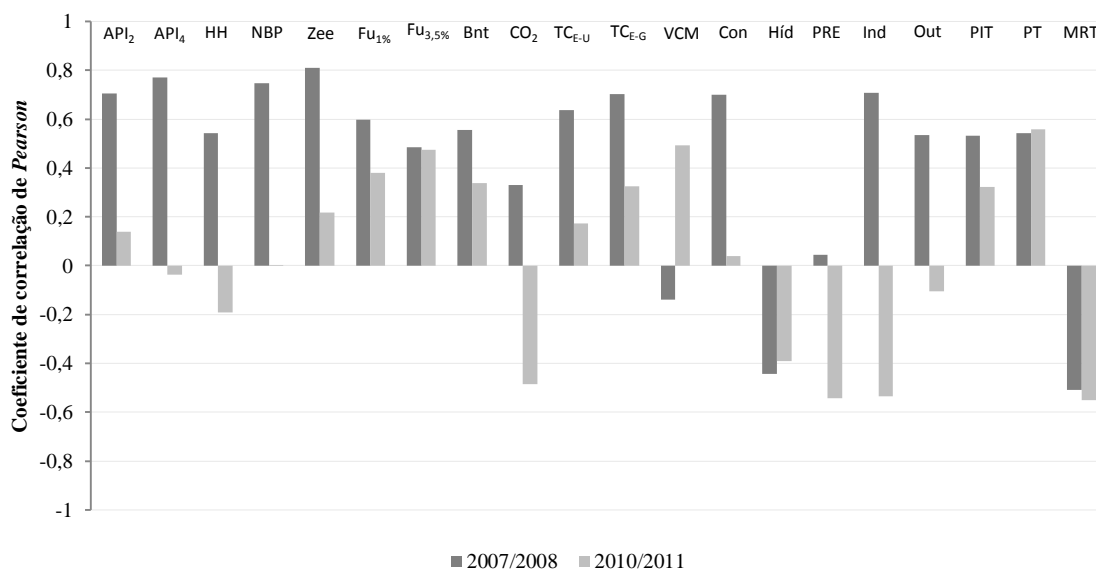
Em seguida, procedeu-se então à análise da correlação entre o preço da energia eléctrica e as respectivas variáveis de estudo. Na tabela 2.2 e na figura 2.3 apresentam-se os resultados obtidos desta análise, destacando-se a **negrito** (na tabela) os

coeficientes de correlação mais elevados. Os ‘\*’ presentes na tabela revelam uma correlação significativa para um nível de significância de 0,05 (ver anexo I).

**Tabela 2.2** – Correlações das variáveis com o preço da energia eléctrica

Variáveis	Preço da energia eléctrica	
	2007/2008	2010/2011
API <sub>2</sub>	<b>0,704*</b>	0,140*
API <sub>4</sub>	<b>0,770*</b>	-0,037
HH	<b>0,543*</b>	-0,192*
NBP	<b>0,746*</b>	0,003
Zee	<b>0,811*</b>	0,218*
Fu <sub>1%</sub>	<b>0,598*</b>	<b>0,379*</b>
Fu <sub>3,5%</sub>	0,485*	<b>0,474*</b>
Bnt	<b>0,555*</b>	<b>0,337*</b>
CO <sub>2</sub>	0,331*	<b>-0,484*</b>
TC <sub>E-U</sub>	<b>0,638*</b>	0,173*
TC <sub>E-G</sub>	<b>0,703*</b>	<b>0,324*</b>
VCM	-0,138*	<b>0,494*</b>
Con	<b>0,699*</b>	0,039
Híd	-0,442*	<b>-0,390*</b>
PRE	0,045	<b>-0,543*</b>
Ind	<b>0,709*</b>	<b>-0,534*</b>
Out	0,536*	-0,105*
PIT	0,531*	<b>0,322*</b>
PT	0,543*	<b>0,558*</b>
MRT	-0,510*	<b>-0,552*</b>

A figura 2.3 trata-se da representação gráfica dos resultados apresentados na tabela 2.1, sobre a forma de um gráfico de barras.



**Figura 2.3** – Coeficientes de correlação com o preço da energia eléctrica

Analisando a tabela 2.2 e a figura 2.3, podem ser retiradas algumas conclusões importantes.

Percebe-se claramente que em 2007/2008, o preço da energia eléctrica apresentava-se muito dependente dos preços dos combustíveis. Ou seja, das matérias-primas usadas para a produção de energia, por parte das centrais termoeléctricas. Tais como: o gás natural (NBP, Zeebrugge e Henry Hub), o carvão (API<sub>2</sub> e API<sub>4</sub>) e os derivados de petróleo (Fuel a 1% e 3,5% e o Brent). Para além destes, também os valores de produção por parte dos Indefinidos, os valores da Taxa de Câmbio EUR – GBP e, ainda, os valores do Consumo de energia, apresentaram um índice de correlação considerável. Ainda, relativamente ao período de 2007 a 2008, verificou-se um coeficiente de correlação máximo de 0,811 para a variável correspondente ao gás natural de Zeebrugge.

Em 2010/2011 verifica-se que a tendência de o preço estar fortemente relacionado com os combustíveis se reduziu de uma forma bastante considerável. Nota-se uma forte contribuição por parte dos níveis de produção de PRE, em contraste com o que se verificava em 2007/2008. Com isto, revela-se que, cada vez mais, a produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis, tem um impacto importante no preço da energia eléctrica. Para além dos valores de PRE, também as seguintes variáveis revelam, um índice de correlação elevado: valores de Produção Térmica e a, respectiva, Margem de Reserva Térmica, valores de produção por parte dos Indefinidos, o preço diário do Fuel a 3,5% e, também, o preço das emissões de CO<sub>2</sub>. Para o mesmo período

de tempo, o coeficiente de correlação máximo foi, em termos absolutos, de 0,558 (Produção Térmica). No caso dos valores de PRE, este apresentou um valor de -0,543. Um aspecto interessante, foi o facto de ter-se evidenciado um decréscimo do valor do índice de correlação, entre os dois períodos de tempo analisados.

Posto isto, é possível verificar que para os diferentes períodos de tempo, o preço da energia eléctrica revelou estar correlacionado com diferentes variáveis. Sendo possível concluir, que o cenário de correlação mudou, evidenciando-se uma alteração, ao nível estrutural, do preço da energia eléctrica, no mercado do MIBEL.

## 2.4 Análise de causalidade de *Granger*

O facto de se identificar uma relação estatística entre duas variáveis não é suficiente para estabelecer uma relação causal entre ambas. No caso da correlação entre duas variáveis, por mais forte que seja essa correlação, não é possível garantir, por si só, que ambas apresentam uma relação causal.

Assim, com o objectivo de reforçar a análise de correlação realizada anteriormente, optou-se por efectuar testes de causalidade de *Granger*, de forma a ser possível identificar quais as variáveis que apresentam uma relação de causa-efeito com o preço da energia eléctrica.

O conceito de causalidade de *Granger* é bastante usado para estudar as relações causais entre sucessões cronológicas, tal como se pode verificar em Böhm (2008) ou Chen et al (2011). Analisando a possível relação de causalidade entre duas variáveis  $X$  e  $Y$ , pode dizer-se que:  $X$  tem uma relação causal com  $Y$  se, e só se, for possível realizar uma melhor previsão de  $Y$  usando valores anteriores de  $X$ . Ou então, se  $X$  tem uma relação causal com  $Y$ , então  $X$  pode ser usada para prever  $Y$ . Esta relação pode ser recíproca: para isso,  $Y$  também terá que ter uma relação causal com  $X$  (Böhm, 2008).

Para a realização do teste de causalidade de *Granger*, que consiste em identificar se  $X$  tem uma relação causal com  $Y$ , usa-se a expressão (2.3):

$$Y_t = \alpha + \sum_{j=1}^p \beta_{1j} Y_{t-j} + \sum_{j=1}^p \beta_{2j} X_{t-j} + n_t \quad (2.3)$$

onde:

- $Y_t$  e  $X_t$  – representam as variáveis de teste;
- $\alpha$  – coeficiente estimado do modelo;
- $\beta$  – coeficientes estimados das variáveis;
- $\rho$  – representa o número máximo de *lags*;
- $j$  – representa o número de *lags*;
- $n_t$  – representa o conjunto de erros ou distúrbios, de média nula.

Para a realização do teste de causalidade entre o conjunto de variáveis disponível e o preço da energia eléctrica, optou-se por realizar-se o seguinte processo:

- Realiza-se regressões bivariadas, com a seguinte forma:

$$Y_t = \alpha_0 + \alpha_1 Y_{t-1} + \dots + \alpha_L Y_{t-L} + \beta_1 X_{t-1} + \dots + \beta_L X_{t-L} + n_t$$

$$X_t = \alpha_0 + \alpha_1 X_{t-1} + \dots + \alpha_L X_{t-L} + \beta_1 Y_{t-1} + \dots + \beta_L Y_{t-L} + n_t$$

- Estas regressões são realizadas para todos os pares possíveis ( $X$ ,  $Y$ ) de sucessões, onde se verifica se  $X$  tem uma relação causal com  $Y$  (primeira regressão) e se  $Y$  tem uma relação causal com  $X$  (segunda regressão);
- As hipóteses nulas são:  $X$  não tem uma relação causal com  $Y$  (primeira regressão) e que  $Y$  não tem uma relação causal com  $X$  (segunda regressão), ou seja, os coeficientes  $\beta$  são todos nulos.

Quando se realiza este tipo de testes é necessário ter, em especial atenção, o número de *lags* usados. Geralmente, é preferível usar mais *lags* do que menos. Isto é, deve-se usar um número de *lags* considerável, uma vez que os testes baseiam-se, essencialmente, na informação passada. Deve-se usar um valor correspondente à quantidade de *lags*, que aparentem possuir uma maior relevância, de modo a que seja admissível prever uma variável a partir de outra (informação disponível pelo *software*).

Posto isto, realizaram-se testes de causalidade para os dados de estudo, usando um total de dois *lags*. Nas tabelas 2.3 e 2.4 (continuação da tabela 2.3) apresentam-se os resultados dos testes de causalidade para 2007-2008 e 2010-2011.

**Tabela 2.3** – Resultados dos testes de causalidade de *Granger*

Hipótese Nula	p-value	
	2007-2008	2010-2011
Preço tem relação causal com Carvão API <sub>2</sub>	0,0532	0,2418
Carvão API <sub>2</sub> tem relação causal com Preço	0,0178	0,5453
Preço tem relação causal com Carvão API <sub>4</sub>	0,5849	0,0743
Carvão API <sub>4</sub> tem relação causal com Preço	0,0015	0,7978
Preço tem relação causal com Henry Hub	0,7706	0,0561
Henry Hub tem relação causal com Preço	0,2996	0,2516
Preço tem relação causal com NBP	0,7999	0,8157
NBP tem relação causal com Preço	0,0091	0,6645
Preço tem relação causal com Zeebrugge	0,0445	0,5827
Zeebrugge tem relação causal com Preço	0,0002	0,5672
Preço tem relação causal com Fuel <sub>1%</sub>	0,0071	0,8050
Fuel <sub>1%</sub> tem relação causal com Preço	0,0866	0,0366
Preço tem relação causal com Fuel <sub>3,5%</sub>	0,0515	0,5788
Fuel <sub>3,5%</sub> tem relação causal com Preço	0,1388	0,0034
Preço tem relação causal com Brent	0,7909	0,9694
Brent tem relação causal com Preço	0,0716	0,0591
Preço tem relação causal com CO <sub>2</sub>	0,0012	0,1954
CO <sub>2</sub> tem relação causal com Preço	0,7159	0,0013
Preço tem relação causal com Taxa de Câmbio EUR-USD	0,4551	0,8570
Taxa de Câmbio EUR-USD tem relação causal com Preço	0,1545	0,1256
Preço tem relação causal com Taxa de Câmbio EUR-GBP	0,0645	0,4837
Taxa de Câmbio EUR-GBP tem relação causal com Preço	0,0733	0,0264
Preço tem relação causal com Variação Conjectural de Mercado	0,6142	0,0022
Variação Conjectural de Mercado tem relação causal com Preço	0,5673	0,0009
Preço tem relação causal com Consumo	0,0000	0,0000
Consumo tem relação causal com Preço	0,0020	0,0000
Preço tem relação causal com Hídrica	0,0000	0,0000
Hídrica tem relação causal com Preço	0,0000	0,0000
Preço tem relação causal com PRE	0,0894	0,2893
PRE tem relação causal com Preço	0,0003	0,0005
Preço tem relação causal com Indefinidos	0,2251	0,0046
Indefinidos tem relação causal com Preço	0,0364	0,0000

**Tabela 2.4** – Resultados dos testes de causalidade de *Granger* (continuação da tabela 2.3)

Hipótese Nula	p-value	
	2007-2008	2010-2011
Preço tem relação causal com Outros	0,0003	0,2416
Outros tem relação causal com Preço	0,7264	0,4541
Preço tem relação causal com Potência Térmica Instalada	0,8122	0,1261
Potência Térmica Instalada tem relação causal com Preço	0,1105	0,3336
Preço tem relação causal com Produção Térmica	0,3176	0,6732
Produção Térmica tem relação causal com Preço	0,0191	0,0000
Preço tem relação causal com Margem de Reserva Térmica	0,2761	0,6650
Margem de Reserva Térmica tem relação causal com Preço	0,0057	0,0000

Assumindo que a rejeição da hipótese nula, implica que  $p\text{-value} < \alpha$ , e sendo  $\alpha = 0,05$ , então é possível identificar quais as variáveis que apresentam uma relação causal com o preço da energia eléctrica.

Observando as tabelas 2.3 e 2.4 (continuação da tabela 2.3), referente aos dados de 2007/2008, verifica-se ser possível retirar algumas conclusões:

- As variáveis Carvão API<sub>2</sub>, Carvão API<sub>4</sub>, NBP, Indefinidos, Margem de Reserva Térmica, PRE e Produção Térmica possuem uma relação causal com preço da energia eléctrica;
- O preço da energia eléctrica tem uma relação causal com as variáveis CO<sub>2</sub>, Fuel<sub>1%</sub> e Outros;
- Por outro lado, as variáveis Consumo, Zeebrugge e Hídrica apresentam com o preço da energia eléctrica uma relação causal mútua;
- Entre as restantes variáveis e o preço da energia eléctrica, não existe qualquer relação causal.

Relativamente aos dados de 2010/2011, pode-se recolher algumas conclusões, relativamente ao cenário de causalidade:

- As variáveis CO<sub>2</sub>, Taxa de Câmbio EUR-GBP, Fuel<sub>1%</sub>, Fuel<sub>3,5%</sub>, PRE, Produção Térmica e Margem de Reserva Térmica possuem uma relação causal com o preço da energia eléctrica;
- O preço da energia eléctrica apresenta com as variáveis Consumo, Hídrica, Indefinidos e Variação Conjectural de Mercado uma relação causal mútua;

- Entre as restantes variáveis e o preço da energia eléctrica, não existe qualquer relação causal.

Verifica-se que as relações causais entre o preço da energia eléctrica e as variáveis de estudo sofreram uma alteração, relativamente aos dois períodos de tempo analisados. Uma conclusão semelhante, à obtida, aquando a realização da análise de correlação.

Analisando os índices de correlação de *Pearson* obtidos para 2007/2008 (tabela 2.2), verificou-se que o preço da energia eléctrica apresentava correlações mais fortes com os preços diários dos combustíveis, com excepção dos preços do Fuel<sub>3,5%</sub>. Uma conclusão semelhante obteve-se com os testes de causalidade. Verifica-se que o preço da energia eléctrica revela uma relação causal, com os preços diários dos combustíveis, com excepção dos preços do Fuel<sub>3,5%</sub> e do Henry Hub. Os valores de produção dos Indefinidos, bem como o Consumo de energia eléctrica, também apresentam uma relação causal com o preço da energia eléctrica. Aliado a isto, destaca-se o facto, de que todas estas variáveis apresentaram índices de correlação elevados.

No entanto, existem resultados um pouco distintos dos obtidos para a correlação. O facto de uma dada variável apresentar um nível de correlação elevado com outra variável, não implica necessariamente que exista uma relação causal. Este aspecto verificou-se com as variáveis Taxas de Câmbio EUR-USD e EUR-GBP, que apresentaram valores de correlação elevados, mas não apresentam qualquer relação causal com o preço de energia eléctrica. De destacar o facto de que os valores de PRE revelarem uma relação causal com o preço da energia eléctrica, quando o seu índice de correlação foi bastante baixo (0,045).

Para o período de 2010/2011, e observando as tabelas 2.3 e 2.4 (continuação da tabela 2.3), os resultados, em geral, foram semelhantes aos obtidos na tabela 2.2, para o mesmo período. Variáveis como a Produção Térmica, Margem de Reserva Térmica, Indefinidos e PRE demonstraram ter uma relação causal com o preço de energia eléctrica. Reforçando os resultados obtidos na análise da correlação. De destacar, que apesar de ter revelado um índice de correlação muito baixo com o preço, os valores do consumo apresentam uma relação causal com o mesmo.

Confirma-se que as relações causais entre o preço da energia eléctrica e as variáveis de estudo sofreram uma alteração, relativamente aos dois períodos de tempo. Uma conclusão semelhante, à obtida, aquando a realização da análise de correlação e

que, veio assim, reforçar esta mesma análise. Em 2007/2008, evidenciou-se uma tendência para que o preço da energia eléctrica apresenta-se uma relação mais forte com os preços dos combustíveis relacionados com a para a produção de energia eléctrica, por parte das centrais termoeléctricas. Por outro lado, para 2010/2011, esta relação foi mais forte com os valores de produção de energia eléctrica. Destacando-se, mais uma vez, a importância da PRE. Este aspecto, reforça o facto de que, cada vez mais, a produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis, tem um impacto importante no preço da energia eléctrica.

No entanto, verificaram-se dois aspectos interessantes na análise da causalidade. Nomeadamente: em ambos os períodos, os valores de produção de origem Hídrica e os valores de Consumo de energia eléctrica revelaram ter com o preço da energia eléctrica uma relação causal mútua; por outro lado, a causalidade entre os preços diários das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e o preço da energia eléctrica alterou-se entre os dois períodos, designadamente em 2007/2008 o preço da energia tinha uma relação causal com o preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e, em 2010/2011, verificou-se precisamente o contrário.

## **2.5 Análise de Componentes Principais**

A ACP é um método estatístico multivariado de análise exploratória que permite transformar um conjunto de variáveis inicial, correlacionadas entre si, num novo conjunto de variáveis ortogonais (não correlacionadas). Estas novas variáveis denominam-se por CP e resultam de combinações lineares do conjunto inicial (Chatfield e Collins, 1980).

Uma vez que as CP são em menor número do que o conjunto de variáveis inicial, é de esperar que haja alguma perda de informação. Assim, a ACP deve ser realizada de forma a que essa perda de informação não seja significativa relativamente à informação contida no conjunto inicial de variáveis (Reis, 2001).

As CP apresentam níveis de importância distintos umas das outras. Neste sentido pretende-se verificar se as primeiras componentes explicam grande parte da informação contida no conjunto inicial (Chatfield e Collins, 1980). A primeira CP é calculada de modo a que explique o máximo possível da variância do conjunto inicial. A segunda irá explicar o máximo da variância do conjunto inicial que não tenha sido explicada pela

primeira CP, e assim por diante. Posto isto, a última CP explicará a variância do conjunto inicial que não tenha sido explicada pelas anteriores, tendo assim uma menor contribuição para a explicação da variância total dos dados. As CP obedecem, assim, a uma ordem decrescente de importância (Reis, 2001). O objectivo não é o de explicar as correlações entre as variáveis, mas sim encontrar funções matemáticas entre as variáveis iniciais, que expliquem o máximo possível da variação existente no conjunto inicial, permitindo descrevê-lo e reduzir a sua dimensão, tal como é explicado em Reis (2001).

Tal como explica Chatfield e Collins (1980), a ACP não requer uma explicação de um modelo estatístico para explicar o erro. Na representação matemática das combinações lineares, não existe uma imposição de um qualquer modelo causal. No entanto, não permite detectar quaisquer relações de causa-efeito entre as variáveis que compõem o conjunto inicial, mesmo que estas existam (Reis, 2001).

## 2.5.1 Modelo das componentes principais

As CP são expressas como combinações lineares das variáveis do conjunto inicial  $X_1, \dots, X_p$ . Por exemplo, para  $m$  componentes e  $p$  variáveis ( $m \leq p$ ):

$$\begin{aligned} Y_1 &= a_{11}X_1 + a_{21}X_2 + \dots + a_{p1}X_p \\ Y_2 &= a_{21}X_1 + a_{22}X_2 + \dots + a_{p2}X_p \\ &\vdots \\ Y_m &= a_{1m}X_1 + a_{2m}X_2 + \dots + a_{pm}X_p \end{aligned} \tag{2.4}$$

Analisando (2.4), verifica-se que não existe associada, a estas, uma parcela de erro, sendo esta uma das características da ACP. O erro está ausente, pois as variáveis são medidas sem erro e as variáveis latentes são combinações lineares perfeitas dessas variáveis (Reis, 2001).

Seja  $\mathbf{X} = [X_1, X_2, \dots, X_p]$ , um vector de variáveis aleatórias com média  $\boldsymbol{\mu}$  e matriz de covariância  $\boldsymbol{\Sigma}$ . O objectivo é o de obter um novo conjunto de variáveis não correlacionadas entre si e cujas variâncias, das variáveis do novo conjunto, decresçam da primeira para a última, segundo uma ordem de importância (Chatfield e Collins, 1980).

Assim, considere-se  $\mathbf{Y} = [Y_1, Y_2, \dots, Y_p]$  como sendo o vector que compõe o conjunto das novas variáveis, as CP. Cada variável de  $Y_j$  pode então ser representada através de uma combinação linear das variáveis  $X_1, \dots, X_p$

$$Y_j = a_{1j}X_1 + a_{2j}X_2 + \dots + a_{pj}X_p = \mathbf{a}_j^T \mathbf{X} \quad (2.5)$$

sendo  $\mathbf{a}_j^T = [a_{1j}, a_{2j}, \dots, a_{pj}]$ , um vector de constantes tais que

$$\mathbf{a}_j^T \cdot \mathbf{a}_j = \sum_{i=1}^p a_{ij}^2 = 1 \quad (2.6)$$

A condição (2.6) é imposta uma vez que (2.5) contem um factor de escala arbitrário. Com esta normalização, é possível representar cada nova variável num sistema ortonormado, uma vez que todas são ortogonais (Chatfield e Collins, 1980).

## 2.5.2 Derivação das componentes principais

Assumindo que  $Y_1 = a_{11}X_1 + a_{21}X_2 + \dots + a_{p1}X_p$  representa a primeira CP e que possui uma variância explicada superior às das restantes CP. Caso (2.6) não fosse considerada, bastaria aumentar os coeficientes de  $\mathbf{a}_1$  sem qualquer limite (Everitt e Dunn, 2001). Assim, para se determinar a primeira CP  $Y_1$ , escolhe-se o vector de constantes  $\mathbf{a}_1$  de modo a que  $Y_1$  tenha a máxima variância possível, respeitando (2.6).

Seguindo o mesmo,  $Y_2 = a_{12}X_1 + a_{22}X_2 + \dots + a_{p2}X_p$  será a segunda CP e cuja a variância é superior às restantes e inferior à primeira. De forma a garantir que uma CP precedente não está correlacionada com uma antecedente, tem-se que verificar a seguinte condição:

$$\mathbf{a}_j^T \cdot \mathbf{a}_i = 0 \quad (i < j) \quad (2.7)$$

Assim, a  $j$ -ésima CP (2.5) possui a maior variância sujeito às condições (2.6) e (2.7), tal como explica Everitt e Dunn (2001).

De forma a escolher os coeficientes que definem  $Y_1$ , escolhem-se os elementos de  $\mathbf{a}_1$  de modo a que  $Y_1$  tenha a maior variância, estando sujeita a (2.8). Assim, a variância de  $Y_1$  é dada por:

$$Var(Y_1) = Var(\mathbf{a}_1^T \mathbf{X}) = \mathbf{a}_1^T \Sigma \mathbf{a}_1 \quad (2.8)$$

$\Sigma$  representa a matriz de covariâncias. Para maximizar a variância, recorre-se ao uso de multiplicadores de *Lagrange*. Com o uso destes multiplicadores, obtém-se uma solução tal que  $\mathbf{a}_1$  é um vector-próprio de  $\Sigma$  correspondente ao maior valor próprio. Tal como é apresentado em Chatfield e Collins (1980), tem-se:

$$(\Sigma - \lambda \mathbf{I})\mathbf{a}_1 = 0 \quad (2.9)$$

onde  $\mathbf{I}$  representa a matriz unidade e  $\lambda$  o multiplicador de *Lagrange*. A utilização  $\mathbf{I}$  é devido ao facto de garantir que o termo entre parêntesis de (2.9) possua a ordem correcta, nomeadamente  $(p \times p)$  (Chatfield e Collins, 1980).

Se (2.9) é suposto ter uma solução para  $\mathbf{a}_1$ , para além do vector nulo, então o termo entre parêntesis deverá ser uma matriz singular. Neste sentido,  $\lambda$  tem de ser escolhido de forma a que:

$$|\Sigma - \lambda \mathbf{I}| = 0 \quad (2.10)$$

Para que (2.10) possua uma solução diferente de zero,  $\lambda$  terá que ser um valor próprio de  $\Sigma$ . No entanto,  $\Sigma$  possui geralmente  $p$  valores próprios. Considerando  $\lambda_1 > \lambda_2 \dots > \lambda_p \geq 0$ . Usando (2.9), tem-se que:

$$\text{Var}(\mathbf{a}_1^T X) = \mathbf{a}_1^T \Sigma \mathbf{a}_1 = \mathbf{a}_1^T \lambda \mathbf{a}_1 \quad (2.11)$$

Como se pretende maximizar a variância, deve-se escolher  $\lambda$  de modo a ser o maior valor próprio, denominado por  $\lambda_1$  e cujo o vector-próprio correspondente é  $\mathbf{a}_1$ . Seguindo a análise de Chatfield e Collins (1980), verifica-se que para a segunda CP, escolhe-se  $\lambda$  como sendo o segundo valor próprio mais elevado, denominado por  $\lambda_2$  e sendo  $\mathbf{a}_2$  o valor-próprio correspondente.

Assim, a  $j$ -ésima CP será encontrada a partir do vector-próprio associado com o  $j$ -ésimo valor próprio mais elevado. Caso os valores próprios sejam iguais, não existe uma forma singular para escolher o vector-próprio correspondente (Chatfield e Collins, 1980).

As restantes CP são determinadas de modo idêntico, garantido que a CP seguinte seja sempre ortogonal relativamente à CP antecedente e que as variâncias obedeçam a uma ordem de importância decrescente.

### 2.5.3 Processo de ACP

Tal como mencionado anteriormente, ACP tem como propósito transformar um conjunto inicial de variáveis, correlacionadas entre si, num novo conjunto de variáveis. Este novo conjunto terá uma dimensão menor que o conjunto inicial, sendo constituído por variáveis que são ortogonais entre si. Como foi visto pela análise da correlação e pelos testes de causalidade, para diferentes períodos de tempo, o preço da energia eléctrica não é influenciado, de igual forma, pelas mesmas variáveis. No entanto, será de esperar que as várias variáveis estejam relacionadas umas com as outras, ou seja, deverão estar muito correlacionadas entre si. O que pode levar a situações de redundância (Dun et al., 2009). Assim, e para que tal não se verifique, realizou-se um processo baseado no método de ACP.

#### Análise dos dados de 2007/2008

Com a realização deste processo, através da análise das componentes, verificou-se que com apenas cinco CP obtêm-se resultados bastante satisfatórios. Esta conclusão pode ser fundamentada consultando a tabela de variância explicada (tabela 2.5) e através dos *scree plots* (figuras 2.4 e 2.5).

Tabela 2.5 – Variância explicada – 2007/2008

Componente	Valores Próprios	Variância explicada (%)	Variância Acumulada (%)
1ª	11,95	59,73	59,73
2ª	3,91	19,53	79,26
3ª	1,11	5,54	84,80
4ª	0,95	4,73	89,53
<b>5ª</b>	<b>0,67</b>	<b>3,33</b>	<b>92,86</b>
6ª	0,60	2,98	95,84

Analisando a tabela 2.5, verifica-se que a quinta componente, explica apenas 3,33% da variância do conjunto inicial. No entanto, em termos acumulativos, a partir desta, a percentagem de variância total explicada é superior a 90%. À medida que se avança no número de componentes, a percentagem de variância explicada acumulada

aumenta. No entanto, aumenta de forma muito reduzida, o que leva a querer que com apenas cinco componentes se obtenham resultados satisfatórios.

Como já foi referenciado anteriormente, o *scree plot* também permite tirar conclusões. Este não é mais do que a representação gráfica da percentagem de variância explicada por cada CP. De destacar que quando se verifica uma “descida” muito acentuada de uma CP para outra CP, significa que a última CP explica uma percentagem mais reduzida da variância.

Segundo Reis (2001) e Everitt e Dunn (2001), quando a percentagem se reduz, ao ponto em que a curva passa a ser quase paralela aos eixos das abcissas, são de excluir as restantes CP. Olhando para a figura 2.4, verifica-se que a partir da quinta componente, a curva passa a ser praticamente paralela ao eixo das abcissas.

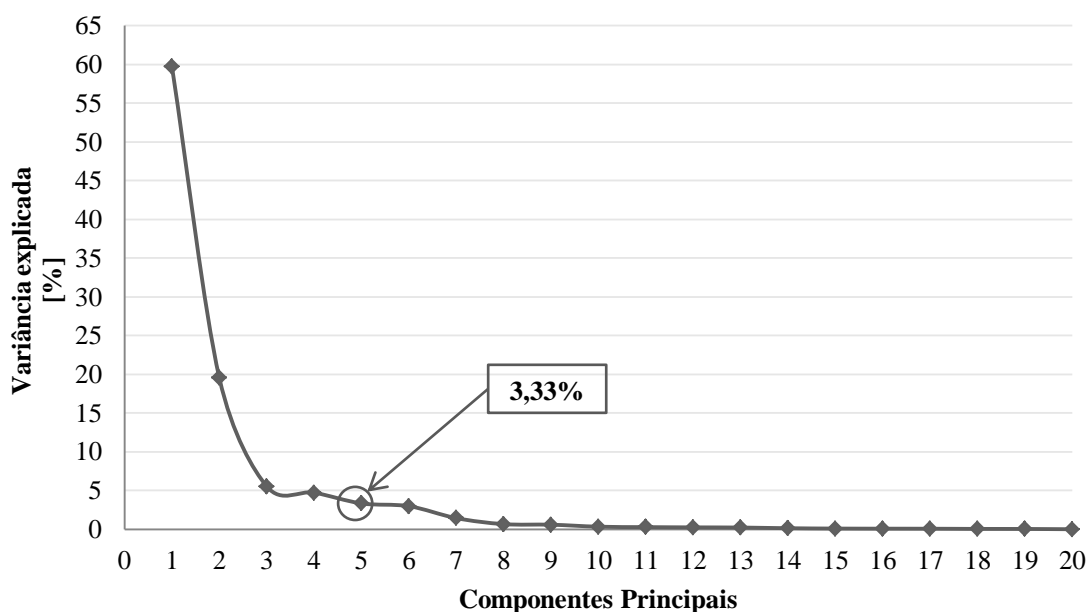
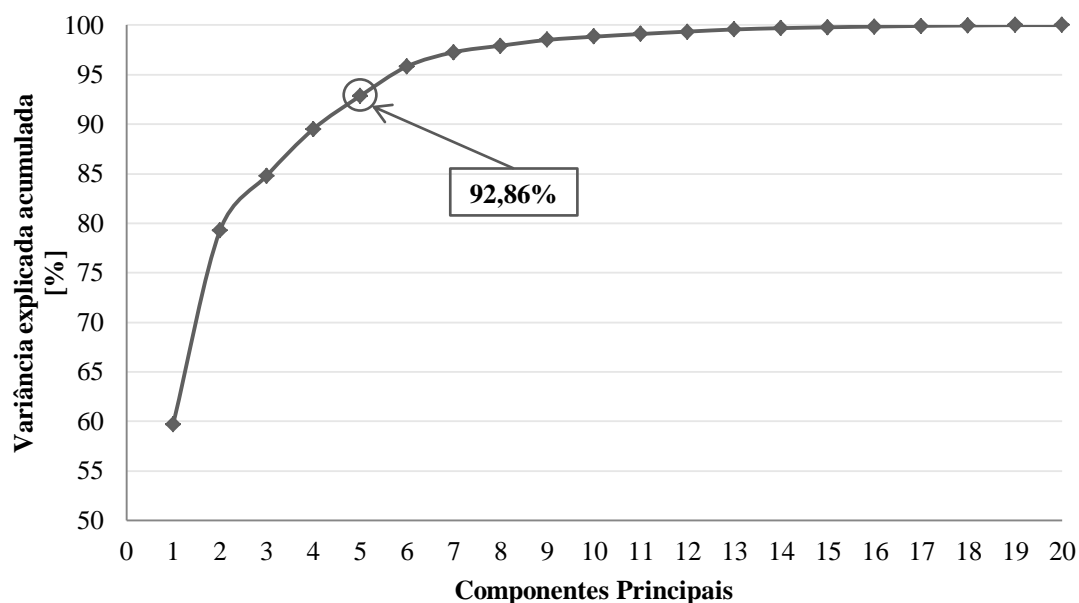


Figura 2.4 – *Scree plot* de variância explicada por CP – 2007/2008

Na figura 2.5 apresenta-se o *scree plot* com a variância explicada acumulada.



**Figura 2.5** – Scree plot da variância explicada acumulada – 2007/2008

Através deste (figura 2.5), verifica-se que, efectivamente, para cinco CP a percentagem total de variância explicada pelo respectivo número de componentes, é superior a 90%.

A aplicação de um método de rotação tem como objectivo principal a transformação dos coeficientes principais retidos numa estrutura simplificada (Reis, 2001). O processo de rotação usado foi o *varimax*.

Nas tabelas 2.6 e 2.7 (continuação da tabela 2.6) apresentam-se os valores dos coeficientes para cada CP.

**Tabela 2.6** – ACP com cinco componentes principais – 2007/2008

Variáveis	1ª CP	2ª CP	3ª CP	4ª CP	5ª CP
API <sub>2</sub>	<b>0,947</b>	-0,066	0,154	-0,001	0,075
API <sub>4</sub>	<b>0,928</b>	-0,097	0,213	0,129	0,043
HH	<b>0,918</b>	0,147	0,221	-0,033	-0,177
NBP	<b>0,924</b>	-0,084	0,133	0,103	0,192
Zee	<b>0,913</b>	-0,136	0,186	0,168	0,188
Fu <sub>1%</sub>	<b>0,957</b>	0,062	0,133	-0,148	0,073
Fu <sub>3,5%</sub>	<b>0,938</b>	0,140	0,083	-0,227	0,020
Bnt	<b>0,957</b>	0,122	0,162	-0,122	-0,073
CO <sub>2</sub>	<b>0,824</b>	0,298	0,152	0,065	-0,368
TC <sub>E-U</sub>	<b>0,933</b>	0,056	0,167	0,170	-0,035
TC <sub>E-G</sub>	<b>0,921</b>	0,038	0,224	0,234	-0,034
VCM	<b>-0,702</b>	-0,189	0,074	0,155	0,128

Tabela 2.7 – ACP com cinco componentes principais – 2007/2008 (continuação da tabela 2.6)

Variáveis	1ª CP	2ª CP	3ª CP	4ª CP	5ª CP
Com	0,178	<b>-0,711</b>	0,619	0,005	0,203
Híd	-0,066	0,283	-0,006	<b>-0,919</b>	-0,145
PRE	0,349	0,623	<b>0,628</b>	0,079	0,004
Ind	<b>0,865</b>	-0,027	0,265	0,216	-0,012
Out	0,591	0,070	<b>0,776</b>	-0,032	-0,071
PIT	0,023	-0,428	0,023	0,181	<b>0,864</b>
PT	-0,057	<b>-0,951</b>	-0,056	0,181	0,212
MRT	0,066	<b>0,967</b>	0,064	-0,173	-0,110

Em seguida, com o propósito de avaliar quais as variáveis que têm mais influência em cada componente, teve-se em consideração os coeficiente mais elevados, para cada CP (destacados a **negrito**).

### Componente 1

- Os preços dos combustíveis relacionados com a produção de energia eléctrica têm uma grande influência. Estes revelam um impacto considerável na definição da componente, sendo o seu contributo positivo. O valor mais reduzido é o da variável Zeebrugge, apresentando um valor de 0,913;
- As Taxas de Câmbio EUR-USD e EUR-GBP têm, também, um impacto bastante considerável nesta componente. O contributo de cada uma é, também, positivo, sendo ambos os valores superiores a 0,9;
- O preço das emissões de CO<sub>2</sub>, bem como os valores de produção Indefinidos, também apresentam uma influência positiva e considerável. Em ambos os casos, o valor é superior a 0,8;
- Por último, a Variação Conjectural de Mercado, também apresenta um contributo na definição desta componente. No entanto, e ao contrário dos casos anteriores, este contributo é negativo, sendo o seu valor de -0,702;
- Esta componente, e tendo em conta os resultados apresentados, poderia, de um modo geral, ser definida como “Preços dos combustíveis relacionados com a produção de energia eléctrica”.

### **Componente 2**

- Existe uma contribuição mais acentuada, por parte das variáveis com origem na produção das centrais termoeléctricas, nomeadamente as variáveis Produção Térmica e Margem de Reserva Térmica. No entanto, têm contribuições distintas, uma vez que a primeira apresenta um contributo negativo, enquanto a segunda apresenta um contributo positivo. Em ambas as situações, os valores são superiores a 0,9;
- Os Consumos de energia, no MIBEL, também revelam um contributo considerável (-0,711);
- Tendo em conta os resultados obtidos, esta componente poderia ser definida como “Produção das centrais termoeléctricas e consumo de energia eléctrica no MIBEL”.

### **Componente 3**

- Verifica-se uma maior contribuição por parte das variáveis PRE e Outros;
- A contribuição é positiva, sendo o valor para a variável PRE de 0,628 e para a variável Outros de 0,776;
- Uma possível designação para esta componente seria “Produtores renováveis e produtores menores”.

### **Componente 4**

- Nesta componente a contribuição de maior relevo é a da variável Hídrica;
- Apresenta um contributo negativo e com um valor de -0,919;
- Uma possível designação para esta componente será “Produção hídrica no MIBEL”.

### **Componente 5**

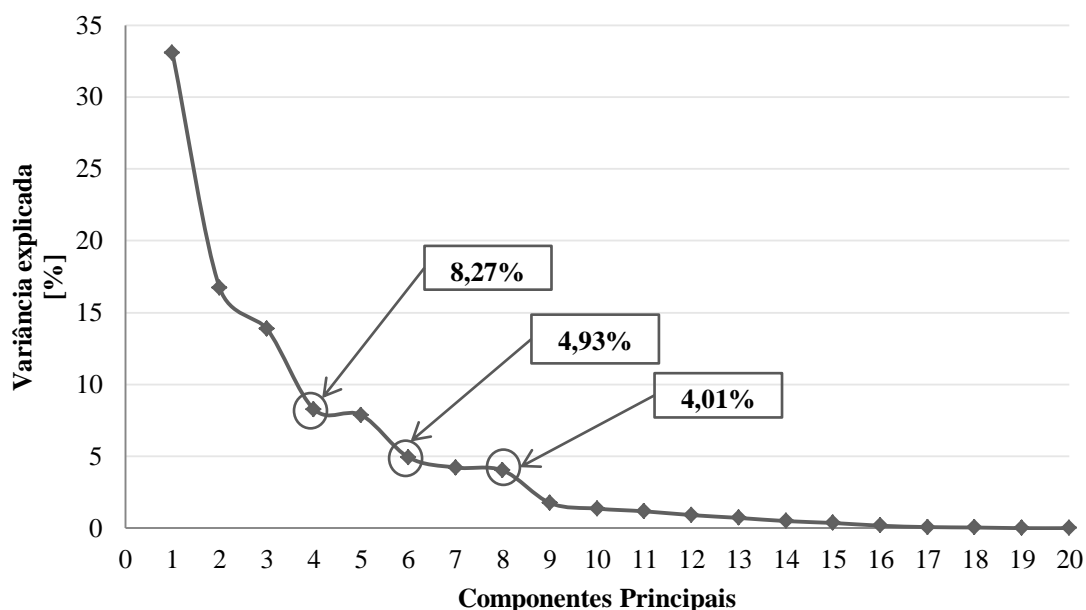
- Neste caso, a única variável que apresenta uma contribuição elevada é a variável Potência Instalada Térmica;
- A contribuição é positiva e o seu valor é de 0,864;
- Uma possível designação será “Potência térmica instalada no MIBEL”.

## Análise dos dados de 2010/2011

Realizando uma análise semelhante, à realizada para os dados de 2007/2008, verificou-se que o comportamento da curva, é menos regular, relativamente ao obtido anteriormente (figura 2.4).

Segundo Everitt e Dunn (2001) e Reis (2001), um dos critérios práticos, para determinar quantas componentes se devem excluir da análise, consiste na inclusão de componentes suficientes para explicar mais de 70% da variância acumulada. Ou seja, as componentes posteriores são excluídas. No entanto, existem algumas divergências quanto ao limiar mínimo de variância explicada acumulada, o que pode levar à retenção de componentes com peso significativo de apenas uma variável.

Devido a isto, decidiu-se abordar um conjunto de três pontos, destacados nas figuras 2.6 e 2.7. Assim, pretende-se identificar qual o número final de CP, mais adequado para o interesse deste trabalho.



**Figura 2.6** – Scree plot da variância explicada para cada CP – 2010/2011

Através da tabela 2.8, é possível observar a percentagem de variância explicada, bem como a percentagem de variância acumulada, para os dados de 2010-2011. Analisando as CP identificadas na figura 2.6, verifica-se que:

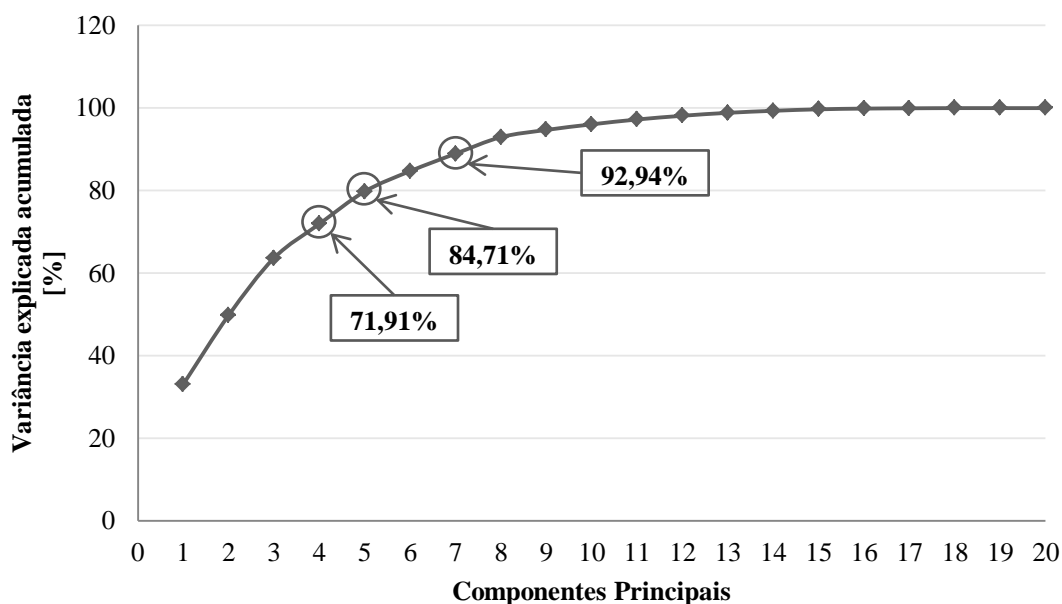
- Quarta componente revela uma percentagem de variância explicada de 8,27% e uma percentagem acumulada de variância explicada de 71,91%;

- Sexta componente possui uma percentagem de variância explicada de 4,93% e uma percentagem acumulada de variância explicada de 84,71%;
- Oitava componente apresenta uma percentagem de variância explicada de 4,01% e uma percentagem acumulada de variância explicada de 92,94%.

**Tabela 2.8** – Variância explicada – 2010/2011

Componente	Valores próprios	Variância explicada (%)	Variância Acumulada (%)
1ª	6,61	33,06	33,06
2ª	3,34	16,72	49,78
3ª	2,78	13,86	63,64
<b>4ª</b>	1,65	<b>8,27</b>	<b>71,91</b>
5ª	1,57	7,87	79,78
<b>6ª</b>	0,99	<b>4,93</b>	<b>84,71</b>
7ª	0,84	4,22	88,93
<b>8ª</b>	0,80	<b>4,01</b>	<b>92,94</b>
9ª	0,35	1,75	94,69

Na figura 2.7 apresenta-se o *scree plot*, referente à quantidade de variância explicada acumulada.



**Figura 2.7** – *Scree plot* da variância explicada acumulada - 2010/2011

Seguindo o mesmo método de análise utilizado para os dados de 2007/2008, analisou-se o contributo de cada variável para cada CP. Mais uma vez utilizou-se o

método de rotação *varimax*. Nas tabelas 2.9, 2.10, 2.11 (continuação da tabela 2.10) e 2.12 apresentam-se os coeficientes para os três casos, nomeadamente quatro, seis e oito CP, respectivamente (destacados a **negrito** os coeficientes mais elevados).

**Tabela 2.9** – ACP com quatro componentes principais – 2010/2011

Variáveis	1ª CP	2ª CP	3ª CP	4ª CP
API <sub>2</sub>	0,387	<b>0,780</b>	0,170	-0,248
API <sub>4</sub>	0,156	<b>0,837</b>	0,230	-0,221
HH	-0,023	0,589	0,082	0,239
NBP	-0,059	<b>0,717</b>	-0,098	0,101
Zee	0,216	<b>0,651</b>	-0,115	0,003
Fu <sub>1%</sub>	<b>0,886</b>	0,358	0,049	-0,062
Fu <sub>3,5%</sub>	<b>0,908</b>	0,279	0,004	-0,142
Bnt	<b>0,804</b>	0,480	0,060	-0,074
CO <sub>2</sub>	-0,221	0,460	0,198	<b>0,484</b>
TC <sub>E-U</sub>	<b>0,807</b>	0,196	0,161	0,153
TC <sub>E-G</sub>	<b>0,864</b>	0,155	0,108	0,039
Con	-0,502	0,075	<b>-0,678</b>	0,422
Híd	<b>-0,776</b>	0,428	-0,018	-0,014
PRE	0,005	-0,135	0,501	<b>0,598</b>
Ind	<b>-0,657</b>	0,335	0,072	0,332
Out	0,049	-0,104	-0,147	<b>0,817</b>
PIT	0,323	<b>0,705</b>	-0,090	-0,265
PT	-0,159	-0,089	<b>-0,951</b>	-0,120
MRT	0,165	0,101	<b>0,948</b>	0,116

**Tabela 2.10** – ACP com seis componentes principais – 2010/2011

Variáveis	1ª CP	2ª CP	3ª CP	4ª CP	5ª CP	6ª CP
API <sub>2</sub>	0,366	<b>0,783</b>	0,150	0,024	0,294	-0,157
API <sub>4</sub>	0,174	<b>0,882</b>	0,173	0,189	0,164	-0,150
HH	0,090	<b>0,520</b>	0,029	0,447	0,028	0,180
NBP	-0,012	0,228	-0,027	0,236	<b>0,892</b>	-0,002
Zee	0,167	0,296	-0,011	-0,052	<b>0,877</b>	0,035
Fu <sub>1%</sub>	<b>0,877</b>	0,351	0,055	-0,127	0,124	-0,038
Fu <sub>3,5%</sub>	<b>0,848</b>	0,350	0,024	-0,273	0,096	-0,045
Bnt	<b>0,821</b>	0,446	0,051	-0,030	0,150	-0,071
CO <sub>2</sub>	0,103	0,003	0,103	<b>0,928</b>	0,101	0,034
TC <sub>E-U</sub>	<b>0,926</b>	0,084	0,121	0,174	-0,070	-0,028
TC <sub>E-G</sub>	<b>0,891</b>	0,091	0,114	-0,073	0,057	-0,029

**Tabela 2.11** – ACP com seis componentes principais – 2010/2011 (continuação da tabela 2.10)

Variáveis	1ª CP	2ª CP	3ª CP	4ª CP	5ª CP	6ª CP
VCM	0,360	-0,167	<b>-0,410</b>	0,109	0,104	-0,018
Con	-0,467	0,034	<b>-0,653</b>	0,219	0,028	0,512
Híd	<b>-0,639</b>	0,330	-0,111	0,542	0,012	-0,115
PRE	-0,066	-0,159	0,610	0,002	0,093	<b>0,621</b>
Ind	-0,399	0,000	-0,020	<b>0,814</b>	0,048	0,002
Out	-0,007	-0,063	-0,033	0,023	-0,016	<b>0,952</b>
PIT	0,209	<b>0,792</b>	-0,060	-0,201	0,362	-0,015
PT	-0,153	-0,086	<b>-0,958</b>	-0,102	0,005	-0,016
MRT	0,156	0,101	<b>0,956</b>	0,097	0,001	0,018

**Tabela 2.12** – ACP com oito componentes principais – 2010/2011

Variáveis	1ª CP	2ª CP	3ª CP	4ª CP	5ª CP	6ª CP	7ª CP	8ª CP
API <sub>2</sub>	0,384	<b>0,768</b>	0,146	0,027	0,284	-0,141	0,148	-0,053
API <sub>4</sub>	0,195	<b>0,861</b>	0,171	0,195	0,149	-0,129	0,210	-0,054
HH	0,041	0,298	0,066	0,186	0,124	0,095	<b>0,882</b>	0,027
NBP	-0,009	0,214	-0,015	0,210	<b>0,902</b>	-0,004	0,101	0,028
Zee	0,169	0,298	-0,012	-0,063	<b>0,880</b>	0,036	0,025	-0,002
Fu <sub>1%</sub>	<b>0,889</b>	0,375	0,071	<b>-0,104</b>	0,099	-0,017	-0,082	0,073
Fu <sub>3,5%</sub>	<b>0,853</b>	0,390	0,037	-0,242	0,067	-0,022	-0,126	0,078
Bnt	<b>0,838</b>	0,472	0,069	0,002	0,121	-0,044	-0,065	0,078
CO <sub>2</sub>	0,144	-0,103	0,117	<b>0,868</b>	0,141	0,022	0,314	-0,016
TC <sub>E-U</sub>	<b>0,926</b>	0,013	0,151	0,092	-0,043	-0,047	0,187	0,065
TC <sub>E-G</sub>	<b>0,888</b>	0,031	0,126	-0,147	0,086	-0,050	0,131	0,013
VCM	0,157	-0,024	-0,159	-0,017	0,022	-0,017	0,024	<b>0,971</b>
Con	-0,420	0,025	<b>-0,682</b>	0,285	0,020	0,511	-0,010	0,040
Híd	-0,603	0,346	-0,112	<b>0,612</b>	-0,014	-0,087	0,048	-0,009
PRE	-0,059	-0,085	0,584	0,069	0,048	<b>0,673</b>	-0,251	-0,075
Ind	-0,334	0,017	-0,022	<b>0,907</b>	0,022	0,041	-0,066	-0,008
Out	-0,011	-0,124	-0,055	-0,034	0,002	<b>0,932</b>	0,172	0,006
PIT	0,204	<b>0,817</b>	-0,054	-0,183	0,333	0,003	0,071	0,045
PT	-0,116	-0,097	<b>-0,972</b>	-0,054	0,016	-0,042	-0,062	0,079
MRT	0,120	0,113	<b>0,971</b>	0,050	-0,011	0,044	0,063	-0,079

Verifica-se que a primeira CP é semelhante nos três casos. Essencialmente, é composta pelos preços diários do Fuel e do Brent e pelo valor diário das Taxas de Câmbio. Pode ainda ser composta pela produção Hídrica, no primeiro e segundo casos, e pela produção por parte dos Indefinidos, no primeiro caso.

Os três casos têm em comum o facto da segunda componente ser definida pelos preços diários do Carvão ( $API_2$  e  $API_4$ ) e pela Potência Térmica Instalada. Entre outras, é definida pelo preço diário do gás, nomeadamente o NBP e o Zeebrugge, para o primeiro caso, e o Henry Hub, no segundo caso.

Para a terceira componente, nos três casos, as variáveis Consumo de energia, Produção Térmica e Margem de Reserva Térmica, apresentam um contributo significativo.

Na definição da quarta CP, o preço diário das emissões de  $CO_2$  apresenta um contributo comum para os três casos. De destacar ainda que na tabela 2.9, os valores de PRE e os valores de Outros, revelam um contributo considerável. Olhando a tabela 2.12, verifica-se que esta CP é, ainda, definida pela produção de natureza Hídrica e pela produção dos Indefinidos no MIBEL.

Para os dois últimos casos, a quinta e sexta componente, apresentam uma distribuição idêntica. No caso da quinta, as variáveis NBP e Zeebrugge são as que revelam um maior contributo. Já em relação à sexta componente, são as variáveis PRE e Outros quem apresentam um maior impacto na definição da mesma.

A sétima e oitava componentes apenas têm interesse para o último caso. No caso da sétima componente, apenas a variável Henry Hub revela um contributo importante na definição da mesma. Em relação à oitava componente, e última, somente a Variação Conjectural de Mercado apresenta um impacto considerável.

De forma a obter-se uma melhor percepção desta análise, deve-se consultar a tabela 2.13. Nesta representa-se quais as variáveis que apresentam um maior contributo para cada CP, em cada um dos casos de estudo, onde: 4, 6 e 8 representam o primeiro, segundo e terceiro casos, respectivamente.

**Tabela 2.13** – Resumo da ACP – 2010/2011

Variáveis	1ª CP	2ª CP	3ª CP	4ª CP	5ª CP	6ª CP	7ª CP	8ª CP
API <sub>2</sub>		4, 6, 8						
API <sub>4</sub>		4, 6, 8						
HH		6					8	
NBP		4			6, 8			
Zee		4			6, 8			
Fu <sub>1%</sub>	4, 6, 8							
Fu <sub>3,5%</sub>	4, 6, 8							
Bnt	4, 6, 8							
CO <sub>2</sub>				4, 6, 8				
TC <sub>E-U</sub>	4, 6, 8							
TC <sub>E-G</sub>	4, 6, 8							
VCM			4, 6					8
Com			4, 6, 8					
Híd	4, 6			8				
PRE				4		6, 8		
Ind	4			6, 8				
Out				4		6, 8		
PIT		4, 6, 8						
PT			4, 6, 8					
MRT			4, 6, 8					

Com base nos resultados obtidos, considerou-se que o mais adequado seria usar a ACP com oito componentes (terceiro caso). As razões que levaram a esta escolha foram:

- Com oito CP explica-se mais de 90% do total da variância, nomeadamente 92,94%;
- Os dois primeiros casos apresentam uma percentagem de variância explicada acumulada inferior a 90%;
- Com este caso consegue-se uma distribuição das variáveis, por cada CP, de uma forma concisa. Ou seja, consegue-se, no geral, uma separação de valores de preços de valores de produção de energia eléctrica.
- No caso dos preços diários dos combustíveis relacionados com a produção de energia eléctrica demonstra-se conseguir, uma separação dos tipos de combustíveis. Ou seja, obtém-se uma separação dos preços dos derivados de petróleo dos preços do carvão e dos preços do gás natural;

- Outro aspecto curioso, foi o facto de se ter conseguido separar o Henry Hub das restantes variáveis que representam o gás natural (NBP e Zeebrugge), uma vez que o Henry Hub diz respeito ao preço do gás natural nos EUA, enquanto que os restantes são referentes à Europa.
- Em relação aos valores de produção de energia eléctrica, conseguiu-se um resultado semelhante ao alcançado para os preços dos combustíveis relacionados com a produção de energia eléctrica. Ou seja, consultando a tabela 2.11, verifica-se que as diferentes variáveis, referentes ao tipo de produção, encontram-se distribuídas por diferentes componentes (com excepção da quarta componente). Por exemplo, enquanto que a Produção Térmica é importante na definição da terceira CP, a PRE já não. Neste caso, o seu contributo é mais relevante para a sexta CP.

Posto isto, é possível retirar algumas conclusões acerca de cada CP, analisando os seus coeficientes (destacados a **negrito** na tabela 2.12).

### **Componente 1**

- É fortemente influenciada pelos preços diários do Fuel e do Brent. Apresentam ambos um contributo positivo, sendo o valor mais baixo de 0,838, correspondente ao Brent;
- As Taxas de Câmbio EUR-USD e EUR-GBP apresentam também uma grande influência (0,926 e 0,888, respectivamente);
- Esta componente pode ser definida como “Preços dos derivados de petróleo e valores de câmbio”.

### **Componente 2**

- Nesta componente, os preços diários do carvão revelam um grande contributo para a sua definição. Em ambos os casos, o valor é superior a 0,76;
- A Potência Instalada Térmica apresenta um contributo positivo, sendo o seu coeficiente de 0,817;
- Tendo em conta os resultados obtidos, esta componente poderia ser definida como “Preço diário do carvão e potência das centrais térmicas”.

### Componente 3

- Existe uma contribuição mais acentuada das variáveis com origem na produção por parte das centrais térmicas, nomeadamente as variáveis Produção Térmica e Margem de Reserva Térmica. No entanto, têm contribuições distintas, uma vez que a primeira apresenta um contributo negativo, enquanto a segunda apresenta um contributo positivo. Em ambas as situações, os valores são, ligeiramente, superiores a 0,97;
- Os Consumos de energia eléctrica, no MIBEL, também revelam um contributo considerável, embora negativo (-0,682);
- Com isto, esta componente poderia ser definida como “Produção das centrais termoeléctricas e consumo de energia eléctrica no MIBEL”.

### Componente 4

- A maior contribuição pertence aos valores diários da produção de energia, por parte dos Indefinidos. Nomeadamente, o valor do seu coeficiente é de 0,907;
- O preço das emissões de CO<sub>2</sub>, também revela um peso considerável na definição da CP;
- Por último, embora tenha um contributo mais reduzido, a produção Hídrica também apresenta alguma influência (0,612);
- Esta CP poderia ser definida como “Preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e produção de energia eléctrica por parte das entidades cujas tecnologias são desconhecidas.”

### Componente 5

- É composta essencialmente pelos preços diários do gás natural do NBP e do Zeebrugge, sendo os valores iguais ou superiores a 0,88;
- Esta CP revela uma certa coerência com a realidade, uma vez que coloca a variável Henry Hub (EUA) numa CP mais distante;
- Uma possível designação para esta CP seria: “Preço diário do gás natural europeu”.

### **Componente 6**

- Verifica-se uma maior contribuição por parte das variáveis PRE e Outros;
- Essa contribuição é positiva, sendo o valor para a variável PRE de 0,673 e para a variável Outros de 0,932;
- Tendo em conta os resultados obtidos, uma possível designação para esta componente seria “Produtores em regime especial e produtores menores”.

### **Componente 7**

- A contribuição de maior relevo pertence à variável Henry Hub, sendo esta de 0,882;
- Esta CP poderia ser definida como “Preço diário do gás natural não europeu”.

### **Componente 8**

- Nesta CP, apenas a Variação Conjectural de Mercado tem influência na definição da mesma;
- O seu contributo é positivo e com um valor de 0,971;
- Esta CP poderia ser definida como “Variação conjectural de mercado”.





# **Capítulo 3 – Previsão do preço da energia eléctrica**

---

No presente capítulo apresentam-se quais os fundamentos matemáticos utilizados para o desenvolvimento do modelo de previsão do preço da energia eléctrica.

Como alicerces para a realização do modelo de previsão usaram-se os modelos FT.



# 3. Previsão do preço da energia eléctrica

A previsão exacta do preço da energia eléctrica, do dia seguinte, é uma questão muito importante para todos os participantes do mercado de energia eléctrica, especialmente para os produtores de energia eléctrica para que estes possam ajustar as suas estratégias de licitação e melhor gerir as suas carteiras de geração, por forma a obterem lucros mais elevados (Lagarto et al, 2012).

Como se trata de um assunto de grande importância, a previsão do preço da energia eléctrica tem sido alvo de diversos estudos e diversas metodologias têm sido propostas. Neste sentido, para a realização do modelo de previsão deste trabalho usaram-se os modelos FT. Em Conejo et al. (2004) e Nogales e Conejo (2005) estes modelos foram utilizados na previsão do preço de energia eléctrica, e a partir dos quais se obtiveram bons resultados.

Apesar de se usarem estes fundamentos matemáticos, não é objectivo deste trabalho realizar uma explicação profunda e detalhada acerca dos mesmos. Pretende-se sim, apresentar um conjunto de bases, que permitam perceber no que consistem estas técnicas de análise e para que são usadas. Para uma compreensão mais detalhada podem ser consultadas, entre muitas outras, as seguintes referências bibliográficas: Yaffee e McGee (2000), Murteira (1993) ou Bowerman e O'Connell (1993).

## 3.1 Modelos Função de Transferência

Os modelos univariados de *Box-Jenkins* permitem realizar a análise de uma sucessão cronológica, em termos de descrição e de previsão, pelo conhecimento adquirido através dos seus próprios valores, o que faz com que estes modelos sejam modelos não causais (Murteira (1993)).

A extensão da análise univariada a uma abordagem de diversas sucessões cronológicas, correlacionadas entre si, pode ser favorável para a análise, devido ao facto da informação contida em cada sucessão poder provocar uma melhoria na mesma (Murteira (1993)).

Neste sentido, surgem os modelos FT. Estes modelos combinam características dos modelos univariados de *Box-Jenkins*, com a análise de regressão linear múltipla. Por um lado, possuem características que permitem descrever uma sucessão cronológica, podendo esta ser designada por sucessão de saída ou sucessão endógena.

Segundo Bowerman e O'Connell (1993), uma sucessão endógena representa-se como sendo uma função de uma ou mais sucessões exógenas ou sucessões de entrada. Outro aspecto importante, é o facto de as sucessões exógenas comportam-se como indicadores avançados da sucessão endógena, uma vez que se num determinado instante  $t$  existir uma variação numa das sucessões exógenas, produz-se na sucessão endógena uma resposta. Por esta razão, os modelos FT são classificados como modelos de resposta dinâmica (Murteira, 1993).

No presente trabalho estuda-se um caso multivariado, sendo o modelo FT, consequentemente, um modelo multivariado. Este permitirá prever valores da sucessão cronológica endógena, usando para isso, não apenas valores de uma ou mais sucessões exógenas, mas também valores anteriores da própria sucessão endógena (Bowerman e O'Connell, 1993).

Os modelos FT multivariados são definidos pela expressão (3.1):

$$Y_t = v_1(L)X_{1,t} + v_2(L)X_{2,t} + \dots + v_m(L)X_{m,t} + n_t \quad (3.1)$$

onde:

- $Y_t$  – representa a sucessão endógena;
- $X_{i,t}$ ,  $i=1, 2, \dots, m$  – representam as sucessões exógenas;
- $n_t$  – refere-se ao processo residual (ruído branco). Este apresenta média nula, não é correlacionada com qualquer uma das sucessões exógenas;
- $v_i(L)$ ,  $i=1, 2, \dots, m$  – representa a função transferência entre  $Y_t$  e o  $i$ -ésimo  $X_{i,t}$ . Os parâmetros  $v_0, v_1, \dots, v_m$  são designados por coeficientes da função transferência;
- $L$  – refere-se ao operador *lag*. Este operador representa o valor desfasado que uma dada variável apresenta no instante  $t-k$ , para o instante  $t$  da mesma variável. Ou seja,  $L^k(Y_t) = Y_{t-k}$ .

A componente da função transferência consiste nos valores auto-regressivos desfasados das variáveis da série endógena e nos valores desfasados da série exógena (Bowerman e O'Connell, 1993).

Tal como mencionado anteriormente, este tipo de modelos tem sido usado em diversos estudos de previsão do preço de energia eléctrica, onde apresentaram bons resultados e melhores que os resultados obtidos através de outras técnicas de previsão analisadas. São exemplos destes estudos Nogales et al (2002), Nogales et al (2005) e Conejo et al. (2004), entre outros. Posto isto, o uso dos modelos FT é de extrema importância para a realização deste trabalho, uma vez que é com recurso a estes que se irá prever os valores do preço da energia eléctrica.

Para uma correcta análise dos resultados obtidos a partir dos modelos FT, é necessário compreender um conjunto de fundamentos, nomeadamente no que consistem os modelos ARIMA.

### **3.1.1 Modelo Auto-Regressivo e de Médias Móveis Integrado**

Os modelos de *Box-Jenkins* ARMA são modelos baseados em processos estocásticos estacionários. Estes processos apresentam um conjunto de propriedades probabilísticas que são estáveis ou invariantes ao longo do tempo. O objectivo da análise de sucessões cronológicas é realizar inferências sobre um dado processo estocástico desconhecido. A teoria dos processos estocásticos torna possível efectuar inferências de interesse, a partir de uma sucessão cronológica, desde que esta tenha um número de termos, suficientemente grande (Murteira, 1993).

Tal como mencionado anteriormente, estes modelos assentam em processos estacionários. No entanto também é possível utilizá-los na análise de processos não estacionários. Segundo Yaffee e McGee (2000), a conversão de um processo não estacionário, num processo estacionário consegue-se através de uma diferenciação. Neste caso está-se perante um modelo ARIMA  $(p,d,q)$ .

Os modelos ARIMA  $(p,d,q)$  incluem três tipos de processos distintos: um Auto-Regressivo (AR) de ordem  $p$ , um de diferenciação ( $I$ ) de ordem  $d$  e um de Médias Móveis (MA) de ordem  $q$ . Está-se perante um processo AR ( $p$ ), quando um valor de uma dada sucessão, num dado período de tempo  $t$ , é uma função dos valores  $p-1$  precedentes e da inovação (erro), referente ao período de tempo  $t$ . Relativamente ao processo MA ( $q$ ), este implica que os efeitos produzidos pela inovação (erro) perdurem por um curto período de tempo, contrastando com o processo AR ( $p$ ), em que os efeitos persistem por um período de tempo mais longo (Murteira (1993)).

Assim, um modelo ARIMA  $(p,d,q)$  trata-se da combinação entre um processo AR  $(p)$  e um processo MA  $(q)$ , que após um processo de diferenciação  $(d)$ , torna-se estacionário. Este pode ser representado pela expressão (3.2):

$$\Phi(L)(1-L)^d Y_t = \theta(L)n_t \quad (3.2)$$

onde:

- $\Phi(L)$ : representa o polinómio auto-regressivo ordem  $p$ ;
- $\theta(L)$ : representa o polinómio de médias móveis de ordem  $q$ ;
- $(1-L)^d$ : representa o processo de diferenciação de ordem  $d$ ;
- $Y_t$ : é a sucessão cronológica;
- $n_t$ : refere-se ao processo residual (ruído branco);
- $L$ : representa o operador lag.

### 3.1.2 Modelos Auto-Regressivo e de Médias Móveis Integrado com sazonalidade

Um modelo ARIMA pode ainda apresentar sazonalidade. A sazonalidade  $(S)$  de uma sucessão é caracterizada pela existência de correlação, entre as observações espaçadas por um período múltiplo da própria sazonalidade.

Os modelos ARIMA  $(P,D,Q)_S$  incluem três tipos de processos distintos: um Auto-Regressivo sazonal  $(AR)_S$  de ordem  $P$ , um de diferenciação sazonal  $(I)_S$  de ordem  $D$  e um de Médias Móveis sazonal  $(MA)_S$  de ordem  $Q$ .

A combinação de modelos estacionários e sazonais, origina os modelos ARIMA  $(p,d,q)(P,D,Q)_S$  ou SARIMA  $(p,d,q)(P,D,Q)_S$ . Estes são representados pela expressão (3.3):

$$\Phi(L)\Phi(L^S)(1-L)^d(1-L^S)^D Y_t = \theta(L)\theta(L^S)n_t \quad (3.3)$$

onde:

- $\Phi(L)$ : representa o polinómio auto-regressivo ordem  $p$ ;
- $\Phi(L^S)$ : representa o polinómio auto-regressivo sazonal de ordem  $P$ ;
- $(1-L)^d$ : representa o processo de diferenciação de ordem  $d$ ;
- $(1-L^S)^D$ : representa o processo de diferenciação sazonal de ordem  $D$ ;

- $\Theta(L)$ : representa o polinómio de médias móveis de ordem  $q$ ;
- $\Theta(L^S)$ : representa o polinómio de médias móveis sazonais de ordem  $Q$ ;
- $Y_t$ : é a sucessão cronológica;
- $S$ : representa o período de sazonalidade;
- $n_t$ : refere-se ao processo residual (ruído branco);
- $L$ : representa o operador *lag*.

## 3.2 Avaliação e diagnóstico dos modelos

Após a obtenção do modelo, é necessário submeter este a um conjunto de processos de avaliação e de diagnóstico, com o propósito de o validar. Estes processos de validação do modelo consistem no seguinte:

- qualidade de ajustamento;
- validação dos pressupostos;

### 3.2.1 Qualidade de ajustamento

De forma a validar o modelo quanto à qualidade de ajustamento, recorreu-se a duas estratégias: indicadores de ajustamento e teste aos coeficientes do modelo.

Relativamente à primeira estratégia, consideraram-se indicadores como o  $R^2$ , o  $R^2_S$  e o *BIC*. O  $R^2$  (R quadrado) representa o quanto da variabilidade da variável endógena é explicada pelo ajustamento do modelo. Quanto mais próximo de um, maior é a quantidade de variabilidade explicada. O  $R^2_S$  (R quadrado estacionário) compara a parte estacionária do modelo ajustado, com um modelo base de média simples. Se for superior a zero e inferior ou igual a um, o modelo ajustado é melhor que o modelo base. O *BIC* (*Normalized Baysen Information Criterion*) é uma indicador que aumenta com a variabilidade não explicada pelo modelo e com o número de parâmetros do modelo. Quando comparando dois modelos diferentes, deve-se optar pelo que apresente um BIC menor. Estes indicadores têm como base o facto de que o modelo ajustado deverá possuir erros quadráticos mínimos.

Os indicadores mencionados, podem ser descritos pelas expressões (3.4) a (3.6):

$$R^2 = \frac{SSR}{SST} = \frac{\sum_{t=1}^n (\hat{y}_t - \bar{y})^2}{\sum_{t=1}^n (y_t - \bar{y})^2} \quad (3.4)$$

$$R_s^2 = 1 - \frac{\sum_{t=1}^n (Z_t - \hat{Z}_t)^2}{\sum_{t=1}^n (\Delta Z_t - \Delta \bar{Z}_t)^2} \quad (3.5)$$

$$BIC = \ln(MSE) + k \frac{\ln(T)}{T} \quad (3.6)$$

onde:

- $Y_t$  – trata-se da sucessão cronológica;
- $\bar{Y}$  – é o valor médio das observações da sucessão cronológica;
- $\hat{Y}_t$  – é o valor estimado pelo modelo;
- $Z_t$  – trata-se da sucessão inicial depois de estacionarizada;
- $\hat{Z}_t$  – é o valor estimado pelo modelo, para a sucessão inicial depois de estacionarizada;
- $\Delta Z_t$  – é um processo estacionário de média simples -  $\Delta Z_t = \mu + e_t$ ;
- $T$  – é o número total de observações;
- $k$  – é o número de parâmetros do modelo;
- $MSE$  – trata-se do erro médio quadrado e determina-se pela expressão (3.7):

$$MSE = \frac{1}{T-k} \sum_{t=1}^T (Y_t - \hat{Y}_t)^2 \quad (3.7)$$

A segunda estratégia, tal como mencionado, consistiu em realizar um teste aos coeficientes do modelo. Sendo  $\beta_j$  um parâmetro do modelo, o teste em causa consiste num teste de hipóteses, representado pela expressão (3.8):

$$\begin{aligned} H_0 : \beta_j &= 0 \\ H_1 : \beta_j &\neq 0 \end{aligned} \quad (3.8)$$

Caso a hipótese nula for verdadeira, então o coeficiente  $\beta_j$  não é significativo.

### 3.2.2 Validação dos pressupostos

Para a validação dos pressupostos do modelo analisaram-se os resíduos ( $n_t$ ). Estes constituem um processo aleatório puro, designado por ruído branco, possuindo média nula, não sendo correlacionada com qualquer uma das sucessões exógenas (Murteira, 1993). Assim, como critérios de análise tem-se:

- A normalidade dos resíduos, onde é uso comum os *PP-plot* e/ou os *QQ-Plot*, e testes de ajustamento dos resíduos à distribuição Normal;
- A igualdade de variâncias (homocedasticidade), que pode ser verificada usando o cronograma dos resíduos, onde estes devem apresentar uma dispersão em torno do eixo das abcissas;
- A independência, onde se supõe que a magnitude de um resíduo não afecta a magnitude do resíduo seguinte, não existindo assim autocorrelação dos resíduos.

Nas condições de independência dos resíduos, a função de autocorrelação dos mesmos deverá ser nula, ou seja, os resíduos serão aproximadamente nulos. Existem critérios que possibilitam assumir esta condição. Nesse sentido, utilizou-se o teste de hipótese representado pela expressão (3.9):

$$H_0 : \rho_1 = \rho_2 = \dots = \rho_m = 0 \quad (3.9)$$

onde  $\rho$  representa o coeficiente populacional de correlação linear de *Pearson*.

Por forma a validar este teste, utiliza-se a estatística  $Q$  de *Ljung-Box*, onde a não rejeição da hipótese nula ( $p\text{-value} > \alpha$ ), implica que os resíduos não estão autocorrelacionados.

#### **Modelos função de transferência usando o SPSS**

Neste trabalho optou-se por usar um método, disponível no *software Statistical Package for the Social Sciences* (SPSS), designado por *Expert Modeler*. Através deste, o *software* SPSS utiliza um algoritmo que selecciona o modelo melhor ajustado para cada variável dependente (endógena), ou seja, selecciona o modelo que apresenta um valor mais elevado para o  $R^2$ . Caso se especifique as variáveis independentes

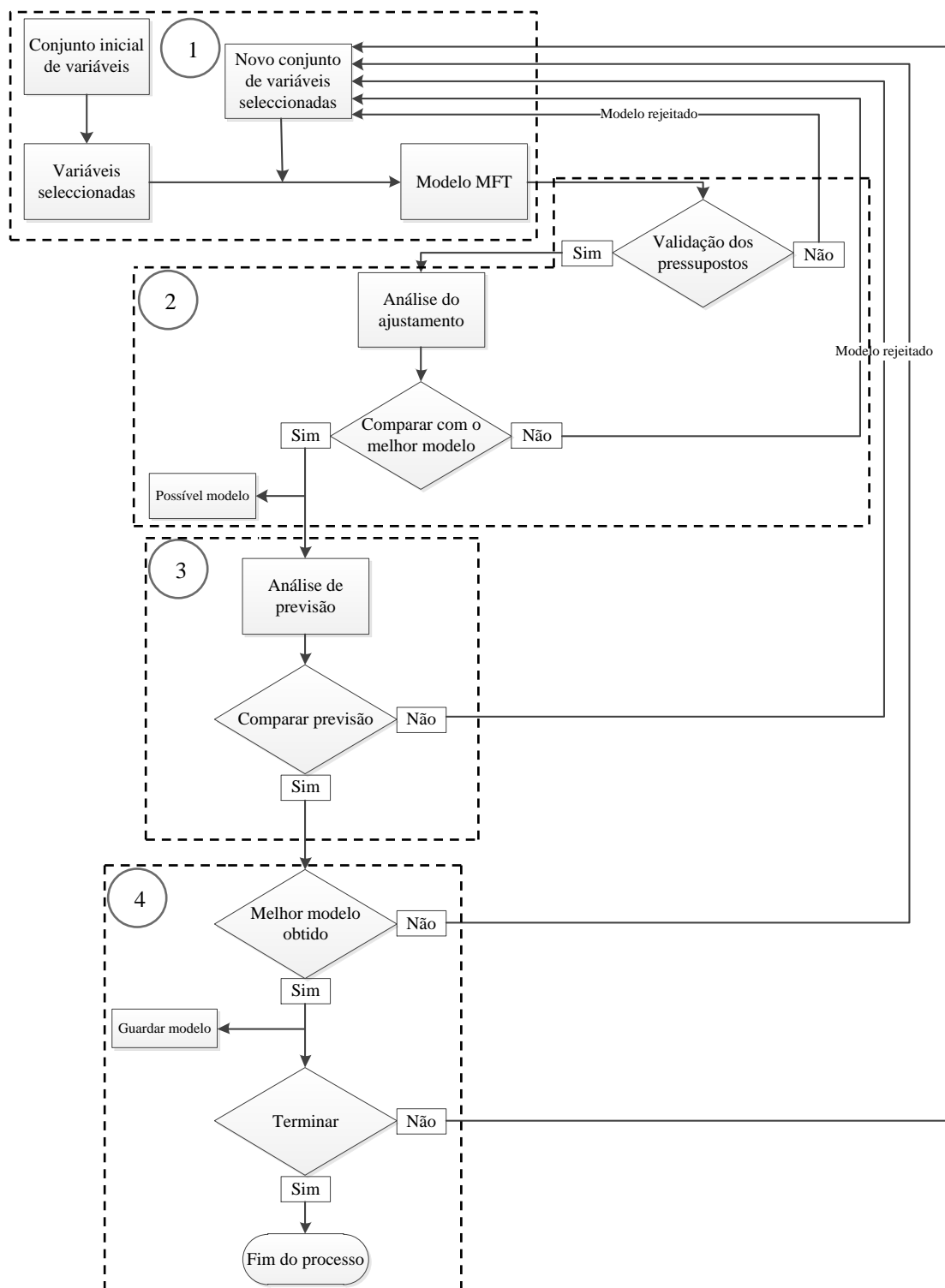
(exógenas), este método apenas selecciona, para a inclusão num modelo ARIMA, as variáveis que possuem uma relação estatística significativa com a variável dependente. Caso seja necessário realizar uma estacionarização da sucessão, este método aplica ainda transformações nas variáveis, recorrendo a transformações do tipo diferenciação, raiz quadrada ou logaritmos.

### **3.3 Modelo base**

Neste subcapítulo apresentam-se os resultados obtidos para a previsão do preço da energia eléctrica, no MIBEL. Apresenta-se o modelo base de previsão e quais os critérios utilizados na obtenção do mesmo. Realizam-se, ainda, um conjunto de simulações de previsão, com o objectivo de testar a qualidade de previsão do modelo. De destacar que para a realização deste modelo, apenas se usaram os dados de 2010/2011, sendo a previsão referente aos primeiros trinta dias de Outubro de 2011.

Por forma a facilitar a leitura, daqui em diante, as sucessões exógenas designam-se por variáveis independentes e a sucessão endógena designa-se por variável dependente.

Na figura 3.1 apresenta-se o diagrama de blocos explicativo da metodologia utilizada para obter um possível modelo de previsão do preço da energia eléctrica. Como se pode ver, o diagrama encontra-se segmentado em quatro partes.



**Figura 3.1** – Metodologia utilizada para a obtenção de um possível modelo de previsão do preço da energia eléctrica

A primeira parte contempla o processo inicial de selecção do conjunto de variáveis independentes para usar no modelo FT, com o propósito de prever os valores do preço de energia eléctrica (variável dependente). A selecção das variáveis

independentes é feita de acordo com a análise realizada, anteriormente, para o preço da energia eléctrica, e será explicada mais adiante neste trabalho.

A segunda parte contempla a validação dos pressupostos do modelo obtido pela selecção de variáveis anterior. Após cada simulação, executa-se uma validação dos pressupostos do modelo e, caso este respeite todos os pressupostos considerados para a validação, avança-se para a análise de ajustamento do modelo. Caso não respeite realiza-se uma nova simulação. Na análise de ajustamento do modelo são tidos em conta os indicadores de ajustamento. Por forma a considerar que o modelo obtido é adequado realiza-se uma comparação entre os indicadores dos vários modelos (caso não seja a primeira simulação), considerando como possíveis modelos aqueles que possuem os melhores indicadores.

Na terceira parte do diagrama realiza-se uma análise da qualidade de previsão, dos modelos considerados como possíveis modelos para prever o preço da energia eléctrica, fazendo-se uma comparação entre as mesmas. Se os resultados forem de acordo com o pretendido parte-se para a parte final do diagrama, caso contrário realiza-se uma nova simulação, reiniciando todo o processo.

Na última parte, e caso os resultados obtidos para a comparação da qualidade da previsão tenham sido os pretendidos, decide-se se o modelo obtido é o melhor até ao momento. Caso a decisão seja positiva guarda-se o modelo, caso seja negativa realiza-se uma nova simulação. Quando se considerar que o número de simulações realizadas foi suficiente termina-se todo o processo, tendo já disponível o melhor modelo que permita realizar uma previsão do preço da energia eléctrica.

Todo este processo de previsão do preço da energia eléctrica será explicado com maior detalhe nos subcapítulos seguintes.

### **3.3.1 Validação do modelo**

Como foi mencionando aquando a descrição da figura 3.1, a obtenção do modelo que permita a previsão diária do preço da energia eléctrica (variável dependente), no MIBEL, consistiu na selecção das sucessões independentes tendo como base os resultados obtidos através da análise de correlação e de componentes principais realizadas anteriormente. Neste sentido realizaram-se diversas tentativas para conseguir

um melhor modelo, tendo em atenção o seguinte: usou-se um intervalo de confiança de 95%, ou seja, considera-se um  $\alpha$  de 0,05; teve-se em conta a detecção de *outliers*.

De acordo com Peña et al. (2001), a detecção de *outliers* pode ser realizada através de uma abordagem de diagnóstico, onde são aplicados métodos de diagnóstico aos resíduos do modelo estimado para identificar possíveis *outliers*. Após identificados, propõe-se um novo modelo que os incorpora, sendo estimados os efeitos dos *outliers* e os parâmetros do modelo conjuntamente. O *software* utilizado executa esta abordagem através do seguinte: quando se está a estimar o modelo, são detectados todos os *outliers* presentes nas sucessões usadas, nomeadamente ao nível da tendência, da inovação, da sazonalidade aditiva, entre outros; após estimar o modelo, estes valores, que foram considerados *outliers*, serão necessários para realizar a previsão, sendo então recolocados para esse mesmo efeito.

Tal como pretendido, alcançou-se um modelo que permite uma previsão diária do preço da energia eléctrica e que verifica todos os critérios de validação, mencionados anteriormente Na tabela 3.1, apresentam-se as variáveis independentes usadas, o coeficiente de correlação de *Pearson* ( $r$ ), de cada variável com o preço da energia eléctrica, e o número da CP, em que as variáveis revelam um maior contributo.

**Tabela 3.1** – Variáveis independentes usadas para a obtenção do modelo

Variáveis independentes	Coefficiente de correlação	Componente principal
PRE	-0,543	6 <sup>a</sup>
CO <sub>2</sub>	-0,484	4 <sup>a</sup>
Fu <sub>1%</sub>	0,379	1 <sup>a</sup>
Con	0,039	3 <sup>a</sup>
API <sub>4</sub>	-0,037	2 <sup>a</sup>
NBP	0,003	5 <sup>a</sup>

Na primeira coluna apresentam-se as variáveis independentes usadas na simulação, nomeadamente os valores referentes à produção de PRE, o preço diário das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, o preço diário do Fuel<sub>1%</sub>, os valores de Consumo de energia eléctrica, no MIBEL, e o preço diário do carvão (API<sub>4</sub>) e do gás natural (NBP).

A escolha de estas variáveis vem de encontro com o que, do ponto de vista do caso real, faz mais sentido. Ou seja, quando se pensa no que pode estar associado ao preço da energia eléctrica, pensa-se nos preços dos combustíveis usados na produção de

energia, como o carvão ou o gás natural, nos níveis de produção e de consumo de energia eléctrica.

Na segunda coluna encontram-se os coeficientes de correlação de *Pearson* ( $r$ ), entre cada variável e o preço da energia eléctrica. Como se pode verificar, os valores de cada coeficiente não revelam um nível de correlação muito elevado. De facto, o maior valor de correlação é de -0,543, referente à variável PRE. Com isto, pode-se concluir que, embora individualmente, as variáveis apresentem um baixo nível de correlação com o preço, não implica que no seu conjunto, não permitam obter bons valores de previsão.

Outro aspecto a ter em conta, tem a ver com os resultados obtidos aquando a realização do método de ACP (terceira coluna). Devido às características específicas deste método, consegue-se obter um conjunto de variáveis, que se encontram completamente ortogonais. De acordo com a tabela 2.11, referente aos resultados obtidos para oito CP, verificou-se que existiam variáveis que apresentavam contributos diferentes para cada componente. Devido a isto, considera-se que uma variável que apresente um maior contributo para a definição de uma dada componente é ortogonal, relativamente a uma outra variável que apresente um maior contributo para a definição de uma outra componente. Por exemplo, a variável PRE apresenta um contributo mais forte na sexta CP, enquanto a variável Consumo revela um maior contributo na terceira CP. Assim, é possível dizer que estas duas variáveis estão em componentes ortogonais e que se reduz a possibilidade de um cenário de correlação entre os resíduos.

Relativamente ao modelo obtido, este representa-se pela expressão (3.10). Por forma a facilitar a leitura da expressão decidiu-se substituir os valores dos coeficientes por letras.

$$a_0 Y_t = (a_1 L + a_2 L^2 + a_3 L^3) Y_t + (b_0 + b_1 L + b_2 L^2 + b_3 L^3) P_t + (c_0 + c_1 L + c_2 L^2 + c_3 L^3) C_t + (r_0 + r_1 L + r_2 L^2 + r_3 L^3 + r_4 L^4 + r_5 L^5 + r_6 L^6) n_t \quad (3.10)$$

onde:

- $Y_t$  – representa o preço da energia eléctrica;
- $P_t$  – representa a produção em regime especial (PRE);
- $C_t$  – representa o consumo de energia eléctrica;
- $n_t$  – representa o erro ou resíduos do modelo;

- $a_0 \dots a_3$  – representam os coeficientes da função transferência relativos ao preço da energia eléctrica, cujos valores são:  $a_0 = 1$ ,  $a_1 = 1,51$ ,  $a_2 = -1,48$  e  $a_3 = 0,96$ ;
- $b_0 \dots b_3$  – representam os coeficientes da função transferência que relacionam o preço da energia eléctrica com a PRE, cujos valores são:  $b_0 = -3,27$ ,  $b_1 = 4,94$ ,  $b_2 = -4,84$  e  $b_3 = 3,17$ ;
- $c_0 \dots c_3$  – representam os coeficientes da função transferência que relacionam o preço da energia eléctrica com o Consumo de energia eléctrica, cujos valores são:  $c_0 = 0,62$ ,  $c_1 = -0,34$ ,  $c_2 = -0,92$  e  $c_3 = 0,63$ ;
- $r_0 \dots r_3$  – representam os coeficientes da função transferência que relacionam o preço da energia eléctrica com o erro ou resíduos, cujos valores são:  $r_0 = 1$ ,  $r_1 = -0,94$ ,  $r_2 = 1,19$ ,  $r_3 = -0,42$ ,  $r_4 = -0,16$ ,  $r_5 = 0,08$  e  $r_6 = -0,15$ .

Como se pode ver em (3.10), a expressão do modelo representa o preço da energia eléctrica como função do Consumo de energia eléctrica e da PRE. O que é curioso, uma vez que se usaram mais variáveis independentes para determinar-se o modelo. A razão por que tal acontece, tem a ver com o algoritmo que o *software* utiliza para estimar o modelo, onde este apenas selecciona as variáveis que se revelam significativas. No anexo II explica-se como se obtém a expressão (3.10).

Analisando a qualidade de ajustamento do modelo, pode-se verificar pela tabela 3.2 que os resultados obtidos para os indicadores foram bons.

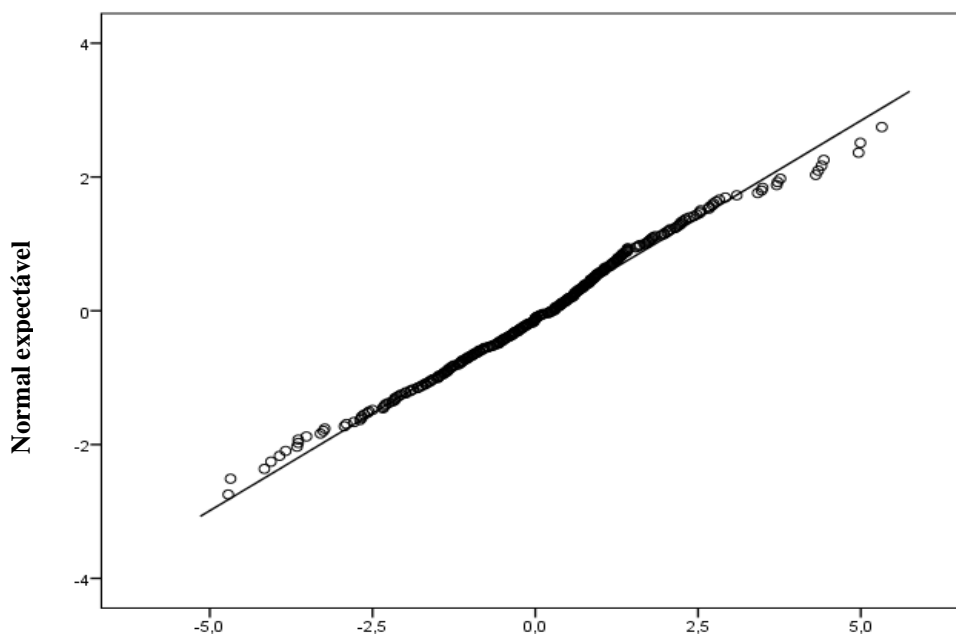
**Tabela 3.2** – Indicadores da qualidade de ajustamento

<b>R<sup>2</sup></b>	<b>R<sub>S</sub><sup>2</sup></b>	<b>BIC</b>
0,938	0,865	1,452

Apesar de existirem modelos que apresentavam melhores valores para os indicadores, ou seja, um  $R^2$  mais próximo de 1 e um BIC inferior ao do modelo em causa, este foi o que proporcionou um menor erro de previsão (como se verá mais adiante). Para além disso, é composto por um conjunto de variáveis cujos valores são facilmente adquiridos. Isto é um aspecto importante, pois para efeitos de aplicação do modelo no futuro é necessário ter-se acesso a estes dados. Em relação aos coeficientes do modelo, todos são significativos, ou seja,  $p\text{-value} < \alpha$  (ver tabela II.i, anexo II).

Para a validação dos pressupostos, ou seja, para a análise dos resíduos os resultados também respeitaram os critérios considerados. Segundo a estatística  $Q$  de *Ljung Box*, obteve-se um valor de 0,615 para o  $p$ -value. Com isto, comprava-se que os resíduos não estão autocorrelacionados, uma vez que  $0,615 > 0,05$ .

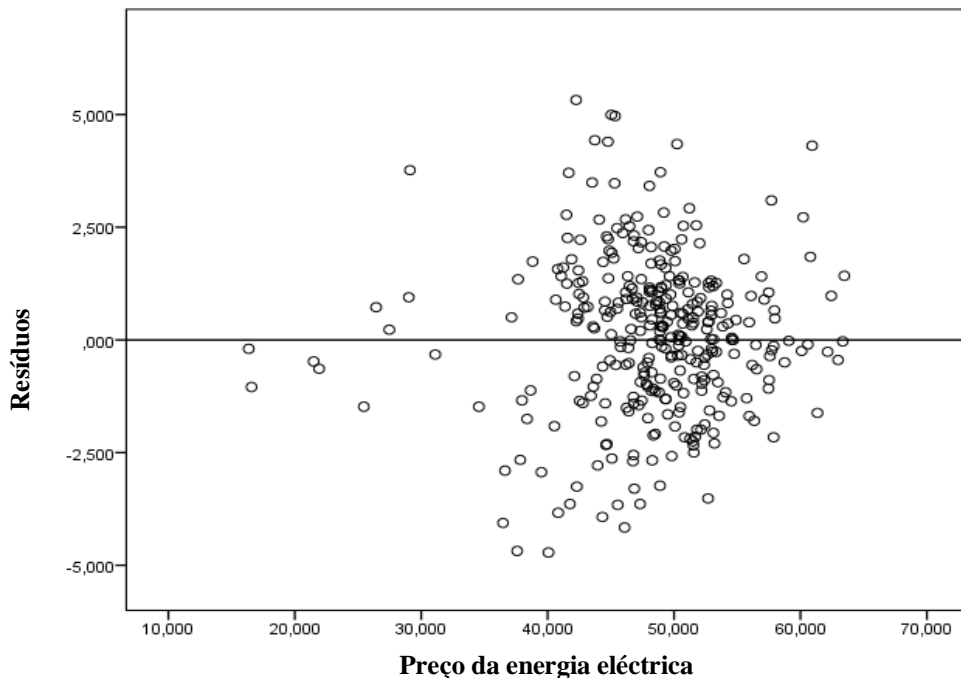
Em relação ao teste de ajustamento dos resíduos, usou-se o teste *Kolmogorov-Smirnov*, onde na hipótese nula se supõe que os resíduos têm uma distribuição normal. Segundo este, e por forma a garantir a normalidade dos resíduos, o  $p$ -value deverá ser superior a 0,01. Como se obteve um valor de 0,028 é possível garantir a normalidade dos resíduos. Na figura 3.2 apresenta-se um *QQ-Plot* dos resíduos onde se pode constatar que os mesmos apresentam uma distribuição normal.



**Figura 3.2** – Distribuição normal dos resíduos

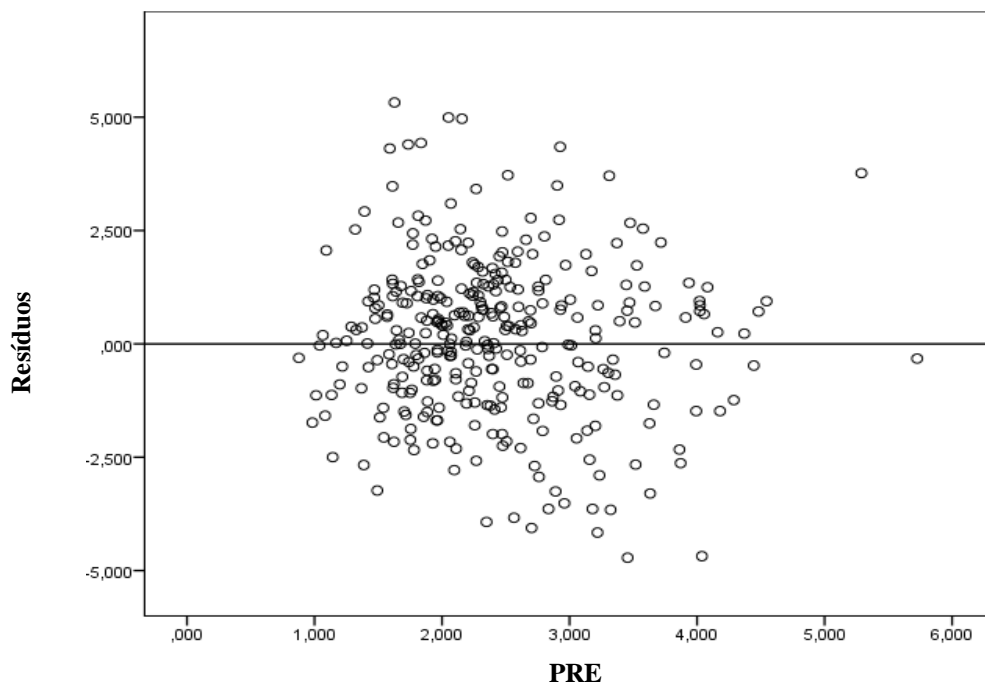
Como se pode ver pela figura anterior a distribuição dos resíduos é bastante uniforme, não havendo grandes desvios relativamente à recta.

Em relação à igualdade das variâncias, pode ser visto a partir das figuras 3.3, 3.4 e 3.5, que os resíduos apresentam uma distribuição correcta. A figura 3.3 reflecte uma dispersão dos valores dos resíduos do modelo relativamente aos valores estimados e previstos do preço da energia eléctrica.



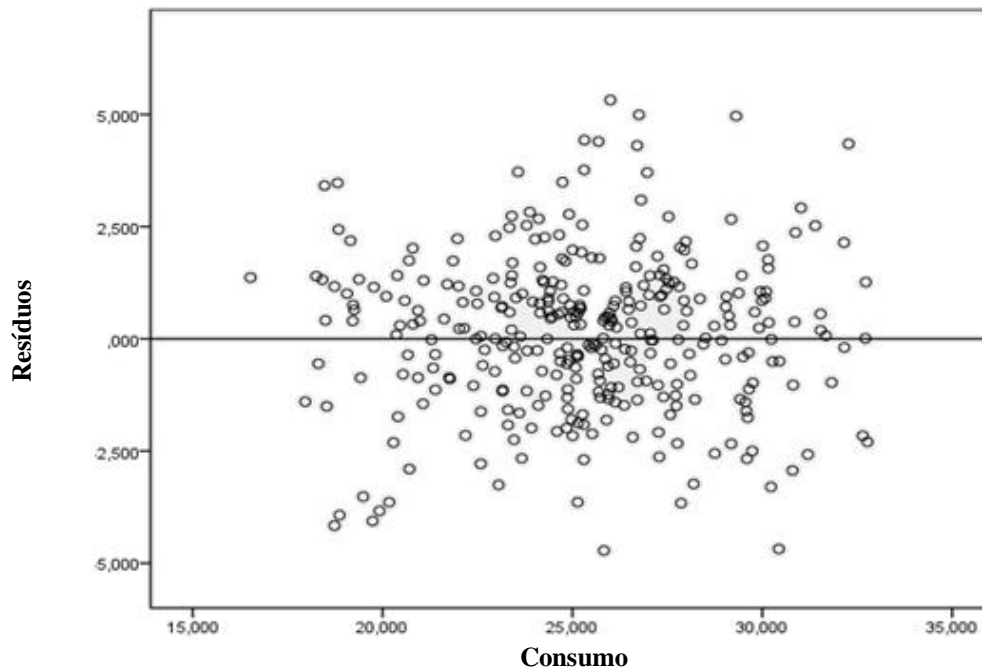
**Figura 3.3** – Dispersão dos resíduos relativamente ao preço da energia eléctrica

Na figura 3.4 apresenta-se um gráfico de dispersão dos resíduos relativamente aos valores da variável independente PRE.



**Figura 3.4** – Dispersão dos resíduos relativamente aos valores de PRE

Na figura 3.5 apresenta-se um gráfico de dispersão dos resíduos relativamente aos valores da variável independente Consumo de energia eléctrica.



**Figura 3.5** – Dispersão dos resíduos relativamente aos valores de Consumo de energia eléctrica

Como se pode comprovar pelas figuras 3.3 a 3.5, verifica-se uma boa distribuição dos valores, evidenciando-se uma dispersão dos mesmos, em torno do eixo das abcissas.

### 3.3.2 Previsão

Após validados todos os critérios de avaliação e diagnóstico, procede-se à previsão do preço da energia eléctrica através do modelo obtido (3.10).

Tal como mencionado anteriormente, o horizonte de previsão escolhido foi relativo aos primeiros trinta dias de Outubro de 2011. Na figura 3.6 pode-se observar o cronograma do preço da energia eléctrica real e ajustado (pelo modelo) A previsão inicia-se no 335º dia.

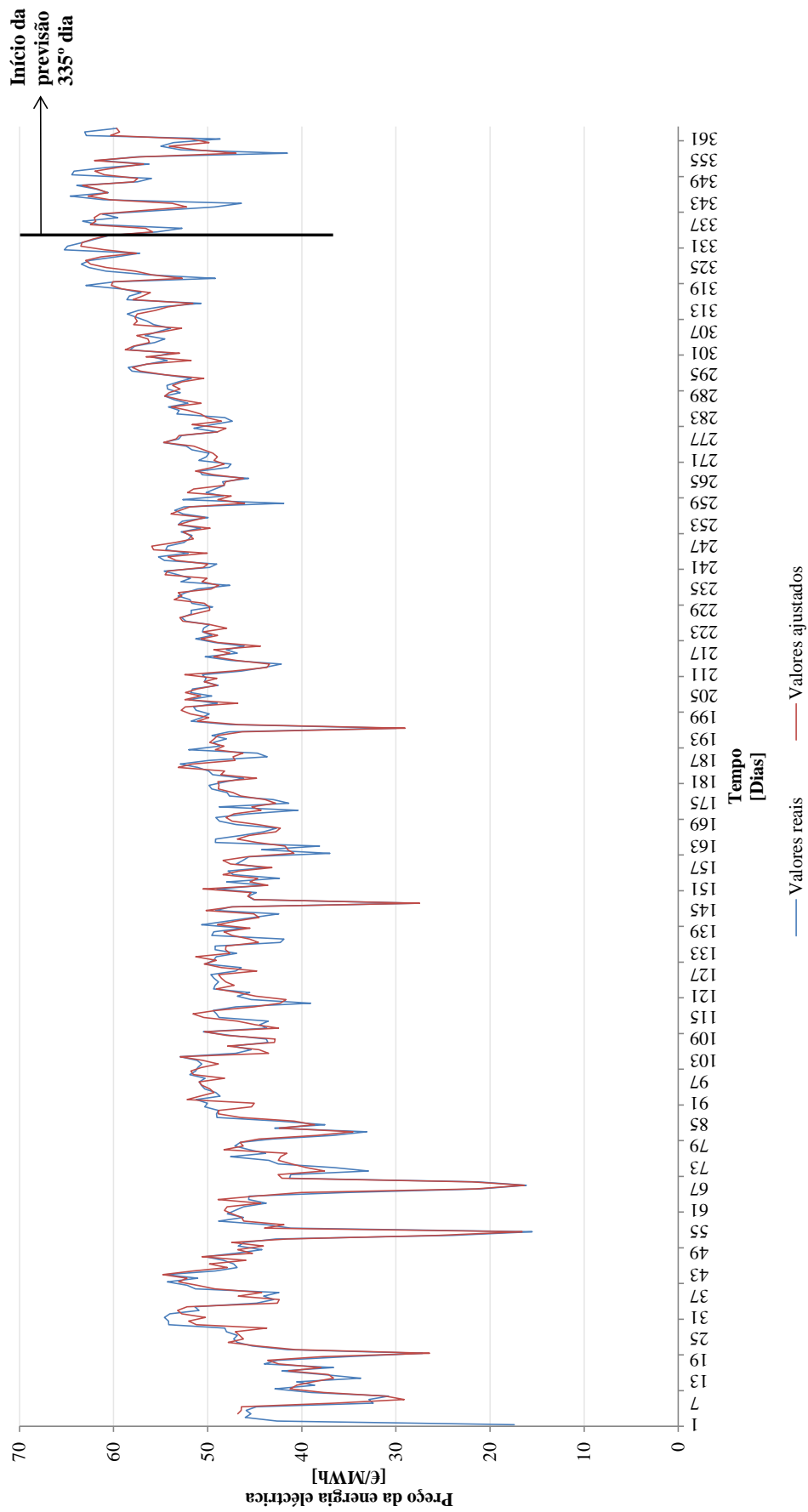


Figura 3.6 – Cronograma do preço da energia eléctrica real e ajustado

No eixo das ordenadas encontra-se o preço da energia eléctrica, em [€/MWh] e no eixo das abcissas representa-se o período de tempo, em [dias], iniciando-se a 1 de Novembro de 2010 até 30 de Outubro de 2011. Tal como é indicado na figura, o primeiro dia de previsão diz respeito ao 335º valor, ou seja, ao dia 01/10/2011.

Através das tabelas 3.3 e 3.4 (continuação da tabela 3.3) é possível observar os valores diários reais e previstos do preço da energia eléctrica, bem como os respectivos erros absoluto e relativo. Para este propósito, utilizaram-se as expressões (3.11) e (3.12):

$$E_a = |P^{obs} - P^0| \quad (3.11)$$

$$E_r = \frac{P^{obs} - P^0}{P^{obs}} \times 100 \quad (3.12)$$

onde:

- $E_a$  – representa o erro absoluto de previsão, em [€/MWh];
- $E_r$  – representa o erro relativo de previsão, em [%];
- $P^{obs}$  – representa o valor observado do preço da energia eléctrica, em [€/MWh];
- $P^0$  – representa o valor previsto do preço da energia eléctrica, em [€/MWh].

**Tabela 3.3** – Comparação entre valores observados e valores previstos do preço da energia eléctrica, de 1 a 30 de Outubro de 2011

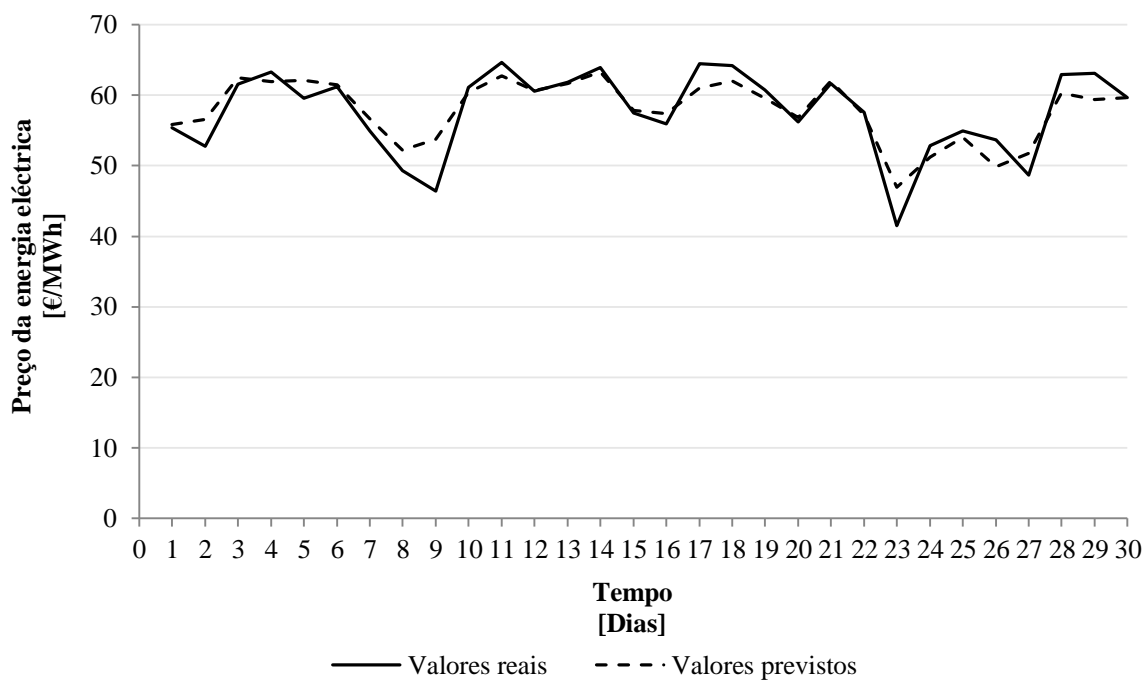
<b>Dia</b>	<b>P<sup>obs</sup></b> [€/MWh]	<b>P<sup>0</sup></b> [€/MWh]	<b>E<sub>a</sub></b> [€/MWh]	<b>E<sub>r</sub></b> [%]
01-10-2011	55,38	55,88	0,50	-0,90
02-10-2011	52,71	56,61	3,90	-7,40
03-10-2011	61,52	62,46	0,94	-1,53
04-10-2011	63,27	61,90	1,37	2,17
05-10-2011	59,54	62,06	2,52	-4,23
06-10-2011	61,19	61,42	0,23	-0,38
07-10-2011	54,96	56,66	1,70	-3,09
08-10-2011	49,28	52,22	2,94	-5,97
09-10-2011	46,40	53,73	7,33	-15,80
10-10-2011	61,10	60,39	0,71	1,16
11-10-2011	64,61	62,70	1,91	2,96
12-10-2011	60,55	60,62	0,07	-0,12
13-10-2011	61,86	61,69	0,17	0,27

**Tabela 3.4** – Comparação entre valores observados e valores previstos do preço da energia eléctrica, de 1 a 30 de Outubro de 2011 (continuação da tabela 3.3)

<b>Dia</b>	<b>P<sup>obs</sup></b> [€/MWh]	<b>P<sup>0</sup></b> [€/MWh]	<b>E<sub>a</sub></b> [€/MWh]	<b>E<sub>r</sub></b> [%]
14-10-2011	63,91	63,28	0,63	0,99
15-10-2011	57,44	57,87	0,43	-0,75
16-10-2011	55,96	57,42	1,46	-2,61
17-10-2011	64,42	60,97	3,45	5,36
18-10-2011	64,19	62,00	2,19	3,41
19-10-2011	60,78	59,60	1,18	1,94
20-10-2011	56,24	56,82	0,58	-1,03
21-10-2011	61,62	62,03	0,41	-0,67
22-10-2011	57,56	57,16	0,40	0,69
23-10-2011	41,53	46,96	5,43	-13,07
24-10-2011	52,83	51,22	1,61	3,05
25-10-2011	54,97	54,07	0,90	1,64
26-10-2011	53,62	49,83	3,79	7,07
27-10-2011	48,68	51,73	3,05	-6,27
28-10-2011	62,88	60,30	2,58	4,10
29-10-2011	63,07	59,37	3,70	5,87
30-10-2011	59,65	59,69	0,04	-0,07

Como se pode ver pelas tabelas 3.3 e 3.4 (continuação da tabela 3.3), os valores previstos estão, de um modo geral, bastante próximos dos valores reais. Este aspecto é reforçado pelo facto de se obterem bons valores médios para os erros, nomeadamente um erro absoluto médio de previsão de 1,87 €/MWh (estando 60% dos valores abaixo do erro médio) e um erro relativo médio de previsão de -0,77%. Considerando o valor absoluto dos erros, obtém-se um erro médio relativo (em módulo) de 3,48%.

Apesar disto, existiram dias em que houve uma maior discrepância entre os valores reais e os previstos, nomeadamente nos dias 2, 9, 17, 23, 26, 27 e 29, tal como se constata pela figura 3.7.



**Figura 3.7** – Cronograma de previsão do preço da energia eléctrica

Tendo em conta este facto, a previsão revela-se pior para os últimos dias do mês, o que faz sentido. No entanto, e tendo em conta os resultados obtidos, conclui-se que a partir dos valores de PRE e do Consumo de energia eléctrica, e para o horizonte considerado, é possível obter-se valores de previsão do preço da energia eléctrica muito próximos dos reais.

### 3.3.3 Cenários de previsão

Abordando o caso real, quando se pretende realizar previsões para uma dada variável, para um dado horizonte temporal, é necessário usar-se um determinado conjunto de indicadores que permitam prever essa mesma variável. Como não se conhecem os valores reais destes indicadores (neste caso das variáveis independentes), recorre-se ao uso de valores previstos. Neste sentido, decidiu-se realizar um total de quatro possíveis cenários de previsão para o preço da energia eléctrica, sendo um deles o cenário em que se utiliza o modelo base.

Sabendo que o modelo base, possibilita a previsão do preço, em função dos valores de produção de PRE e dos valores de Consumo de energia eléctrica, realizaram-se então previsões para as referidas variáveis independentes. Em seguida, descreve-se a

metodologia utilizada para realizar a previsão de uma das variáveis independentes, no caso os valores de PRE. Assim:

- Usando os dados referentes à sucessão cronológica de PRE previu-se os valores para os primeiros trinta dias de Outubro de 2011 (assume-se que estes valores não são conhecidos);
- De modo a prever estes valores, usou-se unicamente, os valores antecedentes de PRE;
- Adicionam-se os valores obtidos à sucessão cronológica referente à PRE;
- Assim, obtém-se uma nova sucessão de valores de PRE, designada por PRE\*, onde os primeiros trinta dias de Outubro, correspondem a valores previstos.

O mesmo processo foi realizado para a série de valores de Consumo de energia eléctrica, obtendo-se uma nova série designada por Consumo\*.

A realização destas previsões, origina a que se obtenham dois modelos de previsão para cada um dos casos. Na tabela 3.5 apresentam-se quais os modelos, e respectivos R<sup>2</sup>, obtidos.

**Tabela 3.5** – Modelos de previsão obtidos

Sucessões	Modelo	R <sup>2</sup>
PRE*	ARIMA (1,0,1) (1,0,1)	0,368
Consumo*	ARIMA (0,1,0) (1,1,0)	0,925

Verifica-se que para o modelo de previsão de PRE\* o valor obtido para o R<sup>2</sup> é, efectivamente, muito abaixo (0,368). Isto deve-se ao facto de, a sucessão de valores de PRE ser muito instável. Devido às características próprias dos sistemas de produção em regime especial, estes apresentam níveis de produção muito irregulares. Ou seja, o perfil de produção destes sistemas é muito inconstante, o que dificulta a tarefa de ajustamento do modelo. O mesmo não se verifica para o caso do Consumo\*. Como este apresenta, geralmente, níveis de produção constante é mais fácil, para o *software*, a obtenção de um modelo que se ajuste de forma adequada. O que se verifica pelo valor de R<sup>2</sup> obtido (0,925).

Ao usar-se estas novas sucessões de dados de PRE\* e de Consumo\*, obtêm-se novos valores previstos para o preço da energia eléctrica. Como se propôs realizar

quatro cenários de previsão, sendo um deles o cenário em que se utiliza o modelo base, existe assim um conjunto de quatro preços. Nomeadamente:

- $P^0 = f(PRE, Consumo)$ ;
- $P^1 = f(PRE^*, Consumo)$ ;
- $P^2 = f(PRE, Consumo^*)$ ;
- $P^3 = f(PRE^*, Consumo^*)$ .

Tal como se pode verificar, todas as previsões foram realizadas, recorrendo-se ao modelo base, usando para os diferentes casos, valores previstos e valores reais das respectivas variáveis independentes (ver anexo III).

De forma a analisar-se os diferentes cenários, compararam-se os erros absolutos médios de previsão. Estes determinam-se a partir da expressão (3.13).

$$E_{am} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T |P^{obs} - P^*| \quad (3.13)$$

onde:

- $E_{am}$  – representa o erro absoluto médio, em [€/MWh];;
- $T$  – representa o número de observações;
- $P^{obs}$  – representa os valores observados do preço da energia eléctrica, em [€/MWh];
- $P^*$  – representa os valores previstos do preço da energia eléctrica, para cada um dos cenários de previsão, em [€/MWh];

Com recurso à tabela 3.6, apresentam-se os valores obtidos para o erro absoluto médio ( $E_{am}$ ).

**Tabela 3.6** –  $E_{am}$  para cada cenário de previsão

Cenários de previsão	$E_{am}$ [€/MWh]
$P^0 = f(PRE, Consumo)$	1,87
$P^1 = f(PRE^*, Consumo)$	4,17
$P^2 = f(PRE, Consumo^*)$	1,88
$P^3 = f(PRE^*, Consumo^*)$	4,08

Verifica-se que o  $E_{am}$  aumenta quando se usam os valores de  $PRE^*$  na previsão do preço da energia eléctrica, casos  $P^1$  e  $P^3$ . Isto advém do facto de que o modelo usado para prever os valores de  $PRE^*$ , apresentar um  $R^2$  muito reduzido (tabela 3.5 – Modelos de previsão obtidos), revelando a dificuldade ajustamento do mesmo e que, efectivamente, este não se trata de um bom modelo. No entanto, por ter sido o método usado nas previsões realizadas anteriormente optou-se por mantê-lo. Neste sentido, o melhoramento deste modelo deverá ser alvo de estudo, em termos futuros.

Em relação à previsão do preço usando valores previstos de Consumo de energia eléctrica, verifica-se que o  $E_{am}$  apresenta um aumento muito reduzido.

Como na tabela 3.6 se apresentam a média dos erros absolutos para os diferentes cenários, não é possível obter-se uma percepção mais real do comportamento do erro, ao longo dos trinta dias de previsão. Assim, por forma a facilitar a compreensão deste aspecto apresentam-se as figuras 3.8, 3.9 e 3.10.

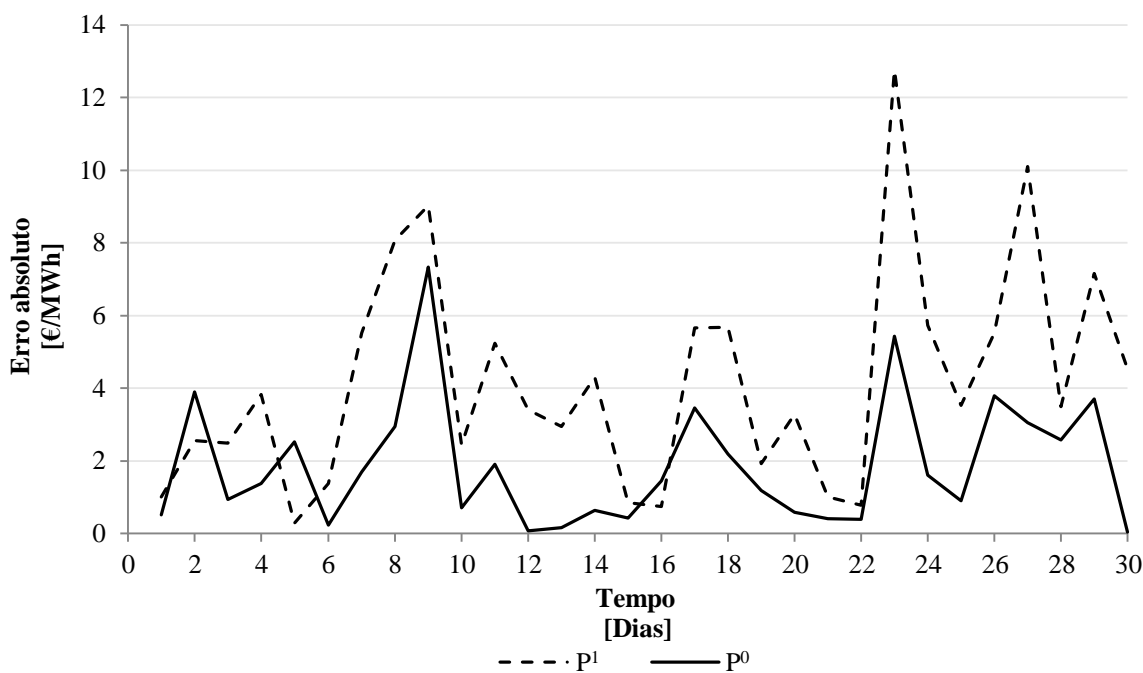


Figura 3.8 – Cronograma dos erros absolutos  $P^0$  e  $P^1$

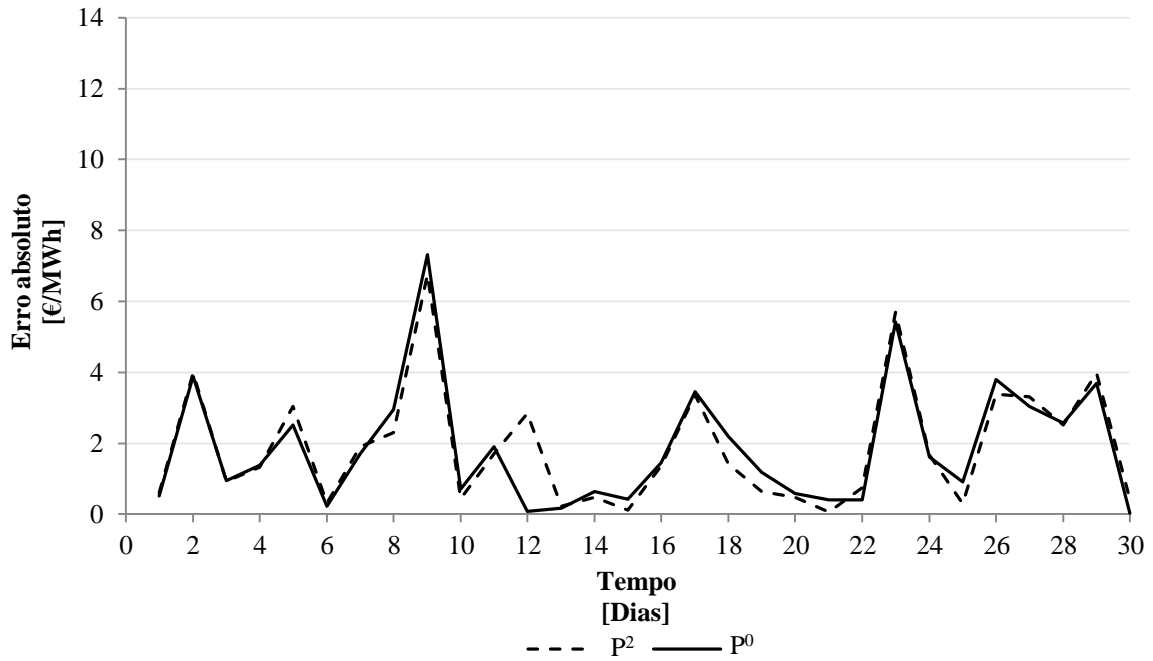


Figura 3.9 – Cronograma dos erros absolutos P<sup>0</sup> e P<sup>2</sup>

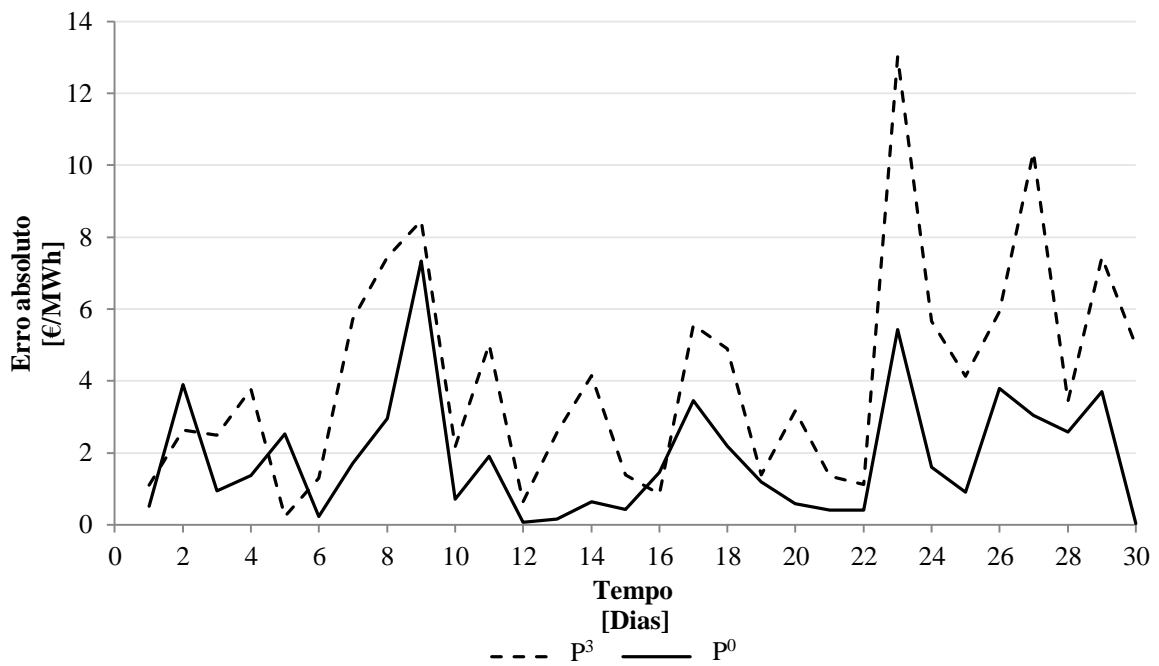


Figura 3.10 – Cronograma dos erros absolutos P<sup>0</sup> e P<sup>3</sup>

Como se pode ver pelas figuras anteriores, o erro absoluto para P<sup>1</sup> e P<sup>3</sup>, figuras 3.8 e 3.10 respectivamente, são os que apresentam uma maior divergência comparativamente com P<sup>0</sup>. A razão pela qual tal ocorre, é semelhante ao explicado aquando a análise da tabela 3.5 – Modelos de previsão obtidos. Como nestes dois casos, se usam-se valores de PRE\* e como o modelo de previsão usado para prever estes

valores apresentou um  $R^2$  muito baixo, seria de esperar que discrepância fosse superior, o que se veio a confirmar.

Pela figura 3.9 pode-se ver que os resultados obtidos em  $P^2$  revelam, tal como seria de esperar, um seguimento bastante semelhante com  $P^0$ . Apenas no dia 12, revelou-se uma divergência mais expressiva.

Como já se verificou, ao usar-se valores previstos para efectuar-se uma previsão, esta efectivamente piora. No entanto, não é possível identificar o quanto é que essa mesma previsão piora. Assim, decidiu-se analisar este aspecto, através da seguinte comparação:

$$\frac{E_{am}^*}{E_{am}} > 1 \quad (3.14)$$

onde:

- $E_{am}^*$  – representa o erro médio absoluto para os preços  $P^1$ ,  $P^2$  e  $P^3$ , em [€/MWh];
- $E_{am}$  – representa o erro médio absoluto para o preço  $P^0$ , em [€/MWh];

Através de (3.14) é possível quantificar, de facto, o quanto é que a previsão piora quando se usam valores previstos. Observando a tabela 3.7, é possível verificar quais os resultados obtidos.

**Tabela 3.7** – Comparação entre os erros médios absolutos

<b>Comparação</b>	<b>Aumento (%)</b>
$\frac{EMA P^1}{EMA P^0} > 1$	123
$\frac{EMA P^2}{EMA P^0} > 1$	0,1
$\frac{EMA P^3}{EMA P^0} > 1$	118

Como se pode ver, e tal como seria de esperar, quando se usam valores previstos nas variáveis independentes, verifica-se um aumento da discrepância, em termos absolutos, da previsão do preço da energia eléctrica.

Para a primeira situação, verifica-se o maior aumento, nomeadamente de 123%. O que indica que o  $E_{am}$  de PRE\* ( $P^1$ ) aumenta 123% relativamente ao  $E_{am}$  do modelo base ( $P^0$ ).

No segundo caso, o aumento verificado é bastante reduzido, nomeadamente de 0,1%. O que leva a concluir que o uso de valores de Consumo\* ( $P^2$ ) não provoca alterações significativas na previsão do preço da energia eléctrica.

Para a última situação, onde se compara o  $E_{am}$  entre  $P^3$  e  $P^0$ , devido ao uso de valores de PRE\* na previsão do preço da energia eléctrica, o  $E_{am}$  aumenta novamente de forma considerável. Neste caso verificou-se um aumento, em termos absolutos, de 118%, relativamente ao modelo base ( $P^0$ ). Assim, é possível concluir que o uso de valores de PRE\* altera o comportamento do modelo, piorando claramente o desempenho da previsão.

No geral, é possível concluir que em termos de erros absolutos, o uso de valores previstos para a previsão do modelo piora a qualidade da previsão. No entanto, o uso de valores de PRE\* revela uma pior qualidade de previsão, comparativamente com o uso de valores de Consumo\*. Com isto, retira-se que o uso de valores previstos para o Consumo, não provoca alterações de maior na previsão. O facto de isto não se verificar, também, aquando o uso de valores previstos de PRE, tem a ver com o facto de o modelo de previsão usado para estes valores, não ser o mais adequado.

### **3.3.4 Análise de sensibilidade do modelo**

Neste subcapítulo pretende-se apresentar um conjunto de fundamentos, que permitam realizar uma análise ao nível da sensibilidade do modelo. Esta análise consiste em aplicar variações de 1%, nas variáveis independentes, que constituem o modelo base de previsão. Ao aplicarem-se estas variações é possível identificar qual a resposta do modelo, a essas mesmas variações. Ou seja, é possível verificar se o modelo apresenta variações grandes ou pequenas, em termos de previsão, quando se variam os valores de PRE e de Consumo.

De forma a aplicar-se estas variações, nas variáveis mencionadas, realizou-se o seguinte:

- Usando os dados referentes à sucessão de valores de PRE, realizou-se nesta, um aumento de 1%, nos valores correspondentes aos primeiros trinta dias de Outubro de 2011;
- Após isto, realizou-se uma previsão do preço da energia eléctrica, usando para isso a nova sucessão de valores de PRE, designada por  $PRE^{+1\%}$  e a sucessão de valores de Consumo de energia eléctrica original.

O mesmo processo foi realizado para a sucessão de valores de Consumo de energia eléctrica, obtendo-se uma nova sucessão, designada por  $Consumo^{+1\%}$ .

Com estas novas sucessões de dados,  $PRE^{+1\%}$  e  $Consumo^{+1\%}$ , obtém-se um novo conjunto de preços. Ou seja, para além do preço previsto pelo modelo base ( $P^0$ ), existem dois novos preços:

- $P^0 = f(PRE, Consumo)$ ;
- $P^4 = f(PRE^{+1\%}, Consumo)$ ;
- $P^5 = f(PRE, Consumo^{+1\%})$ .

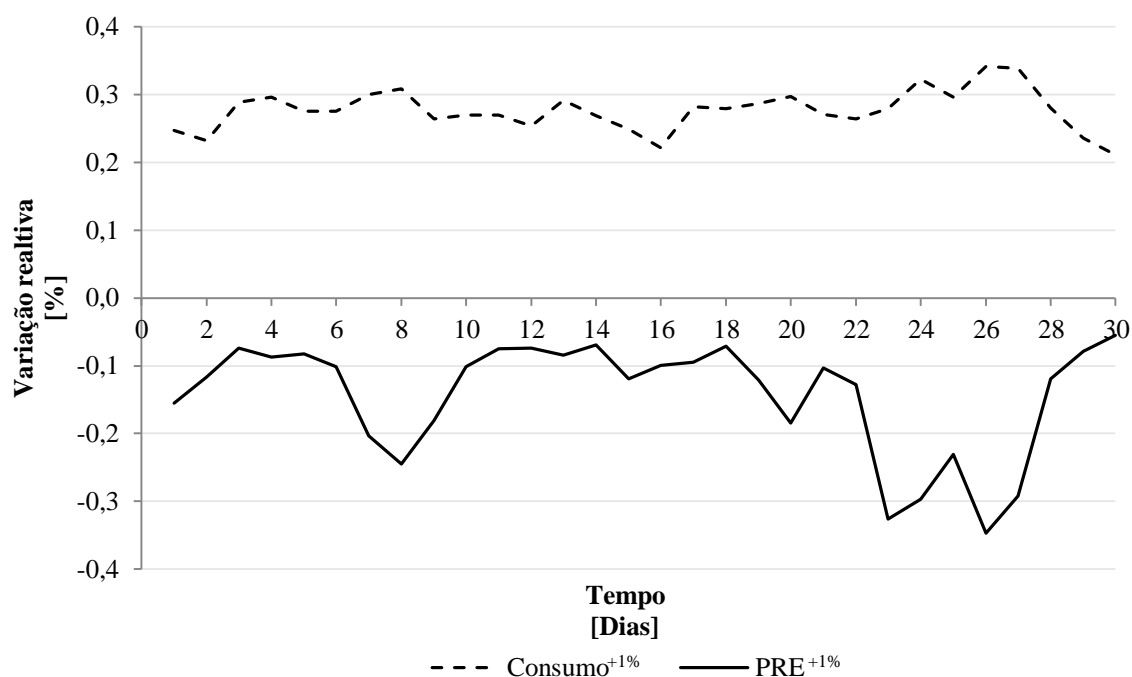
Como se pretende verificar qual a resposta do modelo a esta modificação nas variáveis independentes, analisou-se, em termos relativos, a variação imposta. Esta é representada pela expressão (3.15).

$$V_r = \frac{P^* - P^0}{P^0} \times 100 \quad (3.15)$$

onde:

- $V_r$  – representa a variação relativa, relativamente à previsão, em [%];
- $P^*$  – representa os valores previstos do preço da energia eléctrica, após a variação de 1%, em cada uma das variáveis independentes, em [€/MWh];
- $P^0$  – representa os valores previstos do preço da energia eléctrica pelo modelo base, em [€/MWh].

Por forma a tornar esta análise mais perceptível, apresenta-se na figura 3.11 a representação gráfica da variação relativa de previsão, para os casos mencionados (ver no anexo IV os valores previstos e respectivas variações).



**Figura 3.11** – Cronograma das variações relativas de previsão, relativamente a  $P^0$

Como se pode ver pela figura 3.11, um aumento de 1% nas variáveis independentes faz com que o modelo apresente respostas distintas.

Caso se aumente os valores do Consumo em 1%, verifica-se que a previsão apresenta uma resposta acima do eixo horizontal. Ou seja, o aumento do Consumo origina um aumento no preço da energia eléctrica. O que faz sentido, uma vez que caso exista um aumento do consumo de energia eléctrica, em resposta, haverá um aumento da procura de energia. Com o aumento da procura, haverá a necessidade de aumentar a produção. Consequentemente, haverá um aumento dos custos de produção. De forma a colmatar estes custos, terá que se verificar um ajuste em termos do preço da energia eléctrica. Logo, para que se verifique este ajuste, terá que existir um aumento do preço. O que vai de encontro ao obtido na figura 3.11.

Caso se aumente os valores de PRE em 1%, verifica-se que a previsão apresenta uma resposta abaixo do eixo horizontal. Ou seja, o aumento de PRE origina uma diminuição do preço da energia eléctrica. O que corresponde à verdade, pois caso se verifique o aumento de produção de PRE, significa que, do ponto de vista de produção óptimo, está-se a produzir em excesso. Como se produz em excesso, origina a que a procura de energia eléctrica seja inferior à oferta de energia. Se existe energia em excesso para vender, então, e de forma a escoar essa mesma energia, terá que existir um

ajuste no preço dessa mesma energia, tendo este que apresentar um decréscimo. Aspecto que se comprova pela figura 3.11.

No entanto, é importante saber, efectivamente, qual é a variação relativa que se verifica. Assim, determinou-se a média destes desvios, de forma a ter-se uma percepção, em termos médios, desta variação. Com um aumento do Consumo em 1%, verificou-se uma variação média de 0,28%, ou seja, com esta variação o preço tem tendência a apresentar um aumento de 0,28%. No caso de se aumentar os valores de PRE em 1%, verificou-se uma variação média de 0,14%, ou seja, com esta variação o preço tem tendência a reflectir um decréscimo de 0,14%.

Como o modelo apresenta um comportamento linear, caso se provoque uma diminuição de 1%, obter-se-ia uma resposta simétrica à obtida anteriormente.

Com os resultados conseguidos, é possível concluir que o modelo, apresenta uma resposta coerente com o caso real. Ou seja, caso exista um suposto aumento nos valores de PRE e de Consumo de energia eléctrica, os valores previstos do preço da energia eléctrica irão reflectir uma variação tal, de modo a acompanhar esse suposto aumento. Apresentando um crescimento, caso exista um suposto aumento do Consumo de energia eléctrica, e apresentando um decréscimo, caso exista um suposto aumento de PRE.



# **Capítulo 4 – Conclusões e trabalho futuro**

---

No presente capítulo apresentam-se as conclusões deste trabalho e propostas para um trabalho futuro.



## 4. Conclusões e trabalho futuro

O presente trabalho de dissertação tem como propósito apresentar os fundamentos, teóricos e práticos, que possibilitem a concretização de dois objectivos principais: primeiro, realizar uma análise, ao nível estrutural, do preço da energia eléctrica; segundo, desenvolver um modelo que permita realizar a previsão diária do preço da energia eléctrica. Tanto a análise do preço da energia eléctrica, como o modelo de previsão do mesmo, são aplicados ao MIBEL.

Com o intuito de alcançar o primeiro objectivo proposto, estabeleceu-se uma metodologia baseada num conjunto de métodos de análise quantitativos, de forma a estudar o preço da energia eléctrica, que consistiram na análise de correlação, na análise de causalidade e na ACP.

Através da análise da correlação, usando o índice de correlação de *Pearson*, foi possível verificar que o cenário, ao nível estrutural, do preço da energia eléctrica sofreu algumas alterações. Para o primeiro período analisado (1 de Julho de 2007 até 30 de Junho de 2008), correspondente ao primeiro ano de funcionamento do MIBEL, concluiu-se que o preço da energia eléctrica apresentou valores de correlação elevados com os preços diários dos combustíveis relacionados com a produção de energia eléctrica. De entre estes, o gás natural (Zeebrugge e NBP) e o carvão (API<sub>2</sub> e API<sub>4</sub>) apresentaram os valores mais elevados. Com isto, é notório que o preço da energia eléctrica encontrasse, no período analisado, bastante dependente do comportamento destes combustíveis. Também os valores do Consumo de energia eléctrica revelaram um nível de correlação alto com o preço da energia eléctrica.

Relativamente ao segundo período de tempo disponível (1 de Novembro de 2010 até 30 de Outubro de 2011), verificou-se um cenário completamente diferente. A tendência para que o preço da energia eléctrica esteja muito dependente dos preços diários dos combustíveis relacionados com a produção de energia eléctrica deixou-se de verificar. Neste caso, o preço da energia eléctrica apresenta valores de correlação mais elevados com os valores de Produção Térmica e com a respectiva Margem de Reserva Térmica. No entanto, destaca-se o aumento da influência dos valores de PRE. Isto indica que cada vez mais a produção de energia eléctrica através de recursos renováveis, tem um impacto no preço da energia eléctrica. Os valores do Consumo de energia eléctrica apresentam uma correlação muito baixa e não significativa com o preço da

energia eléctrica. O que se explica pelo aumento considerável da influência da produção de energia eléctrica por parte dos PRE.

Os testes de causalidade de *Granger* tiveram o propósito de reforçar os resultados obtidos na análise de correlação. Nestes testes, verificou-se que as relações causais entre o preço da energia eléctrica e as variáveis de estudo sofreram uma alteração relativamente aos dois períodos de tempo analisados. Em 2007/2008, evidenciou-se uma tendência para que o preço da energia eléctrica revela-se uma relação mais forte com os preços diários dos combustíveis, relacionados com a produção de energia eléctrica, enquanto que para 2010/2011, esta relação foi mais forte com os valores de produção de energia eléctrica, de entre os quais os valores de produção de PRE. Mais uma vez, verifica-se a importância crescente dos valores de PRE relativamente ao preço da energia eléctrica. No geral, os resultados obtidos destes testes foram de encontro aos resultados obtidos para a análise da correlação.

A ACP teve como objectivo transformar um conjunto inicial de variáveis, correlacionadas entre si, num novo conjunto com menor dimensão e composto por variáveis ortogonais (não correlacionadas), através do qual se conseguiu, para os dois casos, reduzir o conjunto inicial para um novo conjunto com menor dimensão. No entanto, o número de variáveis do novo conjunto foi distinto nos dois casos. Para o primeiro caso obteve-se um novo conjunto com um total de cinco CP, onde se conseguiu explicar um total de 92,86% da variância. Já no segundo caso, obteve-se um novo conjunto composto por oito CP, com um total de variância explicada de 92,94%. Com estes resultados, conseguiu-se obter uma distribuição concisa, da influência de cada variável em cada componente, garantido a ortogonalidade do novo conjunto de variáveis.

Posto isto, o segundo objectivo focou-se no desenvolvimento de um modelo de previsão, para o preço diário do preço de energia eléctrica, no MIBEL. Com este intuito, optou-se por usar os modelos FT. Realizando previsões para os primeiros trinta dias do mês de Outubro de 2011, obteve-se um modelo de previsão, usando os valores de PRE e de Consumo de energia eléctrica. Modelo este que validou todos os critérios de diagnóstico e avaliação mencionados neste trabalho, apresentando bons valores para os indicadores utilizadas, nomeadamente explicou, em média, cerca de 94% da variabilidade da variável endógena que é explicada pelo ajustamento do modelo. O facto de se ter obtido um modelo que permite prever o preço da energia eléctrica, usando para isso, os valores de PRE e de Consumo de energia eléctrica, é algo que vai

de encontro às conclusões obtidas para a análise inicial. Nesta constatou-se que cada vez mais, a produção por parte dos PRE tem um impacto importante na definição do preço da energia. Outro aspecto importante, é o facto de existir uma relação evidente, do ponto de vista do caso real, entre o preço da energia eléctrica e o Consumo de energia.

Em termos de erro de previsão, obtiveram-se erros médios de 1,87 €/MWh para o erro absoluto e -0,77% para o erro relativo médio. Considerando o valor absoluto dos erros, obtém-se um erro médio relativo (em módulo) de 3,48%.

Com o intuito de testar o modelo de previsão realizaram-se duas análises distintas. A primeira consistiu em realizar quatro possíveis cenários de previsão, sendo um deles o cenário em que se utiliza o modelo base. Para isso foram utilizados valores previstos das variáveis independentes. Com esta análise pretendeu-se verificar se o uso de valores previstos pode ou não prejudicar a qualidade de previsão do modelo. Concluiu-se que, efectivamente, a qualidade da previsão piora, principalmente quando se realizam previsões do preço da energia eléctrica usando valores previstos de PRE. Nestes casos, a previsão do preço da energia eléctrica piorou, cerca de, 123%. No entanto, este resultado tem em muito a ver com as características próprias da produção em regime especial. Estes tipos de tecnologias apresentam níveis de produção muito irregulares, pois estão sempre dependentes das condições climatéricas. Como a sucessão de valores reflecte estas irregularidades, existe uma grande dificuldade em conseguir um bom ajustamento do modelo e, conseqüentemente, obtêm-se valores de previstos mais distintos dos reais. O que é reforçado com a obtenção de um  $R^2$  de 0,368, revelando exactamente, uma capacidade de ajustamento muito reduzida. Quando se usou valores previstos de Consumo de energia eléctrica, este aspecto não se verificou. O facto de se ter obtido um modelo de previsão, para os valores do Consumo de energia eléctrica, com uma grande capacidade de ajustamento ( $R^2=0,925$ ), torna-se num ponto a favor deste modelo. Neste caso, a previsão piorou a sua qualidade em apenas 0,1%.

A segunda análise consistiu em estudar a resposta do modelo, em termos de previsão, após aplicar-se uma variação de 1% nas variáveis independentes. Com isto, verificou-se que o modelo apresenta uma resposta que vai de encontro ao caso real. Ao aumentar-se os valores do Consumo de energia eléctrica em 1%, verificou-se que os valores previstos do preço da energia eléctrica apresentaram, em termos médios, um aumento de 0,28%. Ou seja, o aumento do Consumo de energia eléctrica reflecte um aumento no preço da energia eléctrica. Por sua vez, quando se aumentou os valores de PRE em 1%, valores previstos do preço da energia eléctrica apresentaram um

comportamento distinto. Neste caso, os valores previstos do preço da energia eléctrica revelaram um decréscimo, em termos médios, de 0,14%. O que significa, que o aumento do nível de produção em regime especial, faz com que o preço da energia eléctrica baixe.

Numa perspectiva de trabalho futuro existem, neste trabalho, alguns aspectos a serem melhorados.

Segundo Sebastião e Oliveira (2008), o uso de um processo de factorização baseado na Análise de Componentes Independentes (ACI), tem-se revelado como uma melhor alternativa na reconstrução dos dados originais relativamente à ACP. Assim, com o propósito de verificar este aspecto, o uso de uma análise baseada em ACI pode ser um estudo interessante.

Outro aspecto a melhorar, diz respeito ao modelo usado na previsão dos valores de PRE. Efectivamente, este modelo revelou-se muito pouco eficiente, uma vez que a capacidade de ajustamento do mesmo foi muito reduzida. Neste sentido, a realização de um modelo de previsão, para os valores de PRE, abordando um método distinto do usado pode vir a ser alvo de um estudo futuro.





# Referências

---

Em seguida apresentam-se o conjunto de referências que serviram de base para a realização deste trabalho.



# Referências

Abeygunawardana et al. (2009) – Abeygunawardana, A.M.A.K., Bovo, C. e Berizzi, A., “Market power analysis in the Italian electricity market using a supply function equilibrium model”, em *IEEE Proc. of the 44<sup>th</sup> International Universities Power Engineering Conference*, pp. 1-5, de 1 a 4 de Setembro de 2009.

Abeygunawardana et al. (2010) – Abeygunawardana, A.M.A.K., Bovo, C. e Berizzi, A., “Implications of CO<sub>2</sub> prices on the generation capacity expansion in the Italian electricity market”, em *45<sup>th</sup> International Universities Power Engineering Conference*, pp. 1-6, de 31 de Agosto a 3 de Setembro de 2010.

Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica (2004). – Operador de Mercado Ibérico, pólo português (OMIP), “Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica” Outubro de 2004, acessado a 24/07/2012, em <http://omip.pt/LinkClick.aspx?fileticket=UGcVsY7FstQ%3d&tabid=104&mid=690&language=pt-PT>.

Andrianesis et al. (2010) – Andrianesis, P., Liberopoulos, G. e Biskas, P., “Impacto of emissions cost on the mid-term generation scheduling in the Greek electricity market”, em *7<sup>th</sup> Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion*, pp. 1-10, de 7 a 10 de Novembro de 2010.

Areekul et al. (2010) – Areekul, P., Senjyu, T., Toyama, H. e Yona, A., “A hybrid ARIMA and neural network model for short-term price forecasting in deregulated market”, em *IEEE Trans. Power Systems*, vol 25, is. 1, pp. 524-530, em Fevereiro de 2010.

Argus Media\_a (2011) – Argus Media, acessado a 1 de Dezembro de 2011, em <http://www.argusmedia.com/Methodology-and-Reference/Key-Benchmarks/API-2>.

Argus Media\_b (2011) – Argus Media, acessado a 1 de Dezembro de 2011, em <http://www.argusmedia.com/Petroleum/Crude/Argus-Crude>.

Azadeh et al. (2009) – Azadeh, A., Ghadrei, S.F.B. e Nokhandan, P., “One day-ahead price forecasting for electricity market of iran using combined time series and neural network model”, em *IEEE Proc. Workshop Hybrid Intelligent Models and Applications HIMA '09*, pp- 44-47, de 30 de Março a 2 de Abril de 2009.

Böhm (2008) – Böhm, D.C., “Electricity consumption and economic growth in the european union: a causality study using panel unit root and cointegration analysis”, em *IEEE – Proc. 5th International Conference on European. European Electricity Market EEM 2008.*, pp. 1-6, de 28 a 30 de Maio de 2008.

Borges (2008) – Borges, J., “MIBEL and the market splitting – 5<sup>th</sup> international conference on the european electricity market”, em *IEEE – Proc. 5th International Conference on European. European Electricity Market EEM 2008.*, pp. 1-5, de 28 a 30 de Maio de 2008.

Bowerman e O’Connel (1993) – Bowerman, B., e O’Connel, R., “Forecasting and time series” 3<sup>a</sup>edição, *Duxbury Press*, 1993.

Chen et al. (2011) – Chen, W., Zhu, S. e Lai, M., “Electric power consumption and economic growth in china: a panel cointegration analysis and causality test”, em *IEEE – Proc. 18<sup>th</sup> 2011 International Conference on Management Science & Engineering (ICMSE)*, pp. 1025-1031, de 13 a 15 de Setembro de 2011.

Chatfield e Collins (1980) – Chatfield, C. e Collins, A.J., “Introduction to Multivariate Analysis”, 1<sup>a</sup> edição, *Chapman & Hall*, 1980.

Conejo et al. (2004) – Conejo, A.J., Contreras, J., Contreras, R., e Plazas, M.A., “Forecasting electricity prices for a day-ahead pool-based electric energy market”, em *International Journal of Forecasting*, vol. 21, is. 3, pp. 435-462, de Julho a Setembro de 2005.

Conejo et al. (2005) – Conejo, A.J., Plazas, M.A., Espínola, R. e Molina, A.B., “Day-ahead electricity price forecasting using the wavelet transform and ARIMA models”, *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 20, is. 2, pp. 1035-1042, em Maio de 2005.

Contreras et al. (2003) – Contreras, J., Espínola, R., Nogales, F.J. e Conejo, A.J. (2003), “ARIMA models to predict next-day electricity prices”, *IEEE Trans. Power Systems*, vol 18, is. 3, pp. 1014-1020, em Agosto de 2003.

Directiva 96/92/CE – Jornal Oficial das Comunidades Europeias, “Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade”, Janeiro de 1997, acedido 2 de Maio de 2012, em <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1997:027:0020:0029:PT:PDF>.

Directiva 2003/54/CE – Jornal Oficial da União Europeia, “Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho de 2003 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 96/92/CE”, Julho de 2003, acedido 2 de Maio de 2012, em <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:176:0037:0037:PT:PDF>.

Directiva 2009/72/CE – Jornal Oficial da União Europeia, “Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de Julho de 2009 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 2003/54/CE”, Agosto de 2009, acedido 22 de Julho de 2012, em <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:176:0037:0037:PT:PDF>.

Dougherty (1990) – Dougherty, E. R., “Probability and Statistics for the engineering, computing, and physical sciences”, 1ª edição, *Prentice-Hall International, Inc*, 1990.

Dun-nan et al. (2009) – Dun-nan, L., Heng, X., Wang, H., “Quantitative analysis methods for electricity market”, em *International Conference on Management and Service Science*, pp. 1-4, de 20 a 22 de Setembro de 2009.

ERSE (2011) – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), “Estrutura Tarifária do Sector Eléctrico em 2012”, Dezembro de 2011, acessado a 2 de Maio de 2012, em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifas2012/Documents/Estrutura%20Tarif%C3%A1ria%20SE%202012%20%28FINAL-Dez2011%29.pdf>.

ERSE (2012) – Entidade Reguladora dos Serviços Eléctricos (ERSE), acessado a 5 de Maio de 2012, em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/mibel/construcaoesenvolvimento/Paginas/2005.aspx>.

Everitt e Dunn (2001) – Everitt, B.S. e Dunn, G., “Applied Multivariate Data Analysis”, 2ª edição, *Edições Arnold*, 2001.

Gianfreda e Grossi (2009) – Gianfreda, A., e Grossi, L., “Zonal price analysis of the Italian wholesale electricity market”, em 6<sup>th</sup> *International Conference - The European Electricity Market*, pp. 1-6, de 27 a 28 de Maio de 2009.

Gianfreda et al. (2010) – Gianfreda, A., Grossi, L. e Olivieri, D., “Volatility structures of the Italian market: an analysis of leverage and volume effects”, em 7<sup>th</sup> *International Conference - The European Electricity Market*, pp. 1-6, de 23 a 25 de Junho de 2010.

Guang et al. (2005) – Guang, L., Chen-Ching, L., Jacques, L., Massimo, G. e Andrea, V., “State-of-the-art of electricity price forecasting”, em *International Symposium CIGRE/IEEE PES*, pp. 110-119, em 7 Outubro de 2005.

Haghi e Tafreshi (2007) – Haghi, H.V. e Tafreshi, S.M.M., “Modeling and forecasting of energy prices using non-stationary markov models versus stationary hybrid models including a survey of all methods”, em *IEEE Canada – Electrical Power Conference*, , pp. 429-434, de 25 a 26 de Outubro de 2007.

Huisman e Kilic (2012) – Huisman, R. e Kilic, M., “A history of European electricity day-ahead prices”, em *Applied Economics*, pp. 2683-2693, a 20 de Abril de 2012.

Investopedia (2011) – Investopedia, acessado a 1 de Dezembro de 2011, em <http://www.investopedia.com/terms/c/cif.asp>.

Lagarto et al. (2010) – Lagarto, J., Sousa, J.A.M. e Martins, A. “The impact of the Iberian electricity market on the competitive behavior of generating companies using a conjectural variations approach”, em *7<sup>th</sup> International Conference - The European Electricity Market*, pp. 1-9, de 23 a 25 de Junho de 2010.

Lagarto et al. (2012) – Lagarto, J., Sousa, J.A.M., Martins, A. e Ferrão, P. “Price forecasting in the day-ahead Iberian electricity market using a conjectural variations ARIMA model”, em *9<sup>th</sup> International Conference - The European Electricity Market*, pp. 1-7, de 10 a 12 de Maio de 2012.

Lima et al. (2008) – Lima, J., Jerónimo, R. e Silva, T., “Impact of the renewable energy generation on the Iberian electricity market”, em *5<sup>th</sup> International Conference - The European Electricity Market*, pp. 1-6, de 28 a 30 de Maio de 2008.

Lo e Wu (2004) – Lo, K.L. e Wu, Y.K., “Analysis of relationships between hourly electricity price and load in deregulated real-time power markets”, em *IEE Proc. – Generation, Transmission and Distribution*, vol. 151, is. 4, pp. 441-452, em 11 de Julho de 2004.

Lopes (2002) – Lopes, J.A.P., “Integration of dispersed generation on distribution networks – impact studies”, em *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 323-328, 2002.

Marques et al. (2005) – Marques, V., Soares, I. e Fortunato, A., “Market power and market games: evidence from the Spanish electricity market”, em *International Conference on Future Power Systems*, pp. 1-6, a 18 de Novembro de 2005.

Martins (2009) – A.M., Martins, “Mercado Ibérico de electricidade – simulação de um modelo em concorrência perfeita”, Dezembro de 2009, acedido a 5 de Maio de 2012, em <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/53867/2/MAD%20%20ANDR%20MARTINS.pdf>.

Murteira (1993) – Murteira, B. J. F., Müller, D. A., Turkman, K. F., “Análise de Sucessões Cronológicas”, *1<sup>a</sup> edição, McGraw Hill*, 1993.

Nieuwenhout e Brand (2011) – Nieuwenhout, F. e Brand, A., “The impact of wind power on day-ahead electricity prices in the Netherlands”, em *8<sup>th</sup> International Conference - The European Electricity Market*, Florence , pp. 226-230, de 25 a 27 de Maio de 2011.

Nogales et al. (2002) – Nogales F.J., Contreras J., Conejo A.J. e Espínola R., “Forecasting next-day electricity prices by time series models”, em *IEEE Trans. Power Systems*, vol 17, is. 2, pp. 342-348, em Maio de 2002.

Nogales e Conejo (2005) – Nogales, F.J. e Conejo, A.J., “Electricity price forecasting through transfer function models”, em *Journal of the Operational Research Society*, vol. 57, pp. 350-356, em 18 de Maio 2005.

Nunes et al. (2008) – Nunes, C., Pacheco, A. e Silva, T., “Statistical models to predict electricity prices”, em *IEEE – Proc. 5th International Conference on European. European Electricity Market EEM 2008*, pp. 1-6, de 28 a 30 de Maio de 2008.

OMIP (2012) – Operador de Mercado Ibérico, pólo português (OMIP), acessido a 5 de Maio de 2012, em <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>.

Paiva (2005) – Paiva, J.P.S., “Redes de Energia Eléctrica uma análise sistémica”, 2<sup>a</sup> edição, *IST Press*, 2007.

Peña et al.(2001) – Peña, D., Tiao, G.C. e Tsay, R. S., “A Course in Time Series Analysis”, 1<sup>a</sup> edição, *John Wiley & Sons, Inc*, 2001.

Reis (2001) – Reis, E., “Estatística Multivariada Aplicada”, 2<sup>a</sup> edição, *Edições Sílabo*, 2001.

Reston-Filho et al. (2009) – Reston-Filho, J.C., Affonso, C.M. e Oliveira, R.C.L., “Pricing analysis in the Brazilian energy market: a decision tree approach” em *IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1-6, de 28 de Junho a 2 de Julho de 2009.

Sebastião e Oliveira (2008) – Sebastião, F. e Oliveira, I., “Estudo de séries temporais na análise em componentes principais e na análise em componentes independentes”, em *XVI Congresso Anual da SPE*, de 1 a 4 de Outubro de 2008.

Sousa (2005) – J.A.M. Sousa, “Integração de Mercado Liberalizados de Energia Eléctrica com Aplicações ao MIBEL”, Maio de 2005, acedido a 20 de Novembro de 2011, em [http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/jsousa/Doc/Tese\\_MIBEL\\_JSousa\\_2005.pdf](http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/jsousa/Doc/Tese_MIBEL_JSousa_2005.pdf).

Yaffee e McGee (2000) – Yaffee, R., McGee, M., “Introduction to Time Series Analysis and Forecasting with Applications of SAS and SPSS”, *1ª edição, Academic Press*, 2000.

A imagem presente na capa deste trabalho de dissertação foi retirada de “[novohamburgo.org](http://novohamburgo.org) :: portal de Novo Hamburgo”, <http://novohamburgo.org/site/assuntos/mercado-financeiro>, consultado em 1 de Dezembro de 2011.



# **Anexos**

---

Em seguida apresentam-se os quatro anexos deste trabalho de dissertação.



## Anexo I – Nível de significância da correlação

Os \* presentes na tabela 2.2, representam os índices de correlação de *Pearson* ( $r_{X,Y}$ ) que são significativos para um teste bilateral, tendo em conta um nível de significância de 0,05, ou seja,  $\alpha=0,05$ . Para isto, realiza-se um teste de hipótese, que no presente caso, têm como objectivo testar se realmente existe uma correlação linear significativa entre duas variáveis X e Y. De acordo com Dougherty (1990), formulam-se as seguintes hipóteses:

$$H_0 : \rho = 0 \quad (\text{i.i})$$

$$H_1 : \rho \neq 0 \quad (\text{i.ii})$$

onde:

- $\rho$  – representa o coeficiente populacional de correlação linear de *Pearson*;

Em seguida, aplica-se a estatística *t-student* que pode ser expressa como

$$t_b = \frac{r\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r^2}} \quad (\text{i.iii})$$

onde:

- $t_b$  – refere-se ao valor da estatística de teste;
- $r$  – corresponde à estimativa do coeficiente correlação linear de *Pearson*;
- $n$  – representa a dimensão da amostra.

Por forma a considerar que um determinado coeficiente de correlação é significativamente diferente de zero, ou seja, é significativo o valor de  $t_b$ , terá que estar compreendido entre determinados intervalos, uma vez que se trata de um teste bilateral. Neste sentido, tem-se em conta a seguinte condição (i.iv), designada por região crítica:

$$C = \left\{ t_b : t_b \leq -t_{\frac{\alpha}{2}} \vee t_b \geq t_{\frac{\alpha}{2}} \right\} \quad (\text{i.iv})$$

Como  $\alpha=0,05$ , então a região crítica fica:

$$C = \{t_b : t_b \leq -t_{0,025} \vee t_b \geq t_{0,025}\} \quad (\text{i.v})$$

Assim, rejeita-se a hipótese nula (i.i) caso o valor de  $t_b$  esteja compreendido entre os intervalos apresentados em (i.v) e considera-se que o coeficiente de correlação é significativamente diferente de zero. Por forma a conhecer-se os valores destes mesmos intervalos, consulta-se uma tabela de distribuição *t-Student* tendo em consideração o valor de  $\frac{\alpha}{2}$  e o tamanho da amostra  $n$ .

A identificação de quais os coeficientes de correlação que são significativamente diferentes de zero, foi feita a partir do *software* SPSS.

## Anexo II – Expressão do modelo de previsão

Neste anexo pretende-se apresentar um conjunto de passos, de modo a ser-se possível obter a expressão matemática do modelo de previsão.

Os modelos FT constituem um conjunto vastos de modelos, incluindo os modelos ARIMA univariados. Através dos parâmetros obtidos para o modelo FT (tabela II.i), é possível retirar a expressão do modelo de previsão. Segundo a informação disponível pelo *software*, consegue-se descrever a relação entre a sucessão dependente e as sucessões independentes a partir da expressão (ii.i)

$$\Delta Y_t = \mu + \sum_{i=1}^k \frac{Num_i}{Den_i} \Delta L^{b_i} f_i(X_{i,t}) + \frac{MA}{AR} n_t \quad (\text{ii. i})$$

onde:

- $Y_t$  – representa a sucessão independente;
- $X_{i,t}$  – representam as sucessões dependentes;
- $\Delta$  – são os operadores de diferenciação  $\Delta = (1-L)^d(1-L^S)^D$ ;
- $\mu$  – é o termo constante;
- $L$  – é o operador *lag*;
- $b_i$  – representa um valor de atraso (*delay*);
- $n_t$  – é a sucessão de ruído branco, normalmente distribuída, com média nula e variância  $\sigma^2$ .

Existe um conjunto de características bastantes próprias para estes modelos, nomeadamente:

- A sucessão dependente e as sucessões independentes podem ser alvo de uma transformação inicial por forma a estabilizar a variância, obtendo-se assim uma sucessão estacionária em média e em variância. As transformações possíveis são as transformações por diferenciação, logarítmicas e raiz quadrada;
- Assume-se que as sucessões independentes são conhecidas. Os respectivos numeradores ( $Num_i$ ) e denominadores ( $Den_i$ ), dos polinómios de defasagem, representam-se pelas expressões (ii.ii) e (ii.iii), respectivamente:

$$Num_i = (\omega_{i,0} - \omega_{i,1}L - \dots - \omega_{i,u}L^u)(1 - \gamma_{i,1}L^S - \dots - \gamma_{i,v}L^{vS})L^b \quad (ii.ii)$$

$$Den_i = (1 - \delta_{i,1}L - \dots - \delta_{i,g}L^g)(1 - \varphi_{i,1}L^S - \dots - \varphi_{i,h}L^{hS}) \quad (ii.iii)$$

onde:

- $\omega_{i,u}$ ,  $\gamma_{i,v}$ ,  $\delta_{i,g}$  e  $\varphi_{i,h}$  – são os valores estimados para os respectivos polinómios de defasagem;
- $u$ ,  $v$ ,  $g$  e  $h$  – representam a ordem dos respectivos operadores *lag*;
- $S$  – corresponde ao período de sazonalidade;
- $MA$  – representa os polinómios de médias móveis, não sazonais e sazonais, e obtém-se a partir da expressão (ii.iv):

$$MA = \theta_q(L)\Theta_Q(L^S) \quad (ii.iv)$$

sendo os polinómios sazonais e não sazonais, representados pelas expressões (ii.v) e (ii.vi), respectivamente:

$$\theta_q(L) = 1 - \theta_1L - \theta_2L^2 - \dots - \theta_qL^q \quad (ii.v)$$

$$\Theta_Q(L^S) = 1 - \Theta_1L^S - \Theta_2L^{2S} - \dots - \Theta_QL^{QS} \quad (ii.vi)$$

- $AR$  – representa os polinómios auto regressivos, não sazonais e sazonais, e obtém-se a partir da expressão (ii.vii):

$$AR = \varphi_p(L)\Phi_P(L^S) \quad (ii.vii)$$

sendo os polinómios sazonais e não sazonais, representados pelas expressões (ii.viii) e (ii. ix), respectivamente:

$$\varphi_p(L) = 1 - \varphi_1L - \varphi_2L^2 - \dots - \varphi_pL^p \quad (ii.viii)$$

$$\Phi_P(L^S) = 1 - \Phi_1L^S - \Phi_2L^{2S} - \dots - \Phi_PL^{PS} \quad (ii.ix)$$

Utilizando as funcionalidades do *software*, obteve-se um modelo FT com os seguintes parâmetros (tabela II.i).

**Tabela II.i – Parâmetros do modelo FT**

Sucessões	Transformação	Processo	Lag	Valor estimado	p-value
Preço	Sem transformação	Diferenciação		1	
		MA	1	0,422910	0
			4	0,156521	0,003
Consumo	Sem transformação	Diferenciação		1	
		Numerador	0	0,624043	0
			1	0,284425	0
			2	-0,633885	0
		Denominador	1	0,510505	0
PRE	Sem transformação	Diferenciação		1	
		Numerador	0	-3,270848	0

Tal como mencionado anteriormente, a expressão do modelo de previsão, pode ser retirada, através dos parâmetros do modelo obtido (tabela II.i). Em seguida apresentam-se um conjunto de cálculos auxiliares, que permitem obter a expressão final do modelo de previsão.

**Preço:**

$$Diferenciação = 1 - L$$

**Consumo:**

$$Diferenciação = 1 - L$$

$$Numerador = 0,624043 - 0,284425L + 0,633885L^2$$

$$Denominador = 1 - 0,510505L + 0,968641L^2$$

**PRE:**

$$Diferenciação = 1 - L$$

$$Numerador = -3,270848$$

**MA:**

$$MA = 1 - 0,422910L - 0,156521L^4$$

Assim, é possível escrever a expressão do modelo, começando pela expressão (ii.x).

$$(1-L)Y_t = (-3,270848)(1-L)P_t + \left( \frac{0,624043 - 0,284425L + 0,633885L^2}{1 - 0,510505L + 0,968641L^2} \right) (1-L)C_t \quad (\text{ii.x})$$

$$+ (1 - 0,422910L - 0,156521L^4) n_t$$

Trabalhando (ii.x), obtém-se a expressão final para o modelo (ii.xi).

$$a_0 Y_t = (a_1 L + a_2 L^2 + a_3 L^3) Y_t + (b_0 + b_1 L + b_2 L^2 + b_3 L^3) P_t \quad (\text{ii.xi})$$

$$+ (c_0 + c_1 L + c_2 L^2 + c_3 L^3) C_t + (r_0 + r_1 L + r_2 L^2 + r_3 L^3 + r_4 L^4 + r_5 L^5 + r_6 L^6) n_t$$

onde:

- $Y_t$  – representa o preço da energia eléctrica;
- $P_t$  – representa a produção em regime especial (PRE);
- $C_t$  – representa o consumo de energia eléctrica;
- $n_t$  – representa o erro ou resíduos do modelo;
- $a_0 \dots a_3$  – representam os coeficientes da função transferência que relativos ao preço da energia eléctrica, cujos valores são:  $a_0 = 1$ ,  $a_1 = 1,51$ ,  $a_2 = -1,48$  e  $a_3 = 0,99$ ;
- $b_0 \dots b_3$  – representam os coeficientes da função transferência que relacionam o preço da energia eléctrica com a PRE, cujos valores são:  $b_0 = -3,27$ ,  $b_1 = 4,94$ ,  $b_2 = -4,84$  e  $b_3 = 3,17$ ;
- $c_0 \dots c_3$  – representam os coeficientes da função transferência que relacionam o preço da energia eléctrica com o Consumo de energia eléctrica, cujos valores são:  $c_0 = 0,62$ ,  $c_1 = -0,34$ ,  $c_2 = -0,92$  e  $c_3 = 0,63$ ;
- $r_0 \dots r_6$  – representam os coeficientes da função transferência que relacionam o preço da energia eléctrica com o erro ou resíduos, cujos valores são:  $r_0 = 1$ ,  $r_1 = -0,94$ ,  $r_2 = 1,19$ ,  $r_3 = -0,42$ ,  $r_4 = -0,16$ ,  $r_5 = 0,08$  e  $r_6 = -0,15$ .

## Anexo III – Resultados dos cenários de previsão

Neste anexo apresentam-se nas tabelas III.i e III.ii os valores previstos para o preço da energia eléctrica e os erros absolutos para cada cenário  $P^0$ ,  $P^1$ ,  $P^2$  e  $P^3$ , respectivamente.

**Tabela III.i** – Valores previstos do preço da energia eléctrica para os diferentes cenários de previsão

<b>Dia</b>	<b>P<sub>obs</sub></b> [MW/h]	<b>P<sup>0</sup></b> [MW/h]	<b>P<sup>1</sup></b> [MW/h]	<b>P<sup>2</sup></b> [MW/h]	<b>P<sup>3</sup></b> [MW/h]
01-10-2011	55,38	55,88	56,38	55,98	56,48
02-10-2011	52,71	56,61	55,27	56,69	55,35
03-10-2011	61,52	62,46	59,04	62,45	59,03
04-10-2011	63,27	61,90	59,44	61,95	59,50
05-10-2011	59,54	62,06	59,25	62,58	59,77
06-10-2011	61,19	61,42	59,81	61,51	59,90
07-10-2011	54,96	56,66	60,47	56,86	60,68
08-10-2011	49,28	52,22	57,35	51,58	56,72
09-10-2011	46,40	53,73	55,43	53,16	54,86
10-10-2011	61,10	60,39	58,66	60,66	58,93
11-10-2011	64,61	62,70	59,38	62,91	59,59
12-10-2011	60,55	60,62	57,15	63,39	59,92
13-10-2011	61,86	61,69	58,92	62,07	59,30
14-10-2011	63,91	63,28	59,61	63,43	59,76
15-10-2011	57,44	57,87	56,59	57,33	56,05
16-10-2011	55,96	57,42	55,22	57,32	55,12
17-10-2011	64,42	60,97	58,77	61,06	58,86
18-10-2011	64,19	62,00	58,52	62,78	59,29
19-10-2011	60,78	59,60	58,85	60,14	59,39
20-10-2011	56,24	56,82	59,51	56,72	59,41
21-10-2011	61,62	62,03	60,62	61,69	60,28
22-10-2011	57,56	57,16	56,79	56,82	56,44
23-10-2011	41,53	46,96	54,29	47,22	54,55
24-10-2011	52,83	51,22	58,55	51,16	58,50
25-10-2011	54,97	54,07	58,49	54,67	59,10
26-10-2011	53,62	49,83	59,13	50,24	59,55
27-10-2011	48,68	51,73	58,78	51,98	59,04
28-10-2011	62,88	60,30	59,39	60,37	59,45
29-10-2011	63,07	59,37	55,90	59,09	55,63
30-10-2011	59,65	59,69	55,12	59,24	54,68

**Tabela III.ii** – Erros absolutos para os diferentes cenários de previsão

<b>Dia</b>	<b>E<sub>ap0</sub></b> <b>[€/MWh]</b>	<b>E<sub>ap1</sub></b> <b>[€/MWh]</b>	<b>E<sub>ap2</sub></b> <b>[€/MWh]</b>	<b>E<sub>ap3</sub></b> <b>[€/MWh]</b>
01-10-2011	0,51	1,00	0,61	1,10
02-10-2011	3,90	2,56	3,97	2,63
03-10-2011	0,94	2,48	0,93	2,49
04-10-2011	1,38	3,83	1,32	3,78
05-10-2011	2,52	0,29	3,04	0,23
06-10-2011	0,23	1,38	0,32	1,29
07-10-2011	1,70	5,52	1,91	5,72
08-10-2011	2,95	8,08	2,31	7,44
09-10-2011	7,33	9,03	6,76	8,46
10-10-2011	0,70	2,44	0,44	2,17
11-10-2011	1,91	5,23	1,70	5,02
12-10-2011	0,07	3,40	2,84	0,63
13-10-2011	0,16	2,94	0,22	2,56
14-10-2011	0,63	4,30	0,48	4,15
15-10-2011	0,42	0,85	0,12	1,39
16-10-2011	1,46	0,75	1,35	0,85
17-10-2011	3,46	5,66	3,36	5,56
18-10-2011	2,19	5,67	1,42	4,90
19-10-2011	1,18	1,93	0,64	1,39
20-10-2011	0,58	3,27	0,48	3,18
21-10-2011	0,41	1,00	0,07	1,34
22-10-2011	0,40	0,77	0,74	1,12
23-10-2011	5,43	12,76	5,69	13,02
24-10-2011	1,61	5,72	1,67	5,67
25-10-2011	0,91	3,52	0,30	4,13
26-10-2011	3,79	5,51	3,36	5,93
27-10-2011	3,05	10,10	3,30	10,36
28-10-2011	2,58	3,50	2,52	3,44
29-10-2011	3,70	7,16	3,98	7,44
30-10-2011	0,03	4,53	0,42	4,98
<b>Média</b>	1,87	4,17	1,88	4,08

## Anexo IV – Resultados das análises de sensibilidade

Neste anexo apresentam-se nas tabelas IV.i e IV.ii os valores previstos para o preço da energia eléctrica e as variações relativas para as análises de sensibilidade P<sup>4</sup> e P<sup>5</sup>, respectivamente.

**Tabela IV.i** – Valores previstos do preço para as diferentes análises de sensibilidade

<b>Dia</b>	<b>P<sup>0</sup></b> <b>[€/MWh]</b>	<b>P<sup>4</sup></b> <b>[€/MWh]</b>	<b>P<sup>5</sup></b> <b>[€/MWh]</b>
01-10-2011	55,88	55,80	56,02
02-10-2011	56,61	56,55	56,74
03-10-2011	62,46	62,42	62,64
04-10-2011	61,90	61,84	62,08
05-10-2011	62,06	62,01	62,23
06-10-2011	61,42	61,36	61,59
07-10-2011	56,66	56,54	56,83
08-10-2011	52,22	52,09	52,38
09-10-2011	53,73	53,63	53,87
10-10-2011	60,39	60,33	60,56
11-10-2011	62,70	62,65	62,87
12-10-2011	60,62	60,58	60,78
13-10-2011	61,69	61,64	61,87
14-10-2011	63,28	63,23	63,45
15-10-2011	57,87	57,80	58,01
16-10-2011	57,42	57,36	57,55
17-10-2011	60,97	60,91	61,14
18-10-2011	62,00	61,96	62,18
19-10-2011	59,60	59,53	59,77
20-10-2011	56,82	56,71	56,98
21-10-2011	62,03	61,96	62,20
22-10-2011	57,16	57,09	57,31
23-10-2011	46,96	46,81	47,09
24-10-2011	51,22	51,07	51,39
25-10-2011	54,07	53,94	54,23
26-10-2011	49,83	49,66	50,00
27-10-2011	51,73	51,58	51,90
28-10-2011	60,30	60,23	60,47
29-10-2011	59,37	59,32	59,51
30-10-2011	59,69	59,65	59,81

**Tabela IV.ii** – Variação relativa de previsão para as diferentes análises de sensibilidade

<b>Dia</b>	<b>V<sub>rp4</sub> [%]</b>	<b>V<sub>rp5</sub> [%]</b>
01-10-2011	-0,16	0,25
02-10-2011	-0,12	0,23
03-10-2011	-0,07	0,29
04-10-2011	-0,09	0,30
05-10-2011	-0,08	0,28
06-10-2011	-0,10	0,28
07-10-2011	-0,20	0,30
08-10-2011	-0,25	0,31
09-10-2011	-0,18	0,26
10-10-2011	-0,10	0,27
11-10-2011	-0,07	0,27
12-10-2011	-0,07	0,25
13-10-2011	-0,08	0,29
14-10-2011	-0,07	0,27
15-10-2011	-0,12	0,25
16-10-2011	-0,10	0,22
17-10-2011	-0,10	0,28
18-10-2011	-0,07	0,28
19-10-2011	-0,12	0,29
20-10-2011	-0,18	0,30
21-10-2011	-0,10	0,27
22-10-2011	-0,13	0,26
23-10-2011	-0,33	0,28
24-10-2011	-0,30	0,32
25-10-2011	-0,23	0,30
26-10-2011	-0,35	0,34
27-10-2011	-0,29	0,34
28-10-2011	-0,12	0,28
29-10-2011	-0,08	0,24
30-10-2011	-0,06	0,21
<b>Média</b>	0,14	0,28