



FEP **FACULDADE DE ECONOMIA**
UNIVERSIDADE DO PORTO

Mercado Ibérico de Electricidade
Simulação de um Modelo em Concorrência Perfeita

André Moreira Martins

Licenciado em Engenharia Electrotécnica e Computadores – Ramo de Energia
pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos
do programa do curso de
Mestrado em Análise de Dados e Sistemas de Apoio à Decisão

Porto, Dezembro 2009

Dissertação realizada sob a supervisão de

Doutor Jorge Manuel Correia Pereira
Professor Auxiliar

Faculdade de Economia da Universidade do Porto

Resumo

Nesta dissertação é apresentado um novo modelo para o problema de Escalonamento de Grupos das Centrais e de Despacho num Sistema Eléctrico de Energia, utilizado para simular o Mercado Ibérico de Electricidade.

Ao longo do texto é apresentado o enquadramento e reestruturação do sector eléctrico português e espanhol, que evoluíram para um mercado de electricidade, o MIBEL, que faz parte de uma iniciativa da União Europeia que pretende incentivar a criação de mercados regionais, tendo em vista um posterior alargamento para um mercado europeu de energia.

Continua-se com a descrição do modelo desenvolvido, principais características e considerações que pretendem adequar o modelo implementado à realidade e actualidade. São apresentadas as equações consideradas e discutidos os vários parâmetros do modelo, cujo impacto pretende ser estudado.

Por fim, os benefícios introduzidos pelo MIBEL, bem como o seu funcionamento, que tira partido do conjunto natural de complementaridades existentes nos dois sistemas eléctricos da Península Ibérica, são estudados através de simulação. Os resultados obtidos são comparados a estudos feitos por outros autores, e é feito um resumo das conclusões mais relevantes.

Abstract

In this dissertation is presented a new model for the Unit Commitment and Dispatch problems in Electric Energy Systems, used to simulate the Iberian Electricity Market.

It is presented the basic framework and restructuring of the Portuguese and Spanish electric sector, that evolve to an electricity market, MIBEL, that integrates an European Union initiative to encourage regional markets, foreseeing enlargement to an European energy market.

It continues with the developed model description, main characteristics and concerns that suit the implemented model to reality and actuality. The model equations are presented as several parameters, whose change is evaluated.

At last, the benefits introduced by MIBEL, as well as its functioning, that takes part of natural complementarities existing in both countries of Iberian Peninsula, are studied through simulation process. The attained results are compared with other author's work, and the main conclusions are summarized.

Palavras-Chave

Sistemas Eléctricos

Redes de Energia Eléctrica

Mercados de Electricidade

Preços de Carbono

Programação Inteira Não-Linear

Simulação

Keywords

Electric Systems

Electrical Energy Networks

Electricity Markets,

Carbon Prices

Mixed Integer Non-linear Programming

Simulation

Agradecimentos

Agradeço especialmente ao meu orientador, Doutor Jorge Pereira, a confiança, o acompanhamento e a colaboração com as ideias inovadoras prestadas durante a realização desta dissertação, que contribuíram, de uma forma ou de outra, para os resultados obtidos no presente trabalho.

Agradeço também à minha mãe, Maria de Fátima Moreira, pessoa a quem dedico esta dissertação, tudo o que fez por mim até hoje e a insistência necessária para me fazer acabar o trabalho apresentado.

Aos meus amigos, aqueles que sabem para quem se refere este parágrafo e cujos nomes não se torna necessário mencionar, um profundo e grande agradecimento pelo tempo dedicado, pela compreensão prestada e pelos conselhos dados que tanto me ajudaram na realização desta dissertação.

Desejo ainda expressar os meus agradecimentos a todas as pessoas que contribuíram directa ou indirectamente para a realização deste trabalho. Em especial, o apoio dos meus colegas do INESC Porto que foi imensamente apreciado.

***“Try not. Do.
Or do not.
There is no try.”***

*“The Will of the Force – Teachings”,
by Master YODA*

Índice

Lista de Figuras	xiii
Lista de tabelas	xiv
Lista de Símbolos e Abreviaturas	xvii
1 Introdução.....	1
1.1 Considerações Gerais.....	1
1.2 Motivação para a Escolha do Tema	3
1.3 Organização do texto	5
2 Reestruturação do Sector Eléctrico	7
2.1 Forças de mudança.....	9
2.2 Liberalização do Sector Eléctrico	14
2.2.1 Um Modelo Desagregado.....	17
2.3 Regulação do Sector Eléctrico	20
3 Reestruturação na Península Ibérica	25
3.1 Sector Eléctrico em Portugal	25
3.2 Sector Eléctrico em Espanha	29
3.3 MIBEL	33
3.3.1 Modelo Organizativo.....	35
3.3.2 Funcionamento do Mercado.....	37
3.3.3 Operação e Gestão do Sistema	40
4 Estado da Arte	43

5	Descrição do Modelo	55
6	Estrutura do Mercado Ibérico de Electricidade	61
6.1	Centrais Eléctricas de Geração Instaladas em Portugal e Espanha	61
6.2	Descrição da Rede Eléctrica da Península Ibérica	65
6.3	Cenários de Carga	69
7	Resultados Obtidos Através de Simulações com o Modelo	71
7.1	Efeitos do Preço das Licenças de CO ₂ na Ordem de Mérito das Tecnologias Usadas para Gerar Energia Eléctrica	71
7.2	Impacto das Restrições da Rede Eléctrica.....	74
7.3	Impacto da Procura.....	78
7.4	Determinantes do Lucro das Empresas	83
7.5	Transferência de Carga.....	94
7.6	Emissões de CO ₂	100
8	Conclusões	105
	Bibliografia	108

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Um modelo desagregado do sector eléctrico	18
Figura 2.2 – Algoritmo de determinação um despacho puramente económico.	19
Figura 3.1 – Organização do Sistema Eléctrico Nacional.	26
Figura 3.2 – Sequência de actividades no mercado de electricidade espanhol.	31
Figura 3.3 – Modelo de Operação do Mercado	33
Figura 3.4 – Modelo de Mercado em vigor para o MIBEL.....	38
Figura 6.1 – Equivalente de Rede da Península Ibérica.	66
Figura 7.1 – Impacto do Preço das Licenças de CO ₂ no Custo Marginal de Geração das Tecnologias.....	72
Figura 7.2 – Diagrama de Geração para um D.P.M. (C1), sem Restrições de Capacidade de Transporte.	74
Figura 7.3 – Diagrama de Geração para um D.P.M. (C1), com Restrições de Capacidade de Transporte.	75
Figura 7.4 – Diagrama de Geração para um D.P.M. (C2), sem Restrições de Capacidade de Transporte.	79
Figura 7.5 – Diagrama de Geração para um D.P.M. (C2), com α de 20% para Transferência de Carga.....	95
Figura 7.6 – Emissões de CO ₂ para um D.P.M. (C1), Não Considerando as Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.....	101
Figura 7.7 – Emissões de CO ₂ para um D.P.M. (C1), Considerando as Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.....	102
Figura 7.8 – Total de Emissões de CO ₂ de Portugal e Espanha para um D.P.M. (C1), Considerando as Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.....	103

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Mudanças introduzidas pela reestruturação do sector eléctrico.....	13
Tabela 6.1 – Capacidade Instalada no Sistema Electroprodutor de Portugal e Espanha (em MW).....	62
Tabela 6.2 – Parâmetros Usados para Caracterizar os Grupos Geradores.....	63
Tabela 6.3 – Capacidade Instalada em Portugal e Espanha por Proprietário (em MW).....	64
Tabela 6.4 – Districtos de Portugal e Provincias de Espanha Pertencentes a cada Nó do Equivalente de Rede.....	66
Tabela 6.5 – Características de cada Linha do Equivalente de Rede.....	67
Tabela 6.6 – Capacidade Instalada em cada Nó do Equivalente de Rede.	68
Tabela 6.7 – Capacidade Instalada das Empresas em cada Nó do Equivalente de Rede.....	68
Tabela 6.8 – Valor da Procura (em MW) para cada Período de Três Horas.	70
Tabela 7.1 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao Longo do Dia para um D.P.M. (C1), sem Restrições de Capacidade de Transporte.	75
Tabela 7.2 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao Longo do Dia para um D.P.M. (C1), com Restrições de Capacidade de Transporte.	76
Tabela 7.3 – Trânsito nas Linhas de Transporte da Rede Eléctrica (em MW.h) ao Longo do Dia para um D.P.M. (C1), sem Restrições de Capacidade de Transporte.	76
Tabela 7.4 – Trânsito nas Linhas de Transporte da Rede Eléctrica (em MW.h) ao Longo do Dia para um D.P.M. (C1), com Restrições de Capacidade de Transporte.	77
Tabela 7.5 – Total de Energia Gerada Através de Centrais Térmicas, para um D.P.M. (C1).	77
Tabela 7.6 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao Longo do Dia para um D.P.M. (C2), sem Restrições de Capacidade de Transporte.	79
Tabela 7.7 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao Longo do Dia para um D.P.M. (C2), com Restrições de Capacidade de Transporte.	80
Tabela 7.8 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao longo do Dia para um D.E.P., sem Restrições de Capacidade de Transporte.....	82
Tabela 7.9 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao longo do Dia para um D.E.P., com Restrições de Capacidade de Transporte.	82
Tabela 7.10 – Total de Energia Gerada Através de Centrais Térmicas, para um D.E.P.....	83
Tabela 7.11 – Geração das Empresas que Actuam no MIBEL por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um preço das licenças de 15 €/tCO ₂ eq sem Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.....	84

Tabela 7.12 – Geração das Empresas que Actuam no MIBEL por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um preço das licenças de 40 €/tCO ₂ eq sem Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.	85
Tabela 7.13 – Geração das Empresas que Actuam no MIBEL por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um preço das licenças de 50 €/tCO ₂ eq sem Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.	85
Tabela 7.14 – Lucros (em M €) Obtidos pelas Empresas que Actuam no MIBEL, Não Considerando as Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.....	86
Tabela 7.15 – Geração das Empresas que Actuam em Separado em Portugal (P.) e Espanha (E.) por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um D.P.M. (C1).	88
Tabela 7.16 – Geração das Empresas que Actuam em Separado em Portugal (P.) e Espanha (E.) por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um D.E.P.....	89
Tabela 7.17 – Lucros (em M €) Obtidos pelas Empresas a Actuar no Sector Eléctrico Português (P.) e Espanhol (E.).....	91
Tabela 7.18 – Geração das Empresas que Actuam no MIBEL por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um preço das licenças de 15 €/tCO ₂ eq com Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.	91
Tabela 7.19 – Geração das Empresas que Actuam no MIBEL por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um preço das licenças de 40 €/tCO ₂ eq com Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.	92
Tabela 7.20 – Geração das Empresas que Actuam no MIBEL por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um preço das licenças de 50 €/tCO ₂ eq com Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.	92
Tabela 7.21 – Lucros (em M €) Obtidos pelas Empresas que Actuam no MIBEL, Considerando as Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.....	93
Tabela 7.22 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao longo do Dia, com α de 10% para Transferência de Carga.	96
Tabela 7.23 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao longo do Dia, com α de 20% para Transferência de Carga.	96
Tabela 7.24 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao longo do Dia, com α de 30% para Transferência de Carga.	97
Tabela 7.25 – Trânsito nas Linhas de Transporte da Rede Eléctrica (em MW.h) ao longo do Dia, com α de 0% para Transferência de Carga.	97

Tabela 7.26 – Trânsito nas Linhas de Transporte da Rede Eléctrica (em MW.h) ao longo do Dia, com α de 10% para Transferência de Carga.....	97
Tabela 7.27 – Trânsito nas Linhas de Transporte da Rede Eléctrica (em MW.h) ao longo do Dia, com α de 20% para Transferência de Carga.....	98
Tabela 7.28 – Trânsito nas Linhas de Transporte da Rede Eléctrica (em MW.h) ao longo do Dia, com α de 30% para Transferência de Carga.....	98
Tabela 7.29 – Coeficiente de Utilização das Linhas da Rede Eléctrica, para os Diferentes α Simulados.....	99
Tabela 7.30 – Lucros Obtidos face a Custos de Geração incorridos pelas Empresas que Actuam no MIBEL, para os Diferentes α Simulados.	100

Lista de Símbolos e Abreviaturas

Nomenclatura do Modelo

Índices

g	centrais consideradas no modelo
t	períodos de tempo considerados para um dia no modelo
f	combustível e tipo de tecnologia das centrais consideradas no modelo
w	empresas consideradas no modelo
n	nós do equivalente de rede considerado para a Península Ibérica
l	linhas do equivalente de rede considerado para a Península Ibérica

Variáveis

π	custo de operação global do Sistema Eléctrico
MC_f	custo marginal mais elevado dentre as centrais em serviço, calculado através do combustível “ f ” da respectiva tecnologia
$GO_{g,t}$	despacho das centrais “ g ”, para os períodos de tempo “ t ”
$OS_{g,t}$	estado de operação centrais “ g ”, para os períodos de tempo “ t ”
$LF_{l,t}$	trânsito de potência na linha “ l ”, para os períodos de tempo “ t ”
$PI_{n,t}$	potência injectada no nó “ n ”, para os períodos de tempo “ t ”
$S_{l,n}$	matriz de sensibilidades que deriva o trânsito de potência da linha “ l ”, de acordo com a potência injectada no nó “ n ”

Parâmetros

SuC_g	custo de arranque da central “ g ”
SdC_g	custo de paragem da central “ g ”

FC_f	custo do combustível “ f ”
CO_2P	preço das licenças de CO_2
EF_f	factor de emissão da tecnologia que queima o combustível “ f ”
TE_f	eficiência térmica da tecnologia que queima o combustível “ f ”
G_g^{Max}	capacidade instalada da central “ g ”
G_g^{min}	mínimo de geração técnico da central “ g ”
H_f^{Max}	número máximo de horas que uma central de tecnologia “ f ” pode produzir num dia
$D_{n,t}$	procura do nó “ n ”, para os períodos de tempo “ t ”
LC_l^{Max}	capacidade de transporte da linha “ l ”

Símbolos

$F_{i,k}$	trânsito de potência linha que liga o nó i ao nó k
$A_{i,k}$	matriz de sensibilidades que deriva o trânsito de potência em cada linha que liga o nó i ao nó k
θ_i	fase de tensão no nó i
θ_k	fase de tensão no nó k
$X_{i,k}$	reactância da linha que liga o nó i ao nó k
$Z'_{i,j}$	impedância da linha liga o nó i ao nó j , para derivar o trânsito da linha que liga o nó i ao nó k de acordo com a potência injectada no nó j (não pode ser o nó de referência)
P_j	potência injectada no nó j

Abreviaturas

AC	– <i>Alternate Current</i> (Corrente Alternada)
CAE	– Contrato de Aquisição de Energia
CMEC	– Custos de Manutenção de Equilíbrio Contratual
CO ₂	– Dióxido de Carbono
CTC	– Custos de Transição para a Concorrência
DC	– <i>Direct Current</i> (Corrente Contínua)
D.E.P.	– Dia Elevado de Procura
D.P.M.	– Dia de Procura Médio
EDP	– Electricidade de Portugal
ERSE	– Entidade Reguladora do Sector Eléctrico
MCE	– Mecanismo de Comércio de Emissões
MIBEL	– Mercado Ibérico de Electricidade
MIE	– Mercado Interno da Electricidade
ML	– Mercado Liberalizado
MR	– Mercado Regulado
OM	– Operador de Mercado
OMI	– Operador de Mercado Ibérico
OMIE	– Operador de Mercado Ibérico, pólo Espanhol
OMIP	– Operador de Mercado Ibérico, pólo Português
OS	– Operador de Sistema
REN	– Rede Eléctrica Nacional
RNT	– Rede Nacional de Transporte
SA	– Serviços Auxiliares
SCUC	– <i>Security Constrained Unit Commitment</i>
SEN	– Sistema Eléctrico Nacional

TUGS – Tarifas de Uso Global do Sistema

TUR – Tarifas de Uso das Redes

UC – *Unit Commitment*

1 Introdução

1.1 Considerações Gerais

A energia eléctrica, mais concretamente a electricidade que é consumida por todo o mundo, devido ao facto de ser muito versátil, fácil de controlar, estar acessível nos mais diversos locais e ser uma forma de energia localmente limpa que se pode utilizar de forma imediata, apresenta hoje em dia uma infinidade de usos. Este tipo de energia tornou-se, desta forma, um bem de consumo essencial no dia a dia das diferentes sociedades que reflecte a qualidade de vida das mesmas, bem como o seu bom funcionamento.

Este tipo de energia apresenta, no entanto, propriedades muito próprias que tornam este produto num bem de consumo com características muito peculiares. Isto porque, na actualidade, não é possível ainda o armazenamento de energia eléctrica. A este facto, associa-se o facto do transporte da energia eléctrica se processar à velocidade da luz, não sendo possível definir um caminho específico para levar a electricidade aos diversos consumidores, visto que as redes eléctricas são cada vez mais emalhadas e dado que este tipo de energia flui nas linhas e noutros componentes eléctricos de acordo com as leis da física (leis de Kirchhoff) ao contrario de outros bens que se transportam por estradas ou condutas [1]. Ou seja, a electricidade é produzida consoante as necessidades dos diversos consumidores e é consumida ao mesmo tempo que se processa a sua produção. Tudo isto leva a que a comercialização da energia eléctrica, num contexto liberalizado onde impera a competição, não possa estar apenas sujeita às leis de mercado, sendo também necessário incluir-se as restrições técnicas que advêm das leis da física.

Até há relativamente poucos anos atrás, o sector eléctrico nos mais diversos países encontrava-se genericamente organizado em torno de um conjunto de empresas verticalmente integradas, maioritariamente de propriedade estatal, responsáveis pela produção, transporte e distribuição de energia eléctrica aos consumidores das respectivas áreas de influência, de acordo com tarifas fixadas, em muitos casos, por intervenção directa dos governos. Este modelo de integração vertical permitiu o desenvolvimento de centrais produtoras, bem como o desenvolvimento de redes de transporte e distribuição de grande porte sob o argumento da existência de economias de escala. Ao mesmo tempo, permitiu aos poderes públicos

implementar políticas de natureza estratégica e social, como a uniformidade tarifária, a electrificação rural e o aproveitamento de recursos endógenos [2].

As forças de mudança deste tipo de regime de exploração da energia eléctrica surgiram a partir dos finais da década de setenta, após o primeiro grande choque petrolífero, onde este modelo organizacional tradicional começou a ser posto em causa com a criação da figura do produtor independente e com a obrigação das empresas tradicionais verticalmente integradas de adquirirem a energia por eles produzida. Foi, porém, já no início da década de noventa que este processo de reestruturação do sector eléctrico sentiu mudanças significativas de natureza estrutural e regulamentar [3]. São mudanças que apontam no sentido do estabelecimento de um mercado de electricidade competitivo, baseado nas leis de oferta e procura, em detrimento do regime monopolista característico dos sistemas de energia conhecidos há décadas. A consequente reestruturação do sector eléctrico tem vindo a convergir no sentido da desintegração vertical das diversas empresas associadas à produção e comercialização de energia eléctrica.

A liberalização do sector eléctrico trouxe, desta forma, mudanças ao nível da estrutura verticalmente integrada do diverso tipo de empresas envolvidas na produção, distribuição e comercialização da energia eléctrica. Esta liberalização do sector eléctrico passa pela criação e desenvolvimento de mercados de electricidade em concorrência perfeita, e de um sistema de regulação independente, visto que é mantido um regime de monopólio na área de transmissão e distribuição de energia eléctrica. As actividades de transporte e de distribuição são áreas onde estão implícitos monopólios naturais onde muito dificilmente se poderá proceder à sua desregularização. Enquanto actividades como a produção e a comercialização de energia eléctrica não só se podem desenvolver em ambiente competitivo como há argumentos fundamentados que deste tipo de exploração do sector eléctrico advém uma maior eficiência, preços mais baixos e maior qualidade de serviço [4].

Em ambiente competitivo, que passa pela integração de mercados de electricidade na exploração do sector eléctrico, o preço da electricidade deixa de ser formado com base em métodos próprios da regulação, isto é, o preço da electricidade deixa de ser estabelecido por processos de tarifação com base em custos médios, incrementais ou marginais, passando a ser definido por mecanismos de mercado. Com este tipo de exploração do sector eléctrico em ambiente competitivo, pretende-se aumentar o bem-estar dos diversos tipos de consumidores deste bem.

Devido a esta nova concepção do negócio da electricidade, a exploração e o planeamento dos sistemas de energia eléctrica assumem uma dimensão diferente. Cada empresa de produção decide quando e quanto produzir, bem como gerir a água nas suas albufeiras e os planos de manutenção das suas centrais. As decisões de investimento em novas centrais de produção não são tomadas centralmente por nenhuma entidade ou empresa responsável pela garantia do fornecimento de energia, mas sim por investidores privados que consideram que o seu investimento será rentável, não sendo estes investidores os responsáveis pela garantia do fornecimento de energia eléctrica global [1]. Assim, a abertura de determinadas actividades do sector eléctrico à concorrência desloca decisões críticas, até então da responsabilidade dos respectivos governos, para o mercado. Desta forma, utilizando uma exploração do sector eléctrico em regime de mercado devidamente implementado e regulado advêm melhorias de eficiência da produção de electricidade, alocação económica de recursos, preços mais reduzidos para os consumidores, melhor alocação de risco e estímulo ao crescimento económico.

Apesar deste processo se desenrolar há cerca de duas décadas, não se chegou contudo ainda a um consenso universal e inequívoco sobre o modelo mais adequado para a estrutura do sector eléctrico [2]. Assume, desta forma, especial importância a realização de estudos que aprofundem o conhecimento obtido sobre os processos de reestruturação dos principais mercados de electricidade europeus, analisando as suas estruturas, regras de actividade e algoritmos de funcionamento, com especial ênfase para o mercado de electricidade espanhol tendo em vista o início do funcionamento do Mercado Ibérico da Electricidade (MIBEL). A aquisição de conhecimentos numa área emergente, estratégica e fundamental dos sistemas de energia eléctrica nesta nova organização como é a exploração e funcionamento das redes eléctricas num ambiente de reestruturação, cada vez mais marcado pela internacionalização dos mercados, constitui ainda uma motivação acrescida para o estudo deste tema.

1.2 Motivação para a Escolha do Tema

A reestruturação do sector eléctrico, que se tem vindo a verificar em muitas economias do mundo, aponta no sentido do estabelecimento de mercados de electricidade que favorecem o funcionamento competitivo das actividades de produção e comercialização. Aponta também no sentido da introdução de incentivos regulatórios nas actividades sujeitas a monopólio natural, como é o caso do transporte e distribuição de energia eléctrica.

No entanto, através da evolução histórica no campo de mercados de electricidade, faz-se notar os bons resultados alcançados por alguns dos mercados mais recentes e mais evoluídos, como é o caso do mercado de electricidade espanhol. O modelo implementado em Espanha parece querer indicar que uma boa solução reside numa estrutura de mercado mista que contemple mercados spot de electricidade, mercados a prazo e financeiros, e mercados de livre contratação bilateral.

Contrariamente às incertezas do passado, hoje em dia são evidentes e consensuais os benefícios derivados da criação de mercados regionais, da cooperação entre Operadores de Mercado (OM) e de Operadores de Sistema (OS) limítrofes na segurança e coordenação de operação das redes e da ampliação das interligações num cenário de progressivo alargamento geográfico, em que cada vez mais as interligações se justificam menos por aspectos relacionados com a segurança e estabilidade dos sistemas e mais por razões puramente comerciais.

Por outro lado, as redes eléctricas são regidas pelas leis da física (leis de Kirchhoff) que não se compadecem com as regras de mercado. Como tal, o problema de fornecimento de energia eléctrica deve ser visto separadamente em duas vertentes. Assim, o modelo a desenvolver tem como principal objectivo ilustrar o funcionamento dos mercados de electricidade nas vertentes económica e técnica.

Neste contexto, e numa fase inovadora para o sector eléctrico português em que se deu o início do funcionamento do MIBEL, procura-se com este trabalho enunciar de algum modo as boas e más experiências de alguns mercados de electricidade, nomeadamente, o mercado de electricidade espanhol, para que assim seja possível compreender o MIBEL em toda a sua dimensão, bem como o seu possível desempenho futuro.

No contexto deste trabalho, faz-se também notar a ratificação do Protocolo de Quioto por parte de ambos os países integrantes do MIBEL. O protocolo estimula os países signatários a cooperarem entre si, através de algumas acções básicas. Estas acções passam por ser: reformar o sector da energia, à semelhança do sector dos transportes; promover o uso racional de energia; promover a utilização de fontes energéticas renováveis; eliminar mecanismos financeiros e de mercado inapropriados aos fins da Convenção; proteger florestas e outros sugadouros de carbono. Todas estas acções têm em vista a redução das emissões de

dióxido de carbono (CO_2) para a atmosfera, de forma a minimizar o impacto ambiental da evolução económica e tecnológica das sociedades.

Ainda no âmbito da ratificação do Protocolo de Quioto, tanto Portugal como Espanha impuseram metas para a produção de energia eléctrica através de fontes renováveis. Este facto está directamente ligado aos efeitos surtidos nos preços finais da electricidade. É, portanto, uma motivação acrescida para a realização de estudos e simulações na área de mercados de electricidade.

Por fim, refere-se que apesar de duas décadas de experiência, os mercados de electricidade podem revelar-se insatisfatórios se as suas estruturas, regras de actividade ou algoritmos de funcionamento, de algum modo, distorcerem as regras básicas e essenciais do bom funcionamento dos mercados. Como tal, é necessário desenvolver estruturas, regras e algoritmos para os mercados de electricidade, que ainda hoje continuam a sofrer de uma clara ausência de sinais inequívocos e universais de optimalidade.

Esta mesma razão revela-se como uma motivação acrescida para a escolha do tema a abordar, visto que investigação na área de desenvolvimento de modelos para simulação de mercados de electricidade é, na actualidade, um tópico de estudo de especial interesse, já que não existe um conhecimento muito aprofundado sobre a matéria.

1.3 Organização do texto

A metodologia desenvolvida para formular e implementar um modelo em concorrência perfeita para simular o comportamento do MIBEL encontra-se descrita ao longo de 8 capítulos.

No segundo capítulo apresentam-se as evoluções do sector eléctrico a nível global. Descreve-se o processo de reestruturação, e apresentam-se as principais forças de mudança e razões de índole económica e tecnológica que impulsionaram a liberalização do sector. O capítulo também refere a importância da regulação no sector eléctrico.

No terceiro capítulo apresenta-se a reestruturação na Península Ibérica. Descreve-se as principais características do sector eléctrico português e espanhol, e faz-se especial referência ao MIBEL (descrevendo o modelo organizativo, o funcionamento do mercado e os aspectos

de operação e gestão do sistema) devido à relevância que assume na actualidade para o sector eléctrico ibérico.

No quarto capítulo apresenta-se o estado da arte. Apresentam-se as principais referências sobre o tema abordado, descreve-se o trabalho de vários autores e foca-se as que foram mais relevantes no âmbito do trabalho.

No quinto capítulo descreve-se o modelo desenvolvido e implementado. Apresentam-se as equações do modelo com as razões de índole económica e técnica por detrás da formulação.

No sexto capítulo parametriza-se o modelo implementado do MIBEL, faz-se uma descrição detalhada das centrais eléctricas de geração consideradas e respectivas características, apresenta-se o modelo equivalente para rede eléctrica e caracterizam-se os diferentes cenários de procura para dias típicos.

No sétimo capítulo descreve-se a metodologia de simulação utilizada. Apresentam-se os vários aspectos que se pretende analisar, descreve-se a forma efectuada para avaliar o seu impacto, e apresenta-se os resultados obtidos através do procedimento seguido.

No oitavo capítulo apresentam-se algumas conclusões. Apresentam-se ainda, as perspectivas de trabalho futuro para o modelo apresentado.

2 Reestruturação do Sector Eléctrico

O sector eléctrico a nível global tem sofrido evoluções, no sentido de introduzir concorrência neste sector, que tradicionalmente era considerado como um monopólio natural. As razões invocadas para manter as empresas eléctricas como empresas concessionárias monopolistas eram alicerçadas no carácter estratégico e na natureza de serviço público do fornecimento de energia eléctrica.

A ideia que o sector eléctrico é inerentemente um monopólio natural deriva de argumentos que consideram o sector eléctrico uma área de actividade onde está presente uma economia de escala ao nível da produção, que, em teoria, tem como consequência o facto de uma empresa única conseguir servir o mercado a preços mais baixos que múltiplas empresas a competirem entre si [2].

Outro dos principais argumentos que suportam a ideia do sector eléctrico ser um monopólio natural deriva da necessidade de evitar a duplicação local das redes eléctricas, devido à ineficiência e avultados custos associados a este tipo de procedimento. Por outro lado, o elemento físico decisivo para a remoção do carácter monopolista da produção de electricidade é a própria rede eléctrica, que permite substituir produção por importação [5].

Antes da reestruturação, o sector eléctrico estava verticalmente integrado de forma a otimizar o seu funcionamento, o que significa que uma empresa prestava os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia eléctrica aos diversos consumidores [6].

Esta estrutura monopolista tem vindo a ser alterada desde o final da década de setenta. A reestruturação do sector eléctrico assenta na conversão de um monopólio natural num mercado concorrencial, possibilitando a liberdade de escolha do fornecedor de energia eléctrica por parte dos consumidores. Em diversos países e áreas geográficas, a reestruturação do sector eléctrico iniciou-se com o estabelecimento de mercados grossistas que permitiram modificar a forma tradicional de relacionamento entre entidades produtoras e grandes consumidores ou empresas distribuidoras.

De um ponto de vista teórico, têm-se procurado criar novas formas de organização para os mercados eléctricos. Em todas elas procura-se separar o produto electricidade dos serviços associados ao transporte e distribuição deste mesmo bem. Com o aprofundamento de todo o

processo de reestruturação, que levou à desagregação do sector eléctrico em várias áreas de actividade, surgiram novas empresas prestadoras de diversos tipos de serviços que não possuem quaisquer activos em termos de redes de transporte e distribuição de energia eléctrica [3].

No âmbito da reestruturação, ao nível das redes eléctricas, está cada vez mais presente um interesse acrescido na monitorização da qualidade e continuidade de serviço prestada, de forma a fornecer serviços adicionais a determinados consumidores numa base opcional e cobrar por esses mesmos serviços. Por exemplo, a competição ao nível da distribuição pode basear-se na qualidade e continuidade de serviço prestada [7].

A abordagem das empresas geradoras na reestruturação do sector para mercados de electricidade vai ditar o falhanço ou sucesso da desagregação do sector eléctrico. Caso a reestruturação não seja efectuada de forma correcta, a consequência será uma perda significativa de dinheiro, visto que não se poderá recuperar os elevados custos inerentes a todo este processo [6].

O desempenho de um sector eléctrico em ambiente de mercado é medido através do benefício social que advém para a sociedade. O benefício social representa a diferença entre a vontade da sociedade pagar pela energia e o preço a que esta se encontra disponível [8]. Por esta mesma razão, pode considerar-se que o principal objectivo de um sector eléctrico em ambiente de mercado é o de diminuir o preço da energia eléctrica. A crença é que mercados competitivos levarão a uma geração de energia eléctrica mais eficiente, onde as inovações tecnológicas assumem especial relevância, o que contribui para o objectivo fundamental de tornar os preços de electricidade mais baixos para os consumidores.

A fiabilidade do sistema eléctrico de energia e o preço final de electricidade para os consumidores são os factores chave que irão determinar o falhanço ou sucesso de todo o processo de reestruturação. O desafio de fornecer uma nação com energia eléctrica de forma viável, com elevada qualidade a um preço razoável está no centro das preocupações da economia dessa nação. Por esta mesma razão, em todo o mundo, o sector eléctrico está em mudança para um ambiente liberalizado [8].

2.1 Forças de mudança

Desde que a electricidade foi introduzida às massas, as companhias de electricidade pertenciam ao estado e operavam sob a forma de entidade verticalmente integrada. A empresa pública era a entidade responsável por assegurar as funções técnicas: de geração, de transmissão, de distribuição e de operação de sistema; bem como as funções de mercado: de comercialização e de entrega ao consumidor [9].

Actualmente, assiste-se a mudanças significativas de natureza estrutural e regulamentar no sector eléctrico. São mudanças que apontam no sentido do estabelecimento de um mercado de electricidade competitivo, baseado nas leis de oferta e procura, em detrimento do regime monopolista característico dos sistemas de energia conhecidos há décadas [10].

As companhias de electricidade operavam como organizações não lucrativas, que dependiam de financiamento público para a manutenção e desenvolvimento das suas infra-estruturas. Devido ao funcionamento do sector eléctrico em regime de monopólio que se vivia na altura, existia a opinião que as companhias de electricidade estavam sobre dimensionadas e operavam de forma ineficiente. Desta forma, os mercados de electricidade surgem para promover a competitividade e contrariar o crescimento excessivo de custos no sector. Pode ser questionado se tal medida trouxe, de facto, reduções de custos ao nível da produção e entrega de electricidade. No entanto, levou a um processo de reestruturação e desagregação de todo o sector eléctrico [11].

A indústria dos sistemas de energia eléctrica sofreu significativas transformações nas últimas quatro décadas. Até aos anos 70, o sector eléctrico vivia aquilo se pode considerar e denominar como um período dourado. Isto porque, as cargas, que estão intrinsecamente ligadas ao consumo de energia eléctrica, eram facilmente previsíveis e apresentavam uma taxa de crescimento anual elevada. Aliado a este facto tinha-se um custo associado às infra-estruturas necessárias para o desenvolvimento das redes eléctricas que não se alterava ao longo dos anos, devido à taxa de inflação reduzida típica deste período.

Era também característico da época o reduzido custo dos combustíveis e sucessivos progressos na tecnologia para a produção, transmissão e distribuição de energia eléctrica, que permitiam custos operacionais relativamente diminutos. Todos estes aspectos proporcionaram a implementação de uma economia de escala no sector eléctrico.

No entanto, nos anos 70 deu-se uma alteração profunda do ambiente económico vivido na altura. A crise energética de 1973, na sequência do primeiro choque petrolífero, e a sua repercussão sobre os custos operacionais geraram preocupações e atitudes de cariz económico, até aí não consideradas relevantes [1]. Depois do choque petrolífero de 1973 desenvolveram-se conjunturas económicas caracterizadas pela existência de elevadas taxas de inflação e de juro, que contribuíram para criar um ambiente económico mais volátil.

Desde então, o consumo de diversas formas de energia começou a apresentar comportamentos mais erráticos em diversos países, o que levou a que fossem desenvolvidas campanhas intensas de sensibilização das opiniões públicas para as vantagens e a necessidade de se adoptarem políticas de diversificação e de redução do consumo de energia face à nova estrutura de custos e dentro de uma perspectiva económica saudável.

Em paralelo com este ambiente economicamente desfavorável e prejudicial para actividades de capital intensivo, a partir dos anos 80 diversas actividades económicas, muitas delas relacionadas com serviços de índole social à semelhança do fornecimento de energia eléctrica, começaram a ser liberalizadas [3]. Assistia-se, portanto, ao fim da economia de escala nos mais diversos sectores.

A partir de meio dos anos 80, o sector eléctrico sofreu por todo o mundo um período crítico de rápidas mudanças na forma de produzir, transmitir e distribuir electricidade aos mais diversos consumidores. A necessidade de uma maior eficiência ao nível da geração e entrega deste mesmo bem levou à privatização, reestruturação e finalmente à desagregação do sector eléctrico de energia em diversos países [12].

O conjunto de razões que caracterizam as forças de mudança que levaram à reestruturação do sector eléctrico foi: reformas políticas, falhas da regulação, tarifas elevadas, insuficiência administrativa e a crise económica global [4].

No entanto, o sector eléctrico permaneceu imune aos ventos de mudança até aos anos 90. A partir desta data, a reestruturação do sector eléctrico tornou-se um movimento que conheceu um desenvolvimento mais acelerado e generalizado devido a um conjunto de razões que possibilitaram a dinâmica de reestruturação de uma forma mais intensa.

O aparecimento de novas políticas regulatórias que forçam a separação das companhias verticalmente integradas, prática tradicional em diversas áreas de actividade até então, foi

uma das principais razões que levou à reestruturação do sector eléctrico. Deste modo, foram criadas as circunstâncias que permitem o aparecimento de competição em alguns segmentos do sector eléctrico. Surgem também, desta forma, as condições necessárias que permitem a identificação transparente dos custos dos diferentes segmentos do sector, eliminando assim a possibilidade de ocorrência de subsídio cruzada [13].

Outra das principais forças que motivam todo o processo de reestruturação do sector eléctrico são as evoluções tecnológicas. Os grandes avanços conseguidos no planeamento e operação das redes eléctricas, mercê da utilização intensiva de equipamento informático de última geração e do *software* mais evoluído, contribuíram decisivamente para tornar aquelas infra-estruturas mais eficientes e fiáveis [5]. Por exemplo, a evolução ao nível das telecomunicações e dos meios computacionais, que permitem e tornam viáveis estratégias de automação e de supervisão e controlo em tempo real das redes eléctricas. Esta possibilidade de acompanhamento em tempo real da exploração das redes eléctricas demonstra-se crucial para manter a segurança e a fiabilidade de operação das mesmas, assegurando-lhes determinados níveis de qualidade e continuidade de serviço. O acompanhamento em tempo real da exploração das redes eléctricas revelou-se, também, muito importante no que respeita a razões de controlo para a regulação de índole tarifária.

Surge, ainda, a disponibilidade do gás natural em algumas áreas geográficas em quantidade e preço muito atractivos. Este facto, aliado aos avanços tecnológicos realizados na construção de centrais eléctricas de ciclo combinado a gás natural, a par do curto espaço de tempo necessário para a construção deste tipo de tecnologia, leva a que o sector eléctrico disponha de uma forma de investimento no sector que apresenta prazos curtos de amortização. Por esta mesma razão, em paralelo com o sector eléctrico, o sector do gás também tem acompanhado o processo de reestruturação. Este paralelismo decorre do facto de a electricidade e o gás constituírem até certo ponto duas fontes energéticas concorrentes, para além do facto das centrais eléctricas de ciclo combinado a gás natural assegurarem uma boa parcela do consumo de gás em diferentes países.

Além das razões apresentadas, surge também uma maior dificuldade na previsão de cargas e uma preocupação acrescida com as questões ambientais. A consciência social e ambiental reflecte a progressiva vontade de reduzir a construção de centrais nucleares e grandes térmicas e na adopção de programas de encerramento de centrais deste tipo, visto que estas centrais são potenciais fontes de poluição. Esta nova consciência tem favorecido

claramente o surgimento de soluções de menor dimensão e possuindo um carácter mais distribuído. Levou também à motivação de ser criada uma nova legislação que tende a incentivar a utilização mais eficiente e racional da energia, bem como ao aproveitamento de energias renováveis e dos recursos endógenos [1].

Associado a este facto, a existência de experiências de mercado em vários países reflecte a possibilidade de obter reduções tarifárias, o que torna todo este movimento de reestruturação uma mais-valia para todos os consumidores.

Toda a dinâmica da economia apresentada levou a que mais investidores pretendessem actuar no sector eléctrico, visto que fornece um serviço de primeira necessidade e se revela muito atractivo. Como tal, a partir dos anos 90, o processo de reestruturação do sector eléctrico acelerou-se de forma rápida, assistindo-se hoje à progressiva formação de mercados transnacionais.

No contexto da criação de um mercado único europeu, a Comissão Europeia tomou a iniciativa de dinamizar o processo de liberalização do sector eléctrico publicando a Directiva 96/92/CE de 19 de Dezembro de 1996 – Mercado Interno de Electricidade (MIE). A Comissão constatou, por um lado, que as empresas concessionárias monopolistas abusavam da posição dominante e exibiam muitas ineficiências cujos custos eram suportados pelos consumidores finais. Por outro lado, as transacções entre as diversas empresas eram relativamente reduzidas, o que indiciava protecção e ia ao arrepio da criação de um mercado único de bens e serviços.

O MIE visa promover a competitividade e eliminar as barreiras às transacções comerciais transfronteiriças, assegurando que os consumidores possam escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica. A energia eléctrica deverá, tanto quanto possível, circular entre Estados-membros tão facilmente como circula em cada um deles [1].

No que respeita a Portugal, mais propriamente dito à Península Ibérica, o movimento integrador entre os sectores eléctricos de Portugal e Espanha é cada vez mais forte após a concretização do acordo para a criação do MIBEL (o protocolo de colaboração entre os dois países foi assinado em 14 de Novembro de 2001).

As principais mudanças que se verificaram nos últimos anos são resumidas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Mudanças introduzidas pela reestruturação do sector eléctrico.

Passado	Presente / Futuro
Regime de monopólio;	Mercados competitivos;
Empresas verticalmente integradas;	Desagregação do sector eléctrico;
Permitia a existência de subsídio cruzada;	Indicadores do preço de electricidade “eficientes”, que desencorajam a subsídio cruzada;
Custos de geração na base de planeamento e operação do sistema eléctrico;	Indicadores do preço de electricidade na base de planeamento e operação do sistema eléctrico;
Preço da electricidade permitia a recuperação dos custos de investimento e exploração;	Preço da electricidade é ditado pelo mercado;
Tarificação baseada em custos médios;	Tarificação em tempo real;
Todas as cargas são alimentadas;	É possível o deslastre de carga, devido a factores económicos;
(procura inelástica)	(procura elástica)
Minimização de custos;	Maximização de lucros;
Solução matemática única;	Grande número de estratégias de operação;
(problema de optimização)	(problema de decisão)

Pode-se, portanto, concluir que no sector eléctrico estão a decorrer muitas mudanças ao nível do funcionamento tradicional conhecido devido a um processo de reestruturação. Acredita-se veementemente que o processo de reestruturação vai ter um impacto profundo e implicações ao nível das tecnologias utilizadas na geração de energia eléctrica, bem como ao nível do planeamento e operação do sistema eléctrico [14].

Por outro lado, a política ambiental tem vindo progressivamente a condicionar fortemente o sector energético. Assiste-se a uma crescente pressão para a internalização dos custos ambientais resultantes da produção e consumo da energia, tendo a integração da vertente ambiental passado a ser um dos objectivos da política energética. Neste contexto, a eficiência energética assume importância crucial, quer a nível da produção quer do consumo. A emissão de CO₂ (resultante da queima de combustíveis fósseis) para a atmosfera é apontada como principal responsável pelo aquecimento da Terra, sendo substancial a quota-parte da

produção de energia eléctrica neste processo. Daqui resulta o actual interesse no aproveitamento das fontes renováveis e da cogeração [5].

Todas as razões levam a que seja reconhecido o interesse global de encorajar a eficiência dos sistemas de energia eléctrica, já o tipo de organização do sector está longe de ser consensual. Enquanto para uns, a natureza específica da actividade se adapta bem a uma organização monopolística, para outros, pelo contrário, seria vantajoso caminhar no sentido de uma reestruturação e de um maior apoio nos mecanismos de mercado [10].

2.2 Liberalização do Sector Eléctrico

A liberalização do sector eléctrico foi levada a cabo devido a razões de índole económica, bem como devido a razões de índole tecnológica. A maior parte dos países tinham empresas que operavam em todas as áreas de actividade do sector eléctrico numa área geográfica fixa. No entanto, a eficiência do regime monopolista vivido foi posta em causa por muitos economistas. Como tal, a liberalização do sector eléctrico tem sido a tendência económica em muitos países do mundo [15].

De um ponto de vista económico, constatou-se que centrais eléctricas a funcionarem em regime de monopólio não tinham o incentivo para operarem de forma eficiente. Consequentemente, foi sugerido que a introdução de concorrência iria melhorar os custos de investimento e operação destas centrais, resultando num aumento do bem-estar social e preços de electricidade mais baixos [16].

Desta forma, para o sucesso da reestruturação do sector eléctrico foi necessário modificar de forma significativa as práticas tradicionais conhecidas. Como tal, para garantir o sucesso deste movimento, foram apresentados novos conceitos que iriam revolucionar todo o sector eléctrico.

Devido à forma em que o sector eléctrico se encontrava organizado, existia o paradigma da electricidade ser produzida por centrais de grande capacidade e transportada para os centros de consumo através da rede eléctrica. Esta é uma característica típica de um sector verticalmente integrado que com a desagregação tende a desaparecer. Com a introdução de competição no sector eléctrico o paradigma descrito vai mudar, visto que a electricidade tende a ser produzida mais próxima dos centros de consumo [17].

O principal objectivo da reestruturação e liberalização do sector eléctrico é introduzir competitividade no sector. Todo este processo, assente em novos conceitos que determinam a desverticalização das empresas tradicionais, é feito com o objectivo de incorporar mecanismos de competição nas diferentes áreas de actividade como a produção, o transporte e a distribuição de energia eléctrica. Associado a este facto, pretende-se também alargar os mecanismos competitivos aos clientes finais.

O processo de liberalização originou o aparecimento de novos agentes em cada um dos diferentes segmentos de actividade, contribuindo desta forma para o aumento de concorrência no sector, e concedeu aos consumidores um papel muito mais activo, visto que têm a possibilidade de escolher a entidade fornecedora dos serviços que pretendem [3].

O aprofundamento do processo de liberalização do sector eléctrico leva a que, ao longo dos anos, haja uma diminuição progressiva dos limiares de elegibilidade¹. Desta forma, este movimento de reestruturação leva a que as entidades consumidoras tendam a ter acesso directo ao mercado e à separação entre as actividades de distribuição (ligadas à exploração), actividades de manutenção e expansão das redes eléctricas (ligadas a custos e investimento), e as actividades de comercialização (ligadas ao relacionamento comercial com os clientes finais).

A possibilidade dos consumidores finais poderem escolher os fornecedores de energia eléctrica foi trazida através da redução dos limiares de elegibilidade, já descrito anteriormente, ou pela introdução do conceito de revendedor desagregado sem quaisquer activos na distribuição. Em ambos os casos, era muito claro desde o início que as condições de acesso às redes eléctricas eram um aspecto crucial para o desenvolvimento de mercados de electricidade.

A necessidade de transformar as condições de acesso às redes transparentes e justas para todos os consumidores finais levou, numa primeira fase, à desagregação de empresas verticalmente integradas de forma a separar a actividade de geração da actividade de transmissão e do sector de distribuição [18].

Esta separação clara entre a actividade de geração e a de transmissão, numa segunda fase, foi aplicada ao sector de distribuição. Neste caso, a actividade de exploração das redes

¹ O conceito de elegibilidade corresponde a um mecanismo de limitação, destinado a tornar mais gradual a transição de um ambiente tradicional para um ambiente de mercado.

de distribuição foi desacoplada da actividade de retalho, o que levou à criação de companhias de comercialização que não possuem activos nem são responsáveis pela operação, manutenção ou expansão das redes eléctricas de distribuição. É da responsabilidade da comercialização fazer propostas de compra grossistas no mercado e vender electricidade ao consumidor final.

Como a liberalização do sector eléctrico levou a que surgissem entidades que detêm activos na actividade de transporte de energia eléctrica, bem como entidades que detêm activos na actividade de distribuição de energia eléctrica responsáveis pela operação, manutenção e expansão das redes, é necessário remunerar este tipo de actividades através de Tarifas de Uso das Redes (TUR). No entanto, apesar do acesso às redes eléctricas e respectiva tarifação ser regulada, existe uma necessidade crescente da remuneração das redes estar sujeita a conceitos de mercado. Idealmente, os preços de mercado dariam incentivos económicos correctos e facilitariam a operação física das redes [19].

Isto significa que, ao nível da transmissão e distribuição de energia eléctrica a situação actual é muito idêntica. Em ambos os casos, os serviços e a actividade de exploração das redes são fornecidos em regime de monopólio natural numa determinada área geográfica. Esta evolução organizacional do sector de electricidade implica a necessidade de regular as companhias encarregues da transmissão e distribuição de energia eléctrica, visto que estas áreas de actividade não se encontram sujeitas à competição [18].

Com o processo de liberalização, o sector eléctrico sofreu grandes mudanças. Afastou-se de um regime de monopólio verticalmente integrado e, hoje em dia, pode ser visto como um sector que fornece vários serviços ao nível da geração, transmissão e distribuição de energia eléctrica.

A separação económica e de serviços em várias áreas de actividade levou a que o mecanismo convencional de planeamento e operação do sistema eléctrico, que era baseado em custos de geração, mudasse para um mecanismo de planeamento e operação baseado em indicadores do preço de electricidade [20].

O valor acrescentado da liberalização é uma característica comum que se verifica a nível mundial onde o sector se encontra assente num regime de mercado, apesar de diferentes países optarem por diferentes modelos para a organização do mercado [19].

2.2.1 Um Modelo Desagregado

No novo ambiente, as práticas são muito diferentes daquilo a que os agentes que actuam no sector eléctrico estavam acostumados numa indústria verticalmente integrada. Como tal, ainda existem problemas técnicos e legais que têm de ser resolvidos para que a transição da indústria seja bem sucedida [21].

A par desta situação, as redes eléctricas são cruciais para os modelos de mercados de electricidade porque apresentam grandes economias de escala e têm de estar interligadas de forma a maximizar a eficiência das trocas entre dois pontos distintos do sistema [19]. Ou seja, por razões de índole económica e também ambiental, como por exemplo a inviabilidade da multiplicação das redes eléctricas na mesma área geográfica, as redes eléctricas são exploradas em regime de monopólio natural dentro de regiões bem definidas.

A liberalização do sector eléctrico, ao nível da produção, caracterizou-se por uma reestruturação horizontal da indústria que levou à criação de diversas empresas. Desta forma, foram criadas novas empresas produtoras de energia eléctrica e reorganizadas as já existentes para que existisse concorrência no sector, garantida pelo facto das empresas resultantes de todo o processo de reestruturação não assumirem uma posição dominante.

Ao nível da distribuição surgiu o conceito de comercialização. Este conceito resulta da separação jurídica entre actividades de exploração, manutenção e expansão das redes eléctricas, por um lado, e actividades de relacionamento comercial com os clientes finais, por outro. Este facto foi de especial importância, visto que o correcto funcionamento de um qualquer mercado organizado de electricidade requer a separação jurídica e contabilística entre as actividades liberalizadas (produção e comercialização) cujos preços se estabelecem segundo critérios de mercado, e as actividades reguladas exercidas em regime de monopólio natural (distribuição, transporte, gestão comercial das redes, operação do sistema e operação do mercado) para as quais existem tarifas reguladas. De outra forma, poderiam ocorrer situações de subsidiação cruzada e de conflito de interesses, actuando negativamente na confiança dos agentes e degradando a eficiência do mercado [2].

Desta forma, e de acordo com os conceitos apresentados, são criadas novas estruturas empresariais decorrentes do processo de desverticalização das empresas tradicionais, bem como mecanismos de coordenação e de regulação independentes.

O alargamento dos mecanismos competitivos, desde a produção até aos clientes finais, provoca a separação entre as actividades associadas à exploração, expansão e manutenção das redes eléctricas, e as actividades associadas à comercialização de energia eléctrica [3].

Deste modo, a liberalização do sector eléctrico levou à criação de diversos modelos para o funcionamento do sector eléctrico, baseados numa estrutura desagregada em que participam diversos agentes. Um modelo baseado numa estrutura desagregada para o funcionamento do sector eléctrico (apresentado na Figura 2.1) implica a existência de concorrência entre as diversas actividades do sector. E as actividades que se encontram nas extremidades do modelo são aquelas onde existe uma maior competitividade.

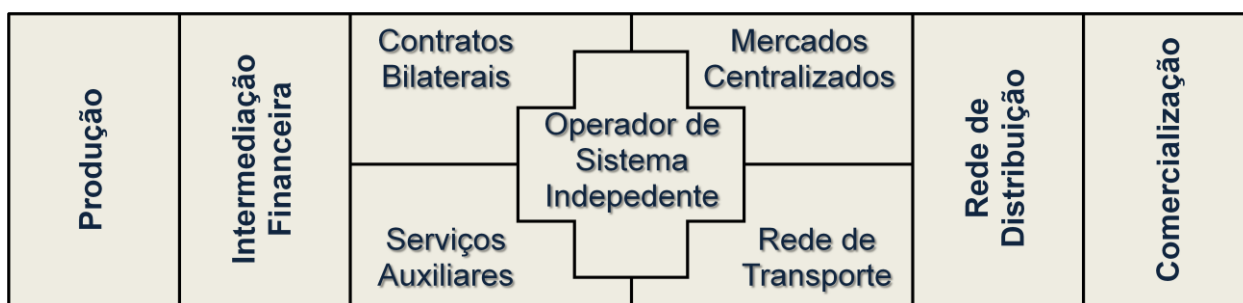


Figura 2.1 – Um modelo desagregado do sector eléctrico.

A zona central do modelo apresentado na Figura 2.1 corresponde a um conjunto de funções que estavam englobadas em apenas um sector de actividade. Como tal, de forma a introduzir concorrência neste sector de actividade, é necessário desacoplar os diferentes tipos de funções em diversas áreas de actividade. Desta forma, surgem novos conceitos inerentes à desagregação do sector eléctrico, desempenhados por um conjunto de novos agentes a actuar no sector com funções distintas.

No modelo desagregado apresentado na Figura 2.1, as empresas produtoras estão autorizadas a vender energia eléctrica directamente a uma entidade compradora através de contratos bilaterais. O conceito associado à criação de contratos bilaterais físicos ou de natureza financeira supõe o relacionamento directo entre entidades produtoras e comercializadoras de energia eléctrica. Esta relação directa entre as entidades promove a competição dentro do sector, visto que são estabelecidos acordos que englobam tanto o preço como a modelação de energia eléctrica ao longo de um intervalo de tempo em geral longo. Assim, as empresas produtoras têm hoje que encarar os seus investimentos com maior

racionalidade económica, visando o bom aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis [1].

Os mercados centralizados fazem surgir o conceito de MO, que tem como função principal a administração destes mercados. Os mercados centralizados recebem propostas de compra, por parte dos consumidores, e propostas de venda, por parte dos produtores, e é da responsabilidade do MO combinar as propostas de compra e venda de energia eléctrica por intermédio de um algoritmo simples. O algoritmo em causa, representado na Figura 2.2, faz a construção de curvas agregadas das propostas de compra e das propostas de venda, ordenando-as por ordem decrescente e por ordem crescente dos preços, respectivamente, independentemente das suas origens. Em seguida, procede ao encontro destas propostas e determina tanto o preço como a quantidade de energia eléctrica vendida através do mercado centralizado, construindo-se um despacho puramente económico. As propostas incluem, não considerando restrições complexas, valores disponíveis de potência e preço mínimo a receber (no caso das propostas de venda), ou preço máximo a pagar (no caso das propostas de compra).

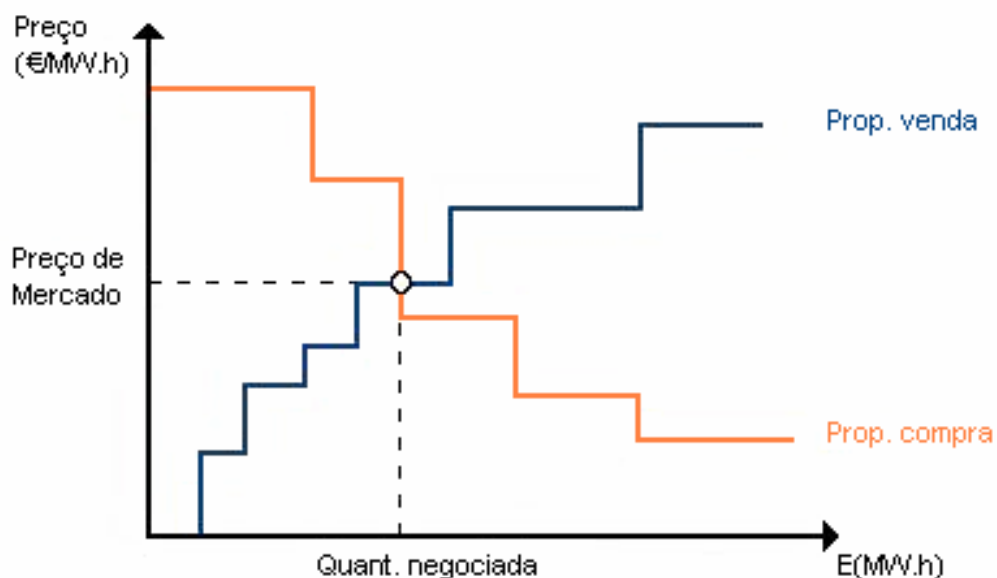


Figura 2.2 – Algoritmo de determinação um despacho puramente económico.

Outro dos conceitos emergentes da desagregação do sector eléctrico é o de OS que tem as funções de coordenação técnica da exploração das redes de transmissão de energia eléctrica. Para o efeito, recebe informação sobre os despachos económicos resultantes da actividade dos mercados centralizados, bem como a informação relativa aos contratos

bilaterais e procede a um conjunto de estudos que avaliam a viabilidade técnica do despacho, prestando atenção especial às situações de congestionamento. Os congestionamentos podem ser vistos como situações de má exploração do sistema eléctrico, onde alguns equipamentos da rede eléctrica teriam os seus limites técnicos ultrapassados. Como tal, é da responsabilidade do OS garantir que estas situações de congestionamento não ocorram, nem que para tal seja necessário modificar o despacho puramente económico dos mercados centralizados até ser encontrada uma solução viável para a exploração do sistema do ponto de vista técnico.

Cabe ainda ao OS identificar e contratar os níveis necessários de Serviços Auxiliares (SA). Os SA representam a utilização de recursos complementares aquando da exploração de redes de transmissão de energia eléctrica, de forma a assegurar-se determinados níveis de qualidade, fiabilidade e segurança para o sistema eléctrico.

O modelo apresentado na Figura 2.1 corresponde a uma das visões mais desagregadas das actividades associadas à produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica. Nas estruturas existentes em diversos países, várias destas actividades, nomeadamente ao nível do transporte de energia eléctrica, encontram-se agregadas na mesma entidade, enquanto noutros se optou por estruturas ainda mais desagregadas.

2.3 Regulação do Sector Eléctrico

Alguns investigadores consideram que as actuais formas de regulação constituem uma importação originária dos Estados Unidos da América (E.U.A.), embora a actividade de regulação de diversos sectores económicos tenha sido exercida no passado de forma muito diferente nos E.U.A. e na Europa.

Na Europa, a existência de estados sociais de carácter intervencionista levou à criação de empresas de electricidade verticalmente integradas que, em grande parte dos países europeus, eram monopólios estatais.

Até à década de 80, a regulação do sector eléctrico em vários países da Europa era realizada de forma muito simples. Esta regulação passava pela imposição de obrigações de serviço público, por exemplo, ao nível da adopção de programas de electrificação, ao nível da gestão da procura e ao nível de incentivos ao desenvolvimento de recursos endógenos em

termos de cogeração ou energias renováveis. No entanto, este tipo de regulação revelava-se em geral muito pouco transparente, ao contrário do que ocorria nos E.U.A. por esta altura em que já era usual a regulação independente [1].

A partir da década de 90, este cenário começou a alterar-se com a progressiva substituição de entidades públicas por entidades desenvolvendo actividades de interesse económico geral, a quem são impostas obrigações de serviço público em termos de continuidade e universalidade de acesso aos serviços prestados. A nível político, ocorreu uma clara mudança filosófica em relação à percepção de qual deverá ser o papel do estado na economia. De um estado intervencionista passa-se a um estado regulador que deverá garantir um conjunto de condições que possibilitem uma melhor distribuição dos recursos.

Hoje em dia, diferentes processos de reestruturação e liberalização do sector eléctrico estão a ser implementados por todo o mundo e a regulação é necessária durante estes processos de transformação [22]. As agências reguladoras devem assegurar que os interesses dos consumidores são protegidos, para além de garantirem a todos os intervenientes do sector eléctrico acesso não discriminatório, segurança de abastecimento, qualidade de serviço e resolução de litígios.

É necessário estabelecer uma actividade de regulação forte, com autoridade e recursos suficientes para resolver quaisquer problemas de mercado que possam advir da nova organização do sector. O desenvolvimento de uma boa estrutura de regulação é essencial para garantir que os consumidores são tratados de forma justa e para garantir a recuperação de custos, bem como, assegurar o investimento nas actividades de transmissão e distribuição de energia eléctrica [22]. A regulação deve também assegurar-se que a competitividade ao nível da geração seja organizada de forma a assegurar a procura de longo prazo [24]. Características essenciais de uma boa regulação são a estabilidade e a previsibilidade [5].

O desempenho das empresas e a manutenção do seu equilíbrio económico-financeiro, por um lado, e o grau de satisfação dos clientes, por outro lado, são, para além de objectivos da regulação, instrumentos fundamentais de aferição da própria regulação instituída. Ao mesmo tempo que a regulação deve garantir a remuneração e manutenção do equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas, a regulação deve também encarregar-se da criação de regras e mecanismos que devem induzir eficiência e garantir o equilíbrio geral de funcionamento do sector eléctrico [10].

Numa primeira fase, a definição de mecanismos e procedimentos de regulação procura incentivar o bom desempenho das empresas; numa segunda fase, a aplicação dos mecanismos e a resposta das empresas reguladas aos incentivos estabelecidos permite avaliar o desempenho da própria actividade de regulação. O desempenho das empresas reguladas e o grau de satisfação dos consumidores são indicadores relevantes que devem orientar o debate em torno das principais questões associadas à regulação, na permanente busca da regulação perfeita para conduzir um sector onde a concorrência é imperfeita [25].

De notar que o sector eléctrico, tradicionalmente considerado como um monopólio natural, passou por um processo de reestruturação e liberalização, e tal qualificativo, hoje em dia, apenas se pode aplicar ao transporte e à distribuição devido à inviabilidade económica e ambiental da multiplicação das redes eléctricas na mesma área geográfica. Uma vez que não se justifica a duplicação das redes eléctricas e a tecnologia existente não permite alternativas a estas infra-estruturas, as actividades de rede são exercidas em regime de monopólio.

Segundo Shéblé [26], a regulação é um substituto para a ausência de concorrência. Dado que parte do sistema eléctrico opera em regime de monopólio e fornece um serviço fundamental para a economia e para a sociedade, a regulação do sector eléctrico é uma necessidade, visto que surge como uma forma de corrigir o efeito perverso dos monopólios naturais que impedem a actuação plena dos mecanismos de mercado.

A regulação deve, portanto, assegurar o funcionamento transparente do mercado e a não discriminação no relacionamento entre os agentes que nele actuam [2]. Deste ponto de vista, a regulação corresponde a uma actividade mediante a qual são estabelecidas regras para o exercício de uma determinada actividade visando acompanhar o funcionamento de empresas reguladas, corrigindo os efeitos perversos originados pela actuação em regime de monopólio, ou forçando a adopção de comportamentos mais adequados aos agentes envolvidos na actividade.

Desta forma, a regulação pode ser definida como uma actividade na qual se pretende estabelecer regras e princípios para o bom funcionamento de um sector que serve a sociedade, o sector eléctrico, e que leva a mudanças no comportamento dos agentes que nele actuam. Isto pode ser conseguido através do estabelecimento de preços, remunerações, índices de qualidade do serviço, níveis de investimento, condições de acesso [18].

A existência de monopólios naturais justifica a necessidade de regulação, que protege os consumidores contra potenciais abusos das concessionárias. A regulação pode ser feita directamente pelo sector público administrativo, sendo contudo preferível cometê-la a uma entidade independente, dotada de capacidade técnica que lhe permita uma compreensão correcta dos propósitos e estratégias das empresas incumbentes, bem como dos interesses dos consumidores [5].

O facto das redes de transmissão e distribuição serem exploradas em regime de monopólio natural implica que tenha de existir regulação através de tarifas e estabelecer mecanismos para o controlo de qualidade da energia eléctrica [24]. A remuneração total dos custos de investimento necessários para a expansão das redes, bem como a criação de tarifas que alocam os custos de exploração a todos os usuários da rede são da competência dos agentes reguladores. Actualmente, a distribuição de custos inerentes à actividade de expansão e exploração da rede eléctrica são uma das principais preocupações da regulação.

É também importante referir que a regulação económica será tanto mais perfeita quanto melhor for capaz de criar mecanismos que incentivem as empresas monopolistas a comportarem-se como as empresas que actuam num mercado concorrencial, estimulando a eficiência e a inovação. Como tal, o nível de remuneração das actividades reguladas deve ser próximo daquele que o mercado atribuiria a estas actividades em ambiente concorrencial. Em concorrência perfeita, a rentabilidade da empresa iguala o custo de oportunidade do capital. Em sectores regulados, a remuneração estabelecida, de forma explícita ou implícita pela regulação económica, deve ter em consideração o risco da actividade regulada e a necessidade de atrair capitais suficientes, para que o equilíbrio entre a oferta e a procura se mantenha [25].

Visto que a regulação é um substituto para a ausência de concorrência não é surpreendente que muitos países optem por introduzir concorrência no sector eléctrico e optem por uma estrutura do sector liberalizada de forma a reduzir a necessidade de regulação. Isto porque, em geral, a investigação mostra que este tipo de organização do sector reduz os custos de produção e melhora a qualidade dos serviços prestados [22]. No entanto, seja qual for o tipo de organização do sector eléctrico, a regulação é essencial e pretende garantir o bom funcionamento desta importante e imprescindível área de actividade económica [10].

3 Reestruturação na Península Ibérica

3.1 Sector Eléctrico em Portugal

Nos últimos 40 anos o sector eléctrico português sofreu uma grande evolução do ponto de vista estrutural, regulamentar e da propriedade dos activos envolvidos.

Antes de 1970, o sector eléctrico baseava-se na coexistência de inúmeras companhias eléctricas, umas orientadas para a produção de energia, outras para a distribuição, e uma única empresa dedicada ao transporte de energia eléctrica. Estas empresas sofreram um processo de nacionalização, e em 1976 foi constituída a empresa pública Electricidade de Portugal (EDP) que integrou todas as funções das empresas absorvidas. Desta forma, a EDP passou a ser a empresa que se dedicava à produção, transporte e distribuição de energia eléctrica em Portugal. Este conceito monopolizador de estrutura vertical vigorou não só em Portugal, mas também em diversos países do mundo.

Funcionando como um monopólio do Estado, a EDP investiu, explorou e alargou o sector eléctrico. A década de oitenta correspondeu a uma fase de múltiplos esforços no que respeita ao desenvolvimento do sector eléctrico, tendo-se realizado operações de electrificação de grandes áreas de superfície e investido no reforço das estruturas já existentes [10].

No início dos anos noventa, na Europa, manifestou-se um movimento que levou à liberalização do sector eléctrico. Em Portugal, a liberalização foi estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 182/95, a 27 de Julho de 1995. A nova legislação publicava estruturava o sector eléctrico nacional em termos de um sistema de serviço público e de um sistema explorado segundo as leis de mercado.

Assim, deu-se o início de uma série de transformações que têm continuado até aos dias de hoje. A empresa EDP, uma empresa pública monopolista e verticalmente integrada, foi reestruturada e parcialmente privatizada, promovendo a coexistência de várias empresas em áreas geográficas bem definidas e a separação entre produção, transporte e distribuição de energia eléctrica [27]. No entanto, apesar de a EDP começar a enfrentar concorrência na actividade de produção, manteve o regime monopolista nas actividades de transporte e de distribuição. Como tal, ainda no âmbito do pacote legislativo de 1995, foi criada a Entidade

Reguladora do Sector Eléctrico, actualmente designada por Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), à qual foram atribuídas as funções de índole regulamentar, sancionatória e administrativa. O actual modelo de operação comercial do sistema eléctrico português também deriva do pacote legislativo de 1995.



Figura 3.1 – Organização do Sistema Eléctrico Nacional.

Actualmente, a organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), apresentado na Figura 3.1, assenta na coexistência de um Mercado Liberalizado (ML) com um Mercado Regulado (MR). Desta forma, os agentes económicos têm a opção de estabelecer relações contratuais com o comercializador de último recurso, ou negociar outras condições com os comercializadores livres.

A ERSE é independente no exercício das suas funções, sem prejuízo dos princípios orientadores da política energética fixados pelo Governo, vendo ampliadas as suas competências para o domínio da regulação do sector do gás natural. A ERSE desempenha um papel fundamental na coexistência entre o ML e o MR, com lógicas diferenciadas, regulando as actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica.

Inserida no processo de liberalização dos sectores eléctricos a nível europeu a ERSE tem vindo a definir, de forma progressiva desde 1999, os limiares de elegibilidade. O dia 4 de Setembro de 2006 marca o fim do processo iniciado em 1999, permitindo a todos os clientes o acesso ao mercado. Assim, a partir dessa data, todos as instalações, independentemente do nível de tensão a que estão ligados às redes, têm condições para eleger o seu fornecedor de electricidade.

Em 2006, foram estabelecidos os princípios de organização e funcionamento do sistema eléctrico nacional como é conhecido hoje em dia, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, tendo por finalidade o incremento de um mercado livre e concorrencial.

Acompanhando o movimento de reestruturação já realizado ou em preparação nos mais diversos países da Europa, o SEN encontra-se em fase de progressiva liberalização. Está a atravessar uma fase transitória em que a regulamentação deverá ser flexível para proporcionar aos agentes que actuam no sector a possibilidade de se adaptarem de forma progressiva às novas formas de funcionamento do sistema e à evolução das relações entre eles [3].

Na actualidade a organização do SEN está dividido em cinco actividades principais: produção; transporte; distribuição; comercialização; e operação dos mercados organizados de electricidade. Regra geral, estas actividades são desenvolvidas de forma independente.

A produção de electricidade está inteiramente aberta à concorrência, e é dividida em dois regimes: produção em regime ordinário, relativa à produção de electricidade com base em fontes tradicionais de energias não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos; e produção em regime especial, relativa à cogeração e à produção de energia eléctrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis. A lógica do planeamento centralizado de produção de electricidade é substituída por uma lógica de mercado e de iniciativa privada, havendo apenas lugar à intervenção do OS (que no caso de Portugal se trata da empresa REN) para efeitos de segurança do abastecimento de energia eléctrica no SEN quando se perspectivem situações de escassez energética.

A actividade de transporte de electricidade é efectuada através da Rede Nacional de Transporte (RNT) mediante uma concessão atribuída pelo estado português em regime de serviço público e de exclusividade à REN. A esta entidade não cabe apenas a responsabilidade de planear a operação do sistema, mas também a responsabilidade de fazer estudos de

planeamento para o bom funcionamento do SEN. Desta forma, a REN é responsável: por desenvolver estudos de planeamento de operação a longo prazo, de maneira a otimizar o uso da água; por desenvolver estudos de planeamento a longo prazo de expansão do sistema electroprodutor, de maneira a organizar processos alternativos de construção e ligação de novas centrais ao SEN; e por desenvolver estudos de planeamento de expansão da rede de transmissão de energia eléctrica. Os estudos de planeamento de expansão da rede de transmissão de energia eléctrica são efectuados com um horizonte temporal de seis anos, actualizados de dois em dois anos, e submetidos à ERSE para aprovação, sendo depois os investimentos remunerados pelas TUR. Por fim, cabe também a esta entidade a responsabilidade de estabelecer o nível desejado de SA. Estes serviços são comprados pela REN às companhias de produção de energia eléctrica, e o seu custo é pago por todos os consumidores de acordo com a Tarifa de Uso Global do Sistema (TUGS).

A actividade de distribuição de electricidade processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição constituída por infra-estruturas ao nível da alta e média tensão, bem como através da exploração das redes de distribuição de baixa tensão. A Rede Nacional de Distribuição é operada através de uma concessão exclusiva atribuída pelo estado português, à semelhança do que se passa na actividade de transporte de electricidade. Esta concessão exclusiva para a actividade de distribuição de electricidade em alta e média tensão é pertencente à EDP Distribuição. No que respeita à actividade de distribuição nas redes de baixa tensão, a exploração destas redes é feita no âmbito de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e os distribuidores oficiais, actualmente concentrados na EDP Distribuição.

A comercialização de electricidade encontra-se inteiramente aberta à concorrência. Os comercializadores podem comprar e vender electricidade livremente e têm o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso estabelecidas pela ERSE. Os consumidores podem escolher o seu comercializador e trocar de comercializador sem quaisquer encargos adicionais. Deverá, num futuro próximo, ser constituída uma nova entidade, cuja actividade será regulada pela ERSE, para supervisionar as operações logísticas de mudança de comercializador. Os comercializadores estão sujeitos a certas obrigações de serviço público no que respeita à qualidade e ao abastecimento contínuo de electricidade e também a fornecer acesso à informação em termos simples e compreensíveis.

Os mercados organizados de electricidade operam num regime livre e estão sujeitos a autorizações concedidas conjuntamente pelo ministro das Finanças e pelo ministro responsável pelo sector energético. A operação do mercado de electricidade deve ser integrada no âmbito do funcionamento de quaisquer mercados organizados de electricidade estabelecidos entre o Estado Português e outros Estados-membros da União Europeia (EU). Os produtores que operem sob o regime ordinário e os comercializadores, entre outros, podem tornar-se membros do mercado.

3.2 Sector Eléctrico em Espanha

Até 1995 o sector eléctrico espanhol encontrava-se organizado em termos de um conjunto de empresas verticalmente integradas, cada uma operando numa área geográfica específica. Isto significava que, apesar de existirem várias empresas, não existia competição e os clientes encontravam-se fisicamente e comercialmente ligados à empresa concessionária da respectiva região.

Porém, em 1995, foi publicada nova legislação, de acordo com a qual o sector eléctrico passou a ser organizado em termos de um sistema integrado e de um sistema independente. Como este modelo foi muito contestado, em Novembro de 1997, foi aprovada uma nova lei, *Ley 54 del Sector Eléctrico*, a qual deu origem ao mercado de electricidade espanhol iniciado a 1 de Janeiro de 1998.

Esta lei consagra a reestruturação do sector eléctrico Espanhol, visando, nomeadamente, a redução da intervenção estatal, a diferenciação entre actividades reguladas e competitivas, a criação de um mercado eléctrico grossista, a liberdade de escolha do fornecedor por parte dos consumidores, bem como o acesso livre às redes de transporte e distribuição por parte dos diferentes tipos de consumidores [27].

Como tal, pode-se salientar que as reformas introduzidas no funcionamento do sistema eléctrico espanhol por esta lei foram profundas. Foi declarada a liberdade de contratação e estabelecida, como base económica do sector eléctrico espanhol, o mercado organizado de electricidade, com separação da gestão económica e técnica. Desta forma, os sistemas integrados e independentes foram abolidos, sendo adoptados procedimentos baseados puramente numa lógica de mercado para ligar a produção ao consumo.

Na consequência deste facto, foi criado o OM – que no caso espanhol se refere à *Companhia Operadora del Mercado Eléctrico Espanhol (COMEL)* – para organizar e gerir o *pool*, sendo também criado o OS – que no caso espanhol se refere à *Rede Eléctrica de España (REE)* – para explorar a rede de transmissão de energia eléctrica.

Com a criação do mercado de electricidade, a produção de energia eléctrica passou a ser gerida por mecanismos de mercado. As transacções passaram a ser efectuadas por intermédio de um mercado de electricidade organizado (o *pool*), com programas baseados em propostas de venda por parte da produção e propostas de compra por parte do consumo, bem como por contratos bilaterais e contratos de carácter financeiro realizados entre quaisquer duas partes interessadas [28].

O *pool* espanhol é considerado um sistema de gestão centralizado, constituído por dois sub mercados: o mercado de propostas diárias (também denominado na literatura anglo-saxónica por *day ahead market*) e o mercado de propostas intra-diárias (denominado por *intra-daily market* ou *hour ahead market*). O OM é responsável pela gestão de ambos os mercados.

A sequência de actividades no mercado espanhol de electricidade é gerida da seguinte forma [1]:

- Até às 10 horas de cada dia deverão ser entregues ao OM todas as propostas de venda, por parte dos produtores de energia eléctrica, e todas as propostas de compra, por parte dos consumidores de energia eléctrica, para as 24 horas do dia seguinte. As transacções derivadas da sessão do mercado diário juntamente com os contratos bilaterais dão lugar ao programa diário base de funcionamento, o qual deverá ser publicado junto dos seus participantes até às 11 horas;
- Uma vez celebrada a sessão do mercado diário procede-se ao estudo e à resolução das restrições técnicas que poderão derivar do resultado do programa diário base de funcionamento. Este processo gera o programa diário viável provisório, o qual é concluído até às 14 horas;
- Sobre o programa diário viável provisório, o OS define as margens de regulação que entende serem necessárias para o bom funcionamento do sistema eléctrico. O

resultado deste processo, onde o OS determina os SA para o sistema, denomina-se programa diário viável e deve ser publicado até às 16 horas;

- Após a obtenção do programa diário viável são realizadas as distintas sessões do mercado intra-diário (seis actualmente). O resultado de cada uma destas sessões constitui o programa horário final;
- Por fim, é necessário que o equilíbrio físico entre a produção e o consumo de energia eléctrica em cada instante de tempo seja mantido. Esta tarefa é realizada pelo Operador de Sistema que faz a gestão de desvios em tempo real, obtendo-se o programa horário operacional.

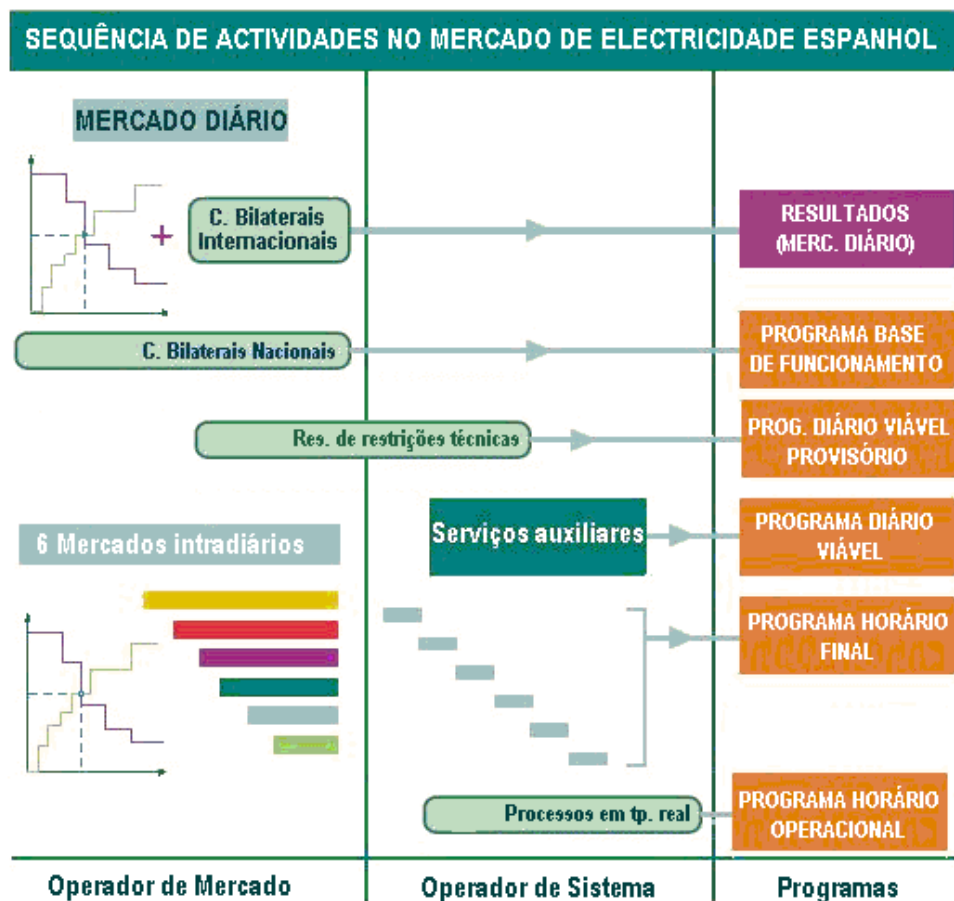


Figura 3.2 – Sequência de actividades no mercado de electricidade espanhol.

O Mercado Diário é o principal mercado de electricidade espanhol na medida em que todos os restantes mercados e processos se baseiam nos seus resultados. O Mercado Diário está organizado de uma forma horária, como tal, tanto as propostas de venda como as

propostas de compra, a serem consideradas no âmbito deste mercado, devem ser efectuadas para períodos de uma hora.

No caso das propostas de compra, para uma dada hora, a proposta apresentada assume o formato mais simples, isto é, é constituída por um par de valores de quantidade (MWh) e preço (€/kWh). Já no caso das propostas de venda, apesar da proposta apresentada poder ser do mesmo tipo, ou seja, constituída por um par de valores de quantidade (MWh) e preço (€/kWh) sendo designada de proposta simples, podem também ser incluídas restrições a cada uma destas propostas [29]. Caso haja a inclusão de restrições nas propostas de venda apresentadas, a proposta dir-se-á complexa.

É da competência do OM efectuar o encontro das propostas de venda com as propostas de compra de energia eléctrica, e determinar tanto o preço como a quantidade de energia eléctrica vendida através do Mercado Diário para cada hora do dia seguinte. É de notar que os preços horários assim obtidos, resultados do Mercado Diário, não consideram as restrições de rede.

O OM reúne a informação dos resultados do Mercado Diário com a informação relativa aos contratos bilaterais físicos, e envia toda a informação ao OS, que identificará possíveis congestionamentos da rede. Caso não exista congestionamento, o despacho fornecido pelo OM será o despacho final. No entanto, se existir congestionamento, o OS reúne-se com o OM para ser feita uma re-selecção de ofertas de acordo com a sua ordem de mérito, para serem testadas novas combinações de despacho até que o problema de congestionamento fique resolvido.

O passo seguinte consiste em fixar os níveis desejados de SA para se garantir a segurança de funcionamento da rede eléctrica, tarefa a cargo do OS. Quando tal acontecer, o despacho diário tecnicamente viável é publicado.

No dia seguinte, dia em que são implementadas as acções descritas anteriormente, é realizado um conjunto de sessões no mercado de electricidade, celebradas algumas horas antes do fornecimento físico de energia. Estas sessões, mercados intra-diários, geridas pelo OS, permitem aos participantes do mercado de electricidade comprar ou vender certas quantidades de energia de forma a cobrir os desvios entre o consumo previsto e o consumo perto do tempo real de operação.

Actualmente, o OS activa seis destas sessões, mercados intra-diários, cada uma com um horizonte temporal de quatro horas, que têm por finalidade determinar as transacções de energia eléctrica e a programação das unidades de produção.

Tem-se, desta forma, o modelo de operação do sistema eléctrico espanhol, Figura 3.3, que é idêntico ao modelo de mercado implementado na Península Ibérica, no âmbito do MIBEL.

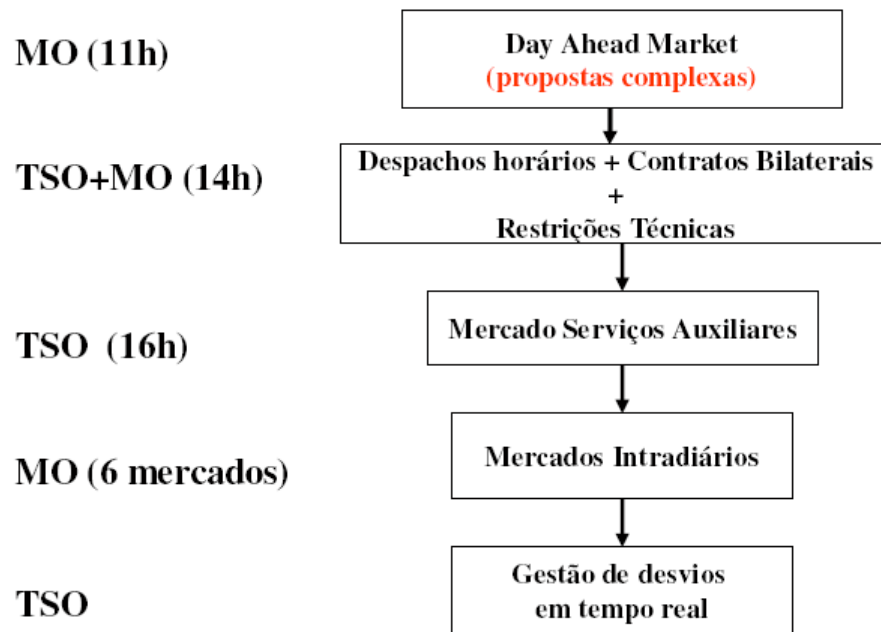


Figura 3.3 – Modelo de Operação do Mercado

3.3 MIBEL

Actualmente, assiste-se a uma tendência globalizada para privatizar o sector eléctrico por toda a União Europeia. Desta forma, a União Europeia pretende incentivar a criação de mercados regionais, tendo em vista um posterior alargamento para um mercado europeu de energia. Desta forma, a criação do Mercado Ibérico de Electricidade – MIBEL – revelou-se um acto de grande interesse para o sector eléctrico de ambos os países e um passo importante para a consolidação do Mercado Europeu de Electricidade [30]. Com a criação do MIBEL a indústria de electricidade da Península Ibérica pode interagir com o resto da Europa, o que revela uma iniciativa que vai de encontro ao objectivo do desenvolvimento do mercado interno de electricidade da União Europeia.

Os benefícios introduzidos pelo MIBEL são diferentes para produtores e para consumidores. Os benefícios do MIBEL para os produtores são as novas oportunidades de negócio em virtude de se estar perante um mercado alargado e um maior número de potenciais clientes, enquanto os benefícios para os consumidores são uma maior diversidade da oferta e uma possível descida dos preços da energia eléctrica [27].

O funcionamento do MIBEL é regulado pelos acordos celebrados entre Portugal e Espanha, iniciados com o Memorando do Acordo celebrado pelo Ministro da Economia de Portugal e pelo Ministro da Indústria e Energia de Espanha em 29 de Julho de 1998, com vista à cooperação em matéria de energia eléctrica.

A 14 de Novembro de 2001 foi assinado, em Madrid, o Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do MIBEL, onde foi estabelecida a data de 1 de Janeiro de 2003 para o início de funcionamento do MIBEL. Em Outubro de 2002, no âmbito da XVIII Cimeira Luso-Espanhola, foi definido o adiamento do início do MIBEL.

Posteriormente, a 8 de Novembro de 2003, no âmbito da XIX Cimeira Luso-Espanhola, realizada na Figueira da Foz, os Ministros da Economia de Portugal e Espanha assinaram um Memorando de Entendimento relativo às condições necessárias para a concretização do MIBEL. Entre essas condições, foi prevista a assinatura de um Acordo Internacional, o qual formalizaria a criação do MIBEL, marcando o arranque do processo de integração dos sistemas eléctricos de Portugal e Espanha.

A 20 de Janeiro de 2004, em Lisboa, foi assinado um Acordo para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica, que seria aplicado a título provisório desde 20 de Abril de 2004. No entanto, a 1 de Outubro de 2004, o Acordo de Santiago de Compostela celebrado entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha reconhece as dificuldades e a morosidade da resolução dos obstáculos que impediram o arranque a 20 de Abril, bem como a inconveniência de promover o arranque do MIBEL num quadro de instabilidade susceptível de condicionar o seu sucesso [31]. Neste acordo, é também determinado que o arranque do MIBEL se deveria processar até 30 de Junho de 2005. Contudo, não obstante o compromisso internacional, as esperadas dificuldades a ultrapassar no período de pré-arranque acabaram por serem agravadas com factores do foro político e legal que não permitiram o arranque oficial do MIBEL no prazo previsto.

Na XXI Cimeira Ibérica, realizada a 18 e 19 de Novembro de 2005, em Évora, os Governos de Portugal e Espanha reafirmaram o seu empenho na construção do MIBEL, dando prioridade ao arranque do Mercado de Derivados do MIBEL, sendo fixada a respectiva data para Julho de 2006. Como previsto na Cimeira de Évora, o arranque do Mercado de Derivados do MIBEL dá-se efectivamente em Julho de 2006, mais precisamente no dia 3.

3.3.1 Modelo Organizativo

De forma a tirar partido do conjunto natural de complementaridades existentes nos dois sistemas eléctricos da Península Ibérica, as autoridades portuguesas e espanholas têm trabalhado conjuntamente na criação do MIBEL, tendo sido assinado a 14 de Novembro de 2001 em Madrid o “Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade”, tal como já referido anteriormente.

De acordo com o referido protocolo, o modelo de organização do MIBEL deve ter em conta a legislação comunitária aplicável, a experiência recente de funcionamento dos mercados de electricidade em ambos os países e as boas práticas de regulação. Ou seja, o modelo de organização proposto para o MIBEL não deve ser constrangido pela legislação actualmente em vigor em qualquer um dos países, o que manifesta a vontade dos governos de Espanha e de Portugal em remover potenciais barreiras legislativas e administrativas ao pleno desenvolvimento do MIBEL, bem como em efectuar as adaptações legislativas necessárias à garantia da homogeneidade das condições de gestão e funcionamento dos agentes económicos para assim permitir o exercício pleno da liberdade empresarial e respeito pelos princípios económicos comuns.

Desta forma, o modelo organizativo sugerido para o MIBEL é baseado em princípios que implementam a liberdade e igualdade de acesso de todos os agentes ao mercado em condições de transparência e objectividade, para os diferentes níveis de negociação de energia. O modelo organizativo apresentada especifica ainda que a estruturação de funcionamento do mercado pretendido esteja assente em princípios de transparência e liquidez de negociação na bolsa de energia [1].

Como tal, os princípios apresentados para o MIBEL têm como principais metas beneficiar os consumidores de electricidade através do processo de integração dos respectivos

sistemas eléctricos, bem como favorecer o desenvolvimento do mercado de electricidade de ambos países e a eficiência económica das empresas do sector eléctrico devido à livre concorrência.

Neste modelo, estão também presentes as preocupações com a segurança de abastecimento e com a implementação de mecanismos de recuperação de custos ociosos detectados. A determinação do valor total dos custos ociosos em cada país e dos mecanismos de recuperação desses mesmos valores assume elevada importância na criação e no sucesso do desenvolvimento do MIBEL.

Visto que se caminha para um mercado concorrencial na produção de energia eléctrica a nível ibérico, os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) representavam um entrave para o funcionamento do mercado pretendido, visto que podem ser considerados como uma barreira para a entrada de novos produtores de energia eléctrica no mercado. Isto porque, os CAE representavam contratos que obrigavam os produtores englobados no SEP a manterem uma relação comercial em regime de exclusividade com a entidade concessionária da RNT, e essa relação comercial era consubstanciada em contratos de vinculação de longo prazo nos quais eram reconhecidos os proveitos expectáveis dos produtores. Como tal, a sua desmantelação era imprescindível. No entanto, para desmantelar estes contratos, é necessário pagar aos produtores vinculados detentores dos CAE a denúncia dos mesmos. Ao custo ocorrido na denúncia destes contratos denomina-se, em Espanha, Custos de Transição para a Concorrência (CTC), e em Portugal, Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) [32].

Estes custos, celebrados sob a forma de acordos, são naturalmente necessários para honrar com os promotores os compromissos assumidos aquando da construção das centrais, e consistem em pagamentos fora de mercado. Pretendem também minorar o impacto da liberalização do sector eléctrico ao nível da produção, visto que vão permitir que as empresas praticamente não sejam afectadas no curto prazo por reduções dos preços ligados à concorrência estabelecida pelo mercado em relação aos preços que as empresas tinham assegurado nos esquemas anteriores pela produção de energia eléctrica. No entanto, tanto os CTC como os CMEC serão uma fase transitória até se obter o livre funcionamento do mercado. Assim sendo, estes acordos asseguram também uma transição suave para o ambiente de mercado livre, tal como o pretendido pelo modelo organizativo sugerido para o MIBEL.

A segurança de abastecimento na Península Ibérica é considerada como sendo um dos pontos mais cruciais para o sucesso de implementação do MIBEL. Como tal, coloca-se a questão fundamental de saber se o mercado será capaz de fornecer aos investidores, por intermédio de sinais económicos de preços, indicações fiáveis que levem à construção atempada de novas centrais eléctricas, para que o abastecimento de energia eléctrica nunca seja posto em causa.

Caso o mercado seja capaz de fornecer aos investidores os sinais económicos de preços que levem à construção de novas unidades de produção, não deverão ser previstos mecanismos de regulação que dissociem o valor da capacidade de energia eléctrica disponível do preço da energia eléctrica. Por outro lado, se estes sinais económicos de preços não incentivarem os investidores a construir novas unidades de produção, será necessário reforçar estes sinais através da remuneração pela capacidade de energia eléctrica disponível que cada um dos diferentes produtores apresente no mercado [33].

Desta forma, a implementação de um mecanismo de monitorização da margem de reserva do sistema Ibérico é de grande importância para a segurança de abastecimento de electricidade a curto e longo prazo. De acordo com este raciocínio, o modelo de organização do MIBEL sugere um processo de monitorização da margem de reserva que permita activar um concurso para concessionar a construção de novas centrais eléctricas sempre que a margem de reserva da capacidade se mostrar insuficiente.

3.3.2 Funcionamento do Mercado

De acordo com a convenção internacional para a criação do MIBEL, a contratação de energia eléctrica no mercado Ibérico efectuar-se-á por intermédio de um mercado *spot* (diário e intra-diário), de um mercado a prazo e por um mercado livre de contratação bilateral. Trata-se, portanto, de um modelo misto que supera os modelos actuais espanhol e português baseados no *pool* quase obrigatório e na contratação bilateral física quase obrigatória, respectivamente, incorporando naturalmente as experiências dos dois países [2].

Como tal, o Modelo de Mercado adoptado para o MIBEL é baseado em Mercados Organizados e Mercados Não Organizados, que se conjugam para se realizarem as transacções sobre a energia eléctrica.

Segundo este Modelo de Mercado, apresentado na Figura 3.4, fazem parte dos Mercados Organizados: os Mercados a Prazo, onde se transaccionam blocos de energia com entrega posterior ao dia da contratação, de liquidação física ou financeira; os Mercados diários, onde se negociam blocos de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação, de liquidação necessariamente física (mercado *spot*); e o Mercado intra-diário, onde se contratam blocos de energia para o próprio dia, de liquidação necessariamente física também (mercado *spot*).

Nos Mercados Não Organizados transacciona-se energia eléctrica através da realização de contratos bilaterais, cujas condições são fixadas livremente entre as contrapartes, sendo a liquidação física ou financeira [34].

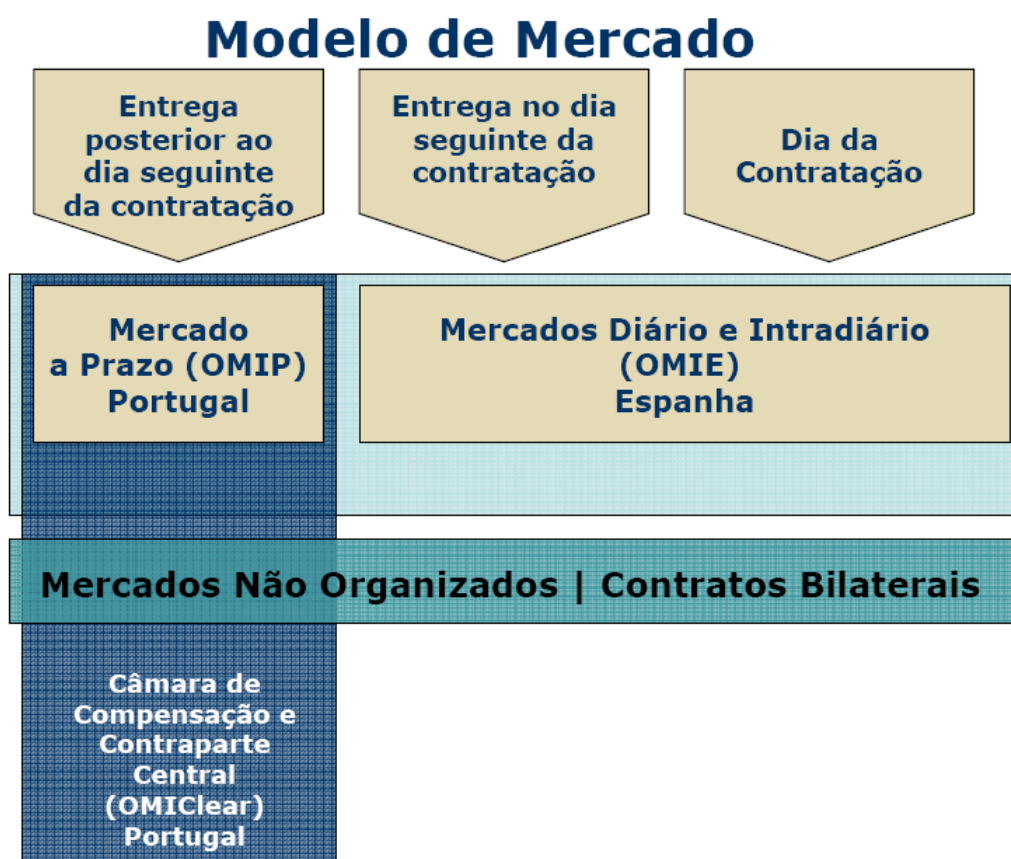


Figura 3.4 – Modelo de Mercado em vigor para o MIBEL.

O MIBEL é constituído, presentemente, por dois pólos, que desempenham um papel fundamental e complementar na tão desejada integração dos sistemas eléctricos. Ao pólo espanhol compete a negociação diária e intra-diária de energia eléctrica, enquanto o pólo português é responsável pela negociação a prazo. Desta forma, o mercado *spot* funciona com

base no actual modelo de mercado físico de electricidade espanhol e é gerido pelo Operador de Mercado Ibérico, pólo Espanhol (OMIE). O mercado a prazo é gerido pelo Operador de Mercado Ibérico, pólo Português (OMIP). A convenção prevê que no futuro todo o mercado seja gerido por um Operador de Mercado Ibérico único (OMI), fruto da fusão do OMIE, com o OMIP [35].

O Mercado *Day-Ahead* (entrega física no dia seguinte ao da contratação) é baseado numa negociação independente para cada uma das vinte e quatro horas do dia seguinte. As ofertas colocadas no mercado pelos diferentes produtores de energia eléctrica, deverão ser ofertas simples nas quais deverá estar explícita a quantidade de energia eléctrica a ser transaccionada e o respectivo preço de venda.

Em paralelo com o Mercado *Day-Ahead* decorre um Mercado de Ajustes (com entrega física no próprio dia da contratação) que existe para gerir os desvios a curto prazo previstos para os programas de contrato entre a produção de energia eléctrica e o respectivo consumo da mesma. Este Mercado de Ajustes é também um mecanismo necessário, devido a eventuais congestionamentos da rede eléctrica de transporte e distribuição, ou eventuais avarias de equipamentos presentes na rede eléctrica, como por exemplo: a saída de serviço não prevista de um dado gerador, ou a ocorrência de um curto-circuito numa dada linha do sistema eléctrico. Estes e outros eventos que possam ocorrer provocam a necessidade de correcções e compensações nos programas diários contratuais definidos, o que torna este mercado essencial e necessário para o bom funcionamento do sistema eléctrico.

O Mercado a Prazo corresponde a um mercado de derivados, que se caracteriza por ser um mercado organizado de contratação de energia eléctrica a prazo, no qual a Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A. (OMIClear) assume as funções de câmara de compensação e de contraparte central. A contratação a prazo sobre energia eléctrica engloba: os contratos de futuros, bem como as opções e outras operações a prazo que tenham por activo subjacente o bem electricidade. Este tipo de contratação pode ter uma liquidação física, ou ser do tipo puramente financeiro [31].

A existência de um mercado de derivados deste tipo deve ser encarada como uma medida positiva, uma vez que a este tipo de mercados se encontram associadas inúmeras vantagens, nomeadamente, o aumento da liquidez do mercado. Este tipo de mercados permite assegurar o preço de fornecimento de energia eléctrica em instantes futuros, bem como

estabilizar os preços através da arbitragem entre preços *spot* e preços futuros. Levam ainda à diminuição das barreiras apresentadas a novos agentes que pretendam entrar no mercado de energia, visto que permitem o acesso a mecanismos de cobertura de risco. Ou seja, permitem que os produtores possam cobrir os riscos associados a custos de operação, e também contribuem para a garantia de abastecimento individual do consumidor que pode assegurar quantidades de energia fornecida.

À semelhança de outros mercados eléctricos europeus, também no MIBEL a contratação bilateral se configura como uma importante característica de funcionamento do mercado. Assim, serão permitidos contratos entre todo o tipo de produtores e demais agentes do mercado e estabelecidas as condições em que os comercializadores e produtores poderão vender a energia previamente adquirida a outros produtores ou agentes externos [2].

No entanto, não se poderão efectuar contratos bilaterais ilimitados [33], o que obriga as companhias de comercialização a comprar parte das suas necessidades energéticas no *pool*, ou através de mercados de futuros de curto e médio prazo. Este facto, associado à limitação da duração de contratos bilaterais, bem como à obrigação das companhias de produção tornarem do domínio público os preços agregados adoptados nos diferentes contratos, levam a que seja assegurada transparência e competição entre as diferentes plataformas de negociação. A intenção deste conjunto de medidas é minimizar a possibilidade de agentes de pequena dimensão operarem sob condições desvantajosas, o que fecharia o mercado a novos competidores.

3.3.3 Operação e Gestão do Sistema

A actividade de operação de todo o sistema eléctrico resultante do MIBEL é efectuada por dois OS. Um OS responsável pelo controlo da área portuguesa, e um segundo OS responsável pelo controlo da área espanhola. Cada um destes OS é responsável não só pela operação do sistema da sua área, mas também pela coordenação das interligações com a sua área [33].

No âmbito do MIBEL e da coordenação das interligações, é de grande interesse proceder-se à avaliação da capacidade das interligações entre Portugal e Espanha a utilizar para fins comerciais, assim como os procedimentos de operação a serem adoptados. Esta avaliação implica a harmonização de critérios de segurança e cenários de avaliação da

capacidade de reserva disponível para propósitos de segurança e para trocas comerciais, sendo este aspecto, na actualidade, alvo de estudo por parte dos OS de ambos os países.

No que diz respeito à própria exploração do sistema eléctrico, um dos principais problemas com que os OS se deparam é com a resolução de congestionamentos. No âmbito do MIBEL, os congestionamentos podem afectar uma ou mais áreas de controlo, assumindo diversos tipos. Ou seja, os congestionamentos podem ser: internos, se afectarem apenas uma área de controlo; inter-áreas, se afectarem as duas áreas de controlo do MIBEL; ou extra-áreas, se afectarem áreas de controlo externas ao MIBEL.

Para a resolução de um congestionamento interno, o OS encarregue pela exploração da respectiva área de controlo em que se verifica o congestionamento é responsável pela sua resolução, introduzindo alterações ao programa fornecido pelo OM.

No caso de um congestionamento inter-áreas, ambos os OS, português e espanhol, realizam um processo de gestão da capacidade de interligação que se desenvolve de forma independente do MIBEL. O processo de gestão é baseado numa mistura de Leilões Explícitos e Leilões Implícitos que se realizam no mercado diário e intra-diário [36].

Os congestionamentos extra-áreas podem resultar do congestionamento das interligações existentes entre Espanha e França, ou Espanha e Marrocos. Para estes casos terão de existir acordos entre os OS espanhol, francês e marroquino.

As regras actualmente em vigor, o “Regulamento de Acesso às Redes e Interligações” [37] e o “Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha” [38], vão de encontro aos princípios de transparência e eficiência delineados pelo Conselho Europeu em [39] e baseiam-se em mecanismos de mercado.

No que diz respeito à gestão de uma rede eléctrica é necessária a utilização de recursos complementares de forma a assegurar-se determinados níveis de qualidade, fiabilidade e segurança do sistema aquando da exploração das redes eléctricas. Os recursos complementares utilizados na exploração das redes eléctricas para o controlo de tensão e potência reactiva do sistema são os SA, e a sua alocação é da responsabilidade do OS encarregue da exploração de uma determinada área.

No âmbito do MIBEL, a gestão de SA é da responsabilidade dos OS português e espanhol, para que o nível pretendido de SA em cada área de controlo seja definido e

contratado pelo OS correspondente. Para cada área de controlo, Portugal e Espanha, o OS correspondente opera como um comprador único, comprando para cada hora do dia seguinte as quantias pretendidas para estes serviços [33].

Os SA mais comuns são reservas, que podem ser do tipo primária, secundária e terciária. Além das reservas existe a alocação de potência reactiva aos geradores da rede, que também é considerada um SA. Actualmente, os SA são de dois tipos: obrigatórios, ou seja, não remunerados; e voluntários, i.e., remunerados em bolsa ou nos contratos bilaterais físicos.

Para a harmonização da exploração e gestão dos dois sistemas eléctricos integrados no MIBEL, foi estabelecido que a reserva primária é um serviço prioritário, não remunerado, em sintonia com o que era seguido nos dois sistemas. A reserva secundária é considerada um serviço não prioritário, sujeita a mecanismos de mercado dentro de cada área de controlo. A reserva terciária é também considerada um serviço não prioritário, gerida pelo mercado, tendo em linha de conta as margens de reserva definidas pelos OS de cada área de controlo.

A alocação de potência reactiva a cada gerador é gerida sob regras de mercado, seguindo os mesmos conceitos adoptados para a reserva secundária. No entanto, devido a razões de segurança, é definido um nível mínimo de energia reactiva a ser fornecida de forma prioritária e sem remuneração.

Por fim, é necessário referir que a segurança do sistema eléctrico de cada país é prioritária. Como tal, em caso de emergência cada país poderá adoptar as medidas que considere necessárias dando-as a conhecer à Autoridade Nacional do outro estado, de preferência, antes da sua entrada em vigor.

4 Estado da Arte

A optimização em sistemas de energia eléctricos, nomeadamente o modo de operação eficiente e económico a curto prazo dos diferentes tipos de centrais que o constituem, é um tema de permanente investigação devido à crescente complexidade dos problemas e aos benefícios económicos resultantes do uso da melhor solução possível – solução óptima.

O escalonamento de unidades de geração (UC – *Unit Commitment*) refere-se à escolha estratégica que deve ser feita de forma a determinar quais as centrais eléctricas que devem ser utilizadas para fornecer electricidade. UC não é o mesmo que despacho, apesar de ambos os problemas estarem relacionados. Despacho refere-se ao problema de determinar qual a quantidade de energia eléctrica que um conjunto de centrais deve estar a produzir para satisfazer a procura de um determinado conjunto de cargas, enquanto o UC determina qual o conjunto de centrais que deverá ser utilizado pelo despacho. A grande diferença entre os dois tipos de problemas reside no tempo. Em problemas de despacho não há tempo para activar uma central eléctrica em tempo útil devido à inércia do equipamento. Por esta mesma razão, os problemas de UC determinam quais as centrais eléctricas que devem estar ligadas num determinado período de tempo e que estão prontas a serem utilizadas para satisfazer os diferentes consumidores de energia eléctrica.

O problema de UC tem grandes e importantes consequências económicas. Como tal, ao longo dos anos foram desenvolvidas várias abordagens para se resolver este problema. Encontra-se uma descrição detalhada da evolução do assunto em [40], referindo-se apenas que as abordagens para resolver este problema variam desde métodos teóricos extremamente complexos até métodos empíricos muito simples.

A programação dinâmica foi uma das primeiras metodologias utilizadas para a resolução do problema de UC. A utilização da programação dinâmica permite abordar problemas não convexos e não lineares, assegurando a obtenção da solução óptima [41]. A programação dinâmica é um procedimento metódico que avalia sistematicamente um elevado número de decisões possíveis em várias iterações. A cada iteração é associado um conjunto de decisões, das quais se tem de seleccionar uma. A cada decisão está associado um custo, e para além do custo de determinada decisão poder ser afectado pela decisão tomada na iteração anterior também podem existir custos de transição entre as decisões das diversas iterações. O

objectivo é determinar a decisão em cada iteração que minimize o custo total das decisões tomadas.

A desvantagem da utilização da programação dinâmica advém da necessidade de se proceder a uma discretização, sendo exigente em termos de capacidade de memória e tempo de computação. Esta desvantagem evolui de forma exponencial com a dimensão do problema e cedo atinge um nível que torna impossível a sua computação, o que constitui a denominada maldição da dimensionalidade.

A utilização de uma ordem de mérito é outro dos métodos utilizados para se resolver este tipo de problemas. Lee em [42] descreve e utiliza este método para resolver o problema de UC. Em resumo, o método faz uma ordenação para entrada em serviço das diferentes unidades de geração, baseando-se nas características dos custos operacionais. A ordenação pré-determinada é então utilizada até que toda a carga do sistema esteja alimentada.

Lauer et al. [43] e Cohen et al. [44] apresentaram novas metodologias para a resolução do problema de UC baseadas no método de branch-and-bound que incorpora restrições temporais e não necessita de uma ordem de mérito definida a priori. Dillon et al. [45] desenvolveram um método de programação inteira com aplicação a problemas de dimensão real, também baseado na extensão e modificação do método de branch-and-bound.

A metodologia baseada na relaxação Lagrangeana é também utilizada para resolver problemas de UC. A sua utilização é muito mais recente que outros métodos como a programação dinâmica, e tem a vantagem de conseguir modelizar facilmente as características particulares de determinadas unidades de geração, isto porque a adição de restrições ao método é fácil de implementar. No entanto, a relaxação Lagrangeana apresenta a desvantagem da sub-optimalidade que lhe é inerente [40]. Vários autores já utilizaram esta metodologia. Por exemplo, Aoki et al. [46], [47], quando os problemas de UC de larga escala eram muito complicados de resolver devido à computação existente, que na altura utilizaram esta metodologia para resolver um problema de UC de larga escala que considerava unidades de geração de diferentes tipos com características particulares, tais como grupos térmicos com e sem restrições de combustível, e grupos hídricos. E mais recentemente, Nowak et Römisch [48] e Bacaud et al. [49] utilizaram a relaxação Lagrangeana em conjunto com um processo estocástico para resolver o problema de UC sob incerteza.

Tseng et al. [50] propôs um novo método – *Unit Decommitment* – para resolver os problemas de UC. O método proposto parte de um estado inicial onde é considerado que todas as centrais eléctricas estão ligadas para um determinado período de tempo, e determina a estratégia óptima de as desligar. Tseng et al. em [50] demonstram que o método proposto apresenta um erro muito baixo – menos de 0,5% – em relação a outros métodos existentes na literatura, nomeadamente o método da Relaxação Lagrangeana que é muito utilizado para resolver os problemas de UC, e que é computacionalmente mais eficiente – apresenta tempos de cálculo inferiores a 50%.

Durante a última década, os problemas de UC também têm sido explorados e resolvidos através de Meta-heurísticas e Algoritmos Evolucionários. Por exemplo, em [51] é utilizado um método para a resolução do problema de UC que explora uma procura local baseada em meta-heurísticas, onde é seleccionada uma direcção de procura baseada em pressupostos que têm em conta as diversas restrições do problema até o óptimo ser atingido. Metodologias baseadas em inteligência artificial, nomeadamente trabalhos realizados com redes neuronais artificiais [52], [53], que pretendem modelizar o comportamento das redes neuronais biológicas, algoritmos genéticos [54], [55], [56], que simulam os princípios da evolução natural, o processo de arrefecimento simulado [57], [58], [59], que faz uma analogia entre o processo de arrefecimento e o problema de optimização que se pretende resolver, neste caso o problema de UC, seguindo um procedimento de transição entre diferentes estados de equilíbrio do sistema até se alcançar o estado de menor energia, pesquisa Tabu [60], [61], cuja propriedade de evitar mínimos locais tornam a metodologia muito indicada para a resolução deste tipo de problemas, ou lógica difusa [62] que permite uma descrição qualitativa das características do sistema, do comportamento do sistema e resposta do sistema, sem a necessidade de formulação matemática exacta do problema. No entanto, embora estas metodologias se apresentem como prometedoras para a resolução do problema de UC, importa realçar que estas metodologias podem enfrentar dificuldades em encontrar a solução óptima, e tipicamente apresentam elevados tempos de computação.

Aborda-se ainda para a resolução do problema de UC as metodologias híbridas. A necessidade de melhorar os algoritmos existentes para a resolução do problema de UC levou à criação de metodologias que integram mais do que uma das técnicas acima apresentadas. Por um lado, um algoritmo simples e com baixos tempos computacionais, mas que apenas encontra uma solução sub-óptima. Por outro lado, um algoritmo complexo que consegue encontrar a solução óptima à custa de tempo computacional. As metodologias híbridas

combinam as diversas técnicas existentes e disponíveis de forma a criarem um algoritmo mais rápido e robusto. Huang et al. em [63] propuseram uma abordagem que combina algoritmos genéticos com redes neuronais artificiais e programação dinâmica, Mantawy et al. em [64] integraram algoritmos genéticos, pesquisa Tabu e arrefecimento simulado, e N. P. Padhy et al. em [65] combinaram um sistema de inferência difuso com redes neuronais. Através das metodologias híbridas apresentadas foram encontradas soluções práticas e robustas para o problema de UC.

O problema de decidir quais as centrais eléctricas que devem estar a produzir electricidade é reconhecido como um dos aspectos mais críticos da operação de um sistema eléctrico e tem sido ao longo do tempo um aspecto de especial interesse para diversos investigadores. Tal como já descrito anteriormente, é necessário satisfazer a carga do sistema minimizando os custos de combustível das diferentes centrais que utilizam diferentes tecnologias para a produção de electricidade, tendo em conta as condições necessárias para se garantir os níveis de segurança de todo o equipamento utilizado. Desta forma, utilizar uma solução sub-óptima, preferencialmente a solução óptima, de operação do sistema eléctrico resulta em grandes ganhos para as diferentes companhias produtoras.

Como tal, o problema de UC foi alargado por alguns autores de forma a incluírem as condições de segurança acima descritas, dando origem aos problemas de escalonamento de unidades de geração que incorporam restrições de segurança (SCUC – *Security Constrained Unit Commitment*). Estes problemas assumem uma especial relevância em ambiente de mercado, não só porque incorporam as características das diferentes unidades de geração (como tempos e custos de arranque e paragem, rampas e capacidade máxima de geração, bem como os diferentes tipos de combustível usados para a geração de electricidade cuja disponibilidade e preço e, hoje em dia devido às preocupações ambientais, factores de emissão), como também avaliam um aspecto muito importante na operação de sistemas eléctricos que é a segurança das redes de transporte de energia eléctrica. Devido à inviabilidade económica e ambiental de instalar diversas redes na mesma área geográfica, é necessário garantir que a actividade de exploração da rede seja feita de forma a serem assegurados determinados níveis de qualidade, fiabilidade e segurança para o sistema eléctrico, para além de ser necessário garantir que os limites térmicos das linhas não são atingidos de forma a não danificar as próprias redes em si.

Miguélez et al. em [66] abordam o caso do sistema eléctrico espanhol, e fazem a descrição de vários métodos para a resolução dos problemas de SCUC. Lu e Shahidehpour em [67] decompõem o problema de SCUC em dois problemas, um problema principal baseado na decomposição de Bender para otimizar o escalonamento das diferentes unidades (solução do problema de UC), e um sub-problema para eliminar as violações ao longo da rede. Através de vários exemplos numéricos é demonstrada a importância do mix de geração para as companhias produtoras, o impacto potencial da volatilidade do preço dos combustíveis, bem como o impacto das restrições de rede na operação do sistema eléctrico.

Faz-se ainda notar que os problemas de congestionamento da rede eléctrica assumem uma importância extrema na actualidade. Isto porque, em ambiente de mercado, os congestionamentos podem originar aquilo que se denomina de “*market splitting*”. Quando ocorrem estas situações, os preços de mercado de diferentes áreas geográficas assumem valores distintos. Normalmente as situações de congestionamento ocorrem nas interconexões entre dois países vizinhos devido à baixa capacidade de transporte de energia eléctrica das linhas nas zonas fronteiriças. Uma descrição mais pormenorizada dos problemas económicos e técnicos das situações de congestionamento das redes eléctricas em ambiente liberalizado, bem como os diferentes métodos utilizados para abordar e resolver este tipo de problemas pode ser encontrado em [68], [69], [70], [71]. No geral, o despacho resultante do encontro das propostas de venda face às propostas de compra incluindo os contractos bilaterais de aquisição de energia, têm de ser analisados do ponto de vista técnico por uma entidade independente que avalia se o despacho puramente económico não põe em causa os níveis padrão de segurança do sistema eléctrico.

A liberalização do sector eléctrico também levou a implicações profundas na forma de como gerir e explorar as empresas produtoras de electricidade, visto que estas passaram a enfrentar um grande número de decisões estratégicas com escalas de tempo diferentes. As decisões com que cada empresa se depara reflectem-se ao longo de diversos horizontes temporais. O longo prazo refere-se à melhor estratégia que a empresa pode adoptar na construção de novas centrais, como por exemplo, qual a tecnologia em que deve apostar. Por outro lado, as decisões de curto prazo incluem desde as propostas de venda oferecidas ao mercado até ao escalonamento e planeamento horário da produção dos diferentes grupos de geração. Para além deste tipo de decisões, aquelas com que as empresas se deparam num horizonte a médio prazo, que se refere a um período de vários meses até um ano, são algumas das decisões mais importantes que a empresa tem de tomar para a correcta exploração dos

seus grupos de geração. Este tipo de decisões inclui a compra de combustíveis, a alocação dos recursos hídricos (a produção hidroelétrica está limitada aos reservatórios de água que ditam a quantidade de energia elétrica que este tipo de centrais pode produzir entre períodos de precipitação) e a gestão das licenças de emissão de CO₂, entre outras, tudo com o intuito de maximizar o lucro.

Em [72], Centeno et al. apresentam um modelo para analisar as estratégias das empresas no horizonte de médio prazo, baseado numa representação de equilíbrio do mercado que responde a Variações Conjecturais. E apontam o facto de em mercados liberalizados as empresas terem de assumir o risco de acontecimentos inesperados que afectam tanto as receitas como os custos. Desta forma, as empresas procuram não só maximizar os seus lucros, como também limitar o risco face a cenários desfavoráveis. Isto porque existem vários factores de risco associados à exploração dos grupos de geração no horizonte de médio prazo, tais como o preço dos combustíveis que é muito volátil, avarias inesperadas dos grupos, a própria procura de electricidade pode sofrer variações inesperadas, complexidade e incerteza do preço das licenças de emissão de CO₂, entre outros factores. No que respeita à problemática do risco associado à complexidade e incerteza do preço das licenças de emissão de CO₂, visto que é um assunto muito actual e tem grandes implicações na forma de gerir as empresas produtoras de energia elétrica, já vários autores abordaram o assunto, por exemplo, em [73], [74].

O ambiente de mercado é, de facto, vivido hoje em dia nas mais diversas sociedades. Green em [75] apresenta as fundações económicas que estão subjacentes aos mercados de energia elétrica e descreve a opção de serem incluídos contractos bilaterais nos modelos de mercado de electricidade. São discutidos os efeitos que a rede elétrica introduz aquando da modelização de mercados de electricidade e são apresentados vários modelos de mercado, inclusive o modelo de Cournot que é um dos modelos mais utilizados para descrever o mercado de electricidade. A título de exemplo, Bunn e Oliveira [76] formularam um modelo de Cournot multi-estado, e aplicaram-no ao sistema elétrico de Inglaterra e Gales, para determinar impacto no portfolio de geração das diferentes empresas produtoras e os efeitos a longo prazo que advêm desse impacto para a evolução da estrutura do mercado e preços de electricidade.

Segundo o modelo de Cournot, cada empresa produtora faz propostas de venda ao mercado para um determinado período de tempo. O MO faz o encontro das propostas com a

procura de energia eléctrica para cada período de tempo e determina o preço a que a energia vai ser comprada – o denominado *market-clearing price*. Em seguida, cada empresa escolhe a quantidade que vai vender ao mercado que maximiza os seus lucros, assumindo que a quantidade de energia vendida pelas outras empresas é fixa. Por fim, chega-se a um equilíbrio quando é determinado o conjunto de quantidades que (individualmente) maximiza o lucro de cada empresa, dado que as propostas das outras empresas são conhecidas. Uma discussão mais detalhada sobre vários modelos de Cournot aplicados a sistemas eléctricos é feita por Neuhoﬀ et al. em [77], onde são descritos vários modelos e se relacionam as diferenças entre os resultados obtidos pelos modelos apresentados através das suposições feitas por cada metodologia.

Também no que respeita à actualidade, perante os novos compromissos internacionais estabelecidos pelo Protocolo de Quioto, os custos provenientes das emissões de gases de efeito de estufa (GEE) devem ser internalizados nas metodologias propostas para a optimização da exploração de sistemas eléctricos.

Segundo o protocolo de Quito (1997), as nações que emitem menos que a sua quota-parte de GEE podem vender licenças de emissões a outras nações [78]. O Protocolo também permite que o Mecanismo de Comércio de Emissões (MCE) seja estabelecido ao nível regional (tome-se como exemplo o MCE dentro da União Europeia proposto em [79] e abordado por Gagelman et Hansjurgens em [80] e Christiansen et Wettestad em [81]) e também ao nível nacional (Betz em [82] fez uma análise ao plano nacional de alocações de diversos países para inferir sobre o MCE dentro da União Europeia). Na alçada deste mecanismo, os governos estabelecem tectos de emissões (um montante máximo de dióxido de carbono que determinada companhia pode libertar para a atmosfera num determinado período de tempo, sem que seja penalizada por isso) para as várias companhias poluidoras, e é lhes permitido que troquem entre si as licenças de dióxido de carbono para que todas as companhias consigam cumprir com os limites impostos.

Reneses e Centeno [83] avaliaram o impacto do protocolo de Kyoto no MIBEL durante dois períodos, a primeira fase, que ocorreu entre 2005 e 2007, e a segunda fase, desde 2008 até 2012. Para tal, usaram um modelo de oligopólio para simular o mercado de electricidade, e tiveram em consideração diversos cenários que envolvem as questões actuais de preços de licenças de emissão de CO₂, procura, preço de combustíveis e energias renováveis. Os resultados apresentados pelo modelo desenvolvido por Reneses e Centeno [83] demonstram

que as políticas energéticas e os preços das licenças de emissão de CO₂ são factores cruciais para que as metas propostas pelo protocolo de Kyoto sejam atingidas (isto é, preços das licenças de emissão de CO₂ acima de €15/ton e políticas energéticas muito eficientes).

O principal propósito do MCE é o de alocar os esforços de reduzir emissões onde eles são mais baratos, de forma a minimizar os custos ocorridos no cumprimento das metas impostas. O MCE poderá ser uma alternativa de baixo custo para que as metas de CO₂ sejam cumpridas, sendo que, desta forma, se estimula o aparecimento de inovações e se criam incentivos para a redução de emissões de GEE. No entanto, Anger em [84] estimou, usando simulações numéricas num modelo de equilíbrio multi-países, que o MCE iria induzir apenas benefícios económicos menores já que estava restrito a companhias de alto consumo energético, cujo limite inicial imposto para as emissões era muito elevado. Por outro lado, tanto Anger em [84] e Loreta et al. em [85] concluíram que um mercado de emissões alargado iria aumentar os benefícios do MCE.

O MCE também tem implicações directas na forma de como operar uma empresa produtora de electricidade devido aos custos directos e indirectos que surgem do cumprimento das metas impostas pelo governo. Os custos directos surgem do investimento em novas centrais com tecnologias para a produção de electricidade mais limpas, ou seja, investir em energias renováveis ou tecnologias menos emissoras de CO₂ para a atmosfera, e da compra de licenças de CO₂. Os custos indirectos são devidos ao preço das licenças de CO₂, que se reflectem em custos de produção de electricidade mais elevados.

Torna-se, portanto, necessário combinar a forma de explorar o sistema eléctrico com o MCE. Em [86], Linares et al. apresentam um modelo de Variações Conjecturais aplicado ao sistema eléctrico espanhol para inferir sobre a influência do MCE no investimento de novas tecnologias para a geração de electricidade, nomeadamente o impacto e importância que advém das energias renováveis. Linares et al. concluem que o MCE promove o desenvolvimento de determinadas tecnologias, como é o caso das tecnologias eólica e de ciclo combinado de gás natural, mas, no geral, não aumenta o investimento em energias renováveis. Chen et al. em [87] analisaram o MCE usando um modelo de oligopólio, e concluíram que o MCE leva a um aumento dos lucros das empresas produtoras de electricidade. Por outro lado, apesar dos custos de emissão de CO₂ serem passados para o consumidor através do aumento do preço da electricidade, a evolução do preço da electricidade depende da estrutura de

competitividade da indústria, da elasticidade da procura e da mudança da ordem de mérito das diferentes tecnologias utilizadas para a geração de energia eléctrica.

É de notar que os preços da energia eléctrica nos países da União Europeia aumentaram substancialmente desde que o MCE entrou em vigor. Para além de outros factores, como por exemplo o aumento do preço dos combustíveis, o aumento do preço da electricidade também se deve a este mecanismo, em particular, devido à passagem dos custos das licenças de CO₂, que são uma parte significativa dos custos de que cobrem as emissões, para os consumidores. Este efeito é discutido em [88] e [89], onde também é referido que um aumento da capacidade em energia nuclear serviria para o mitigar. O facto de o MCE levar a um aumento dos lucros das empresas produtoras de electricidade também é suportado por Veith et al. [90] que avaliam as consequências económicas do MCE utilizando um modelo multi-factor, e concluem que os lucros das empresas produtoras de electricidade estão correlacionados com o aumento dos preços das licenças de emissão de CO₂.

Fontes de energia disponíveis, de baixo custo e limpas são vistas como um pré requisito de força económica em qualquer sociedade industrializada. As licenças de emissão de CO₂ estão desde já a funcionar como uma restrição aos recursos utilizados na reestruturação do sector eléctrico, visto que as economias nacionais estão assentes numa infra-estrutura energética muito interdependente e complexa [91]. Como tal, a possibilidade de substituir centrais que queimam fuel ou carvão por centrais a gás natural, que são menos emissoras, pode representar um papel muito importante na estratégia das empresas num horizonte a longo prazo. Num horizonte de curto prazo, onde já se pode falar no despacho das diferentes centrais, há que ter vários aspectos em consideração, nomeadamente aspectos de carácter económico, como o da receita gerada. Por exemplo, os custos de produção de energia de uma central hidroeléctrica são muito baixos, mas os custos de oportunidade de produzir electricidade podem ser muito elevados. Como tal, as companhias que possuem este tipo de tecnologia maximizam os seus lucros produzindo electricidade apenas nas horas cujos custos marginais de geração são mais elevados, visto que produzir em outras horas do dia implicaria renunciar à oportunidade de receber mais lucros [92]. Por outro lado, os grupos nucleares apresentam elevados custos de arranque e baixos custos de operação, o que leva a que as companhias que possuem este tipo de tecnologia maximizem os seus lucros quando estes grupos estejam a produzir perto da sua capacidade nominal por longos períodos de tempo, especialmente porque estes grupos representam uma das tecnologias mais baratas de uma empresa.

Para além deste facto, é referido por Matos et al. [93] que a necessidade de reduzir as emissões de CO₂ em conjunto com as políticas levadas a cabo pelos governos irá levar a um aumento da produção de electricidade através de fontes renováveis, o que implica uma complexidade acrescida para a gestão da exploração das redes eléctricas. Especialmente devido à produção proveniente de centrais eólicas, visto que se trata de uma fonte de energia eléctrica intermitente. De notar o artigo 7 da directiva 2001/77/EC, publicada pela união europeia no que respeita ao despacho de energias renováveis, onde é referido que sem prejuízo da manutenção da segurança e fiabilidade das redes de energia eléctrica, os estados membros devem tomar as medidas necessárias para assegurar o despacho de geradores que utilizem fontes renováveis como combustível primário para a produção de electricidade. De acordo com este raciocínio, faz-se referência à abordagem “inclusiva” desenvolvida por Warsono et al em [94] e [95], onde a energia renovável proveniente de fontes eólicas é incluída na resolução do problema de UC e despacho de geração. Com o propósito de reduzir as emissões de CO₂, a produção de energia eólica é usada sempre que possível.

Todos os aspectos apresentados levam à questão da necessidade de coordenar os problemas de UC com a questão do despacho económico, bem como com a problemática das emissões e englobar todos estes problemas num modelo. Como tal, o modelo desenvolvido ao longo do trabalho apresenta a solução para o problema do escalonamento de unidades de geração, determinando quais as que devem estar em funcionamento para um determinado período de tempo, e também é determinada a quantidade de energia eléctrica que cada unidade produz. Considera-se que existem diversos tipos de tecnologias para a produção de electricidade, considerando-se factores de emissão para cada tipo de tecnologia, e apresenta-se a melhor solução de exploração do sistema eléctrico para cada período do horizonte de planeamento considerado. A solução resulta de um processo de optimização que combina critérios económicos com restrições técnicas e de segurança como custos marginais de produção, custos de arranque e de paragem dos diferentes grupos de geração, limites máximos e mínimos de produção de cada grupo, entre outras.

É também incluída uma simplificação da rede Ibérica de forma a serem consideradas as restrições de rede, isto porque, o principal objectivo do trabalho é simular o MIBEL, que foi criado através de um processo que envolveu negociações complexas entre Portugal e Espanha, nomeadamente ao nível da regulação e operação do mercado conjunto [96], e que ainda demonstra níveis limitados de eficiência de mercado [97].

Aborda-se, por fim, o tema da transferência de carga no sistema eléctrico da Península Ibérica. Este tema, associado à gestão da procura, tem implicações directas na exploração mais eficiente de sistemas eléctricos. Veldmen et al. [98] referem que actualmente existe uma grande quantidade de capacidade das linhas de transporte que não é aproveitada. Quando esta capacidade que está disponível for aproveitada muito mais energia pode ser transportada com as mesmas infra-estruturas, de forma a adiar ou mesmo omitir os investimentos e reforços na rede eléctrica. No entanto, Veldmen et al. [98] apontam que para este fim é necessário transferir a procura de electricidade no tempo, mais precisamente, deslocar o transporte de electricidade no tempo.

Palensky em [99], dá uma visão geral dos vários níveis da gestão de carga, e apresenta os desenvolvimentos mais recentes na área de gestão da procura (DSM – *Demand Side Management*). Refere que o sistema eléctrico, no presente, está a enfrentar sérios problemas de capacidade devido: à liberalização do sector, que fez parar os investimentos ao nível da rede eléctrica; à regulação ambiental, que impede a construção de centrais em certos locais; e aos custos associados às emissões de carbono, que dificultam a área de negócio. Tudo isto, associado ao facto das centrais de energia renovável gerarem electricidade sempre que há disponibilidade do recurso primário e injectarem na rede o máximo de energia que podem, leva à necessidade de considerar a carga como uma possibilidade de fornecer SA. Como tal (e porque o incentivo para a mudança, neste caso do comportamento da procura, é normalmente o dinheiro), faz-se referência à transferência de carga, que é um processo que altera o comportamento dos consumidores para que a procura esteja mais uniformemente distribuída ao longo do dia.

5 Descrição do Modelo

O modelo desenvolvido resolve o problema de UC, ou seja, encontra um óptimo para o escalonamento de diferentes centrais eléctricas, tendo em consideração várias restrições técnicas ao nível da geração, bem como ao nível da transmissão de energia eléctrica. Para além do problema de UC, é também incorporado no modelo a procura de electricidade (carga do sistema eléctrico), levando a que o modelo desenvolvido encontre o despacho óptimo das diferentes centrais eléctricas. São também consideradas no modelo as implicações que advêm do MCE.

O planeamento e escalonamento de centrais eléctricas que utilizam diferentes tipos de recursos primários para a produção de electricidade são uma das questões mais importantes na economia da operação de sistemas eléctricos. Representa um problema de alocação de recursos com grandes implicações económicas, especialmente na actualidade, devido às preocupações ambientais que introduziram custos relacionados com a emissão de CO₂ para a atmosfera no problema de UC a curto prazo. Dado um determinado estado inicial dos grupos produtores de energia eléctrica, o modelo apresentado determina o escalonamento das diferentes centrais (quais as centrais ligadas e quais as desligadas num determinado período de tempo), bem como o respectivo despacho de cada uma das centrais consideradas aptas para produzir electricidade (centrais ligadas e em paralelo com a rede eléctrica nos diferentes períodos de tempo considerados), com o objectivo de minimizar os custos de geração de todo o sistema.

A Equação 1 apresenta o objectivo a que o modelo de concorrência perfeita se propõe, minimizar os custos de produção de energia eléctrica, tal como já referido, e engloba os custos em que uma central eléctrica ocorre para a geração de electricidade. No modelo descrito, foram considerados os custos marginais de produção de electricidade, em conjunto com os custos de arranque e paragem dos diferentes grupos de geração. Todos os custos considerados foram determinados em função do tipo de tecnologia utilizada por um grupo para produzir electricidade.

Os custos marginais de geração, descritos através da Equação 2, englobam diversos aspectos relacionados com o tipo de central geradora de electricidade. Devido ao facto do custo de gerar electricidade estar relacionado com o tipo de tecnologia da central eléctrica, no

modelo implementado, são considerados parâmetros característicos para o cálculo do custo marginal como: o custo dos combustíveis utilizados como fonte primária para a geração de electricidade, e a eficiência térmica de cada tecnologia. É também considerado no custo marginal de geração de uma tecnologia um custo para a quantidade de CO₂ libertada para a atmosfera por MWh de energia produzida, de forma a reflectir o preço de CO₂ do mercado de emissões.

As Equações 3 e 4 reflectem, respectivamente, o máximo e o mínimo de energia eléctrica que um gerador pode estar a produzir num determinado período de tempo, sem colocar em risco a segurança do equipamento. São também conhecidos como os limites técnicos de segurança de um gerador.

Para além dos limites técnicos de segurança de um gerador, determinados tipos de tecnologias, como por exemplo a geração hídrica e a geração eólica, encontram limitações na quantidade de energia que podem estar a produzir devido ao recurso primário utilizado para a geração de energia eléctrica, que pode não estar disponível. Isto é, por exemplo, no caso das centrais hídricas, a quantidade de energia que produzem durante um dia está limitada pelo reservatório de água da albufeira. No caso das eólicas, o recurso primário apenas se encontra disponível em determinadas horas do dia, e normalmente é mais abundante durante a noite. Pelas razões apresentadas, foi formulada a Equação 5 que permite restringir a quantidade máxima de geração de um determinado tipo de tecnologia num determinado período de tempo de um dia.

De forma a modelizar o comportamento diário da procura, e como na prática a procura de electricidade no curto prazo não responde ao preço, a Equação 6 representada a condição de equilíbrio do modelo de concorrência perfeita com procura inelástica: a quantidade total de energia eléctrica gerada é igual ao total da carga, em qualquer período de tempo considerado.

$$\min \pi = \sum_{f,g,t} \left[\begin{array}{l} (MC_f \times GO_{g,t}) + \\ + (OS_{g,t} \times (1 - OS_{g,t-1}) \times SuC_g) + \\ + ((1 - OS_{g,t}) \times OS_{g,t-1} \times SdC_g) \end{array} \right] \quad \text{Equação 1}$$

Sujeita a:

$$MC_f = FC_f + \frac{EF_f}{TE_f} \times CO_2P \quad \forall f \quad \text{Equação 2}$$

$$GO_{g,t} \leq G_g^{Max} \times OS_{g,t} \quad \forall g, \forall t \quad \text{Equação 3}$$

$$GO_{g,t} \geq G_g^{min} \times OS_{g,t} \quad \forall g, \forall t \quad \text{Equação 4}$$

$$\sum_t GO_{g,t} = G_g^{Max} \times H_{f,t}^{Max}, \forall g \quad \text{Equação 5}$$

$$\sum_g GO_{g,t} - \sum_n ID_{n,t} = 0, \forall t \quad \text{Equação 6}$$

No modelo desenvolvido é também incorporado o facto da geração e da procura estarem em regiões distintas, ligadas através de uma rede eléctrica. Como tal, é necessário modelizar o comportamento da rede de transmissão eléctrica através de um trânsito de potências cuja solução calcula a energia transportada de um nó da rede para outro qualquer nó, ligados entre si através de uma linha de transporte.

Tal como em [98], foi modelizado um trânsito de potências DC por duas principais razões:

- a) o facto do modelo do mercado Ibérico completo ser computacionalmente muito pesado;
- b) o facto dos resultados obtidos através de uma modelização de um trânsito de potências DC (*direct current* – corrente contínua) se aproximarem muito bem à solução exacta que se obtém através do modelo completo AC (*alternate current* – corrente alternada) do trânsito de potências [101].

Na abordagem clássica de um modelo DC, o trânsito de potência activa $F_{i,k}$ que flui numa linha da rede é dado pela Equação 7, onde, $\theta_i - \theta_k$ representam a diferença entre ângulos de tensão de dois nós i e k ligados por uma linha eléctrica de reactância $X_{i,k}$.

$$F_{i,k} = \frac{\theta_i - \theta_k}{X_{i,k}} \quad \text{Equação 7}$$

O módulo das tensões é considerado 1 p.u. (por unidade), e o trânsito de potência reactivo é nulo devido a simplificações do modelo (considerada a resistência das linhas eléctricas igual a zero).

Para além de permitir o cálculo do trânsito de potência activa que flui nas linhas da rede eléctrica através da diferença dos ângulos de tensão dos barramentos adjacentes a cada linha, o modelo DC permite uma transformação (representada pela Equação 8) que calcula o trânsito de cada linha através da multiplicação de uma matriz de sensibilidades, $A_{i,k}$, com o vector da potência activa injectada, P_j , em cada barramento, sem ser necessário o cálculo das fases de tensão, como em [102].

$$F_{i,k} = \frac{\theta_i - \theta_k}{X_{i,k}} = \frac{\sum_{j \neq \text{REF}} Z'_{i,j} P_j - \sum_{j \neq \text{REF}} Z'_{k,j} P_j}{X_{i,k}} = \sum_{j \neq \text{REF}} \frac{Z'_{i,j} - Z'_{k,j}}{X_{i,k}} P_j = A_{i,k} P_j \quad \text{Equação 8}$$

A matriz de sensibilidades é calculada tendo em consideração a impedância das diferentes linhas da rede eléctrica, e os valores que esta matriz apresenta alteram consoante o barramento de referência escolhido. No entanto, apesar do modelo DC apresentar esta característica, os resultados finais obtidos para o trânsito de potência não alteram.

A implementação de todas as expressões do trânsito de potência no modelo desenvolvido é representada pela Equação 9 e pela Equação 10. A Equação 9 garante que em todos os períodos considerados o total de energia produzido é igual à carga, principal característica de um sistema eléctrico, e a Equação 10 apresenta o trânsito que flui em cada uma das linhas da rede eléctrica considerada.

As linhas de transporte, à semelhança dos grupos geradores de electricidade, também se encontram sujeitas a limites térmicos que condicionam a segurança do sistema eléctrico. De

forma a incorporar no modelo as restrições que advém da rede eléctrica de transporte, foram formuladas as Equações 11 e 12 que limitam a quantidade de energia eléctrica transportada entre dois nós da rede.

$$PI_{n,t} = \sum_g GO_{g,t} - ID_{n,t}, \forall t, \forall n \quad \text{Equação 9}$$

$$LF_{l,t} = \sum_n (S_{l,n} \times PI_{n,t}), \forall t, \forall l \quad \text{Equação 10}$$

$$LF_{l,t} \leq LC_n^{\text{Max}}, \forall t, \forall l \quad \text{Equação 11}$$

$$LF_{l,t} \geq -LC_l^{\text{Max}}, \forall t, \forall l \quad \text{Equação 12}$$

O modelo de concorrência perfeita (descrito e formulado através das Equações 1 até à 6, em conjunto com as Equações 9, 10, 11 e 12) determina os custos marginais de geração mais baixos para cada período, e estes custos representam o valor mínimo que a procura tem de estar disposta a pagar, em cada período, de forma a ser alimentada.

No caso da procura inelástica, é assumido que os consumidores estão dispostos a pagar o custo marginal mais elevado, em cada período. Por outro lado, se a procura estiver disposta a mudar o seu comportamento devido a incentivos, nomeadamente, a descida dos preços da electricidade, é necessário representar a transferência de carga.

Neste caso, e como a estratégia de todas as empresas produtoras de electricidade é a maximização dos seus lucros face ao que a procura está disposta a pagar para ser alimentada, é necessário reformular a função objectivo do modelo de concorrência perfeita de forma a reflectir a estratégia das empresas (Equação 13) e definir a quantidade de carga que está disposta a mudar o seu comportamento (valor α , em percentagem). As Equações 15, 15, 16 e 17 substituem a Equação 6 do modelo de concorrência perfeita, e representam as alterações necessárias de introduzir na formulação do modelo para representar a transferência de carga entre períodos.

$$\max P_w = \sum_{g,f,t} (MC_{f,t}^{high} \times GO_{g,t}) - \sum_t GC_{w,t}, \forall w \quad \text{Equação 13}$$

$$\sum_g GO_{g,t} - \sum_n DT_{n,t} = 0, \forall t \quad \text{Equação 14}$$

$$\sum_t DT_{n,t} - \sum_t ID_{n,t} = 0, \forall n \quad \text{Equação 15}$$

$$DT_{n,t} \leq ID_{n,t} \times (1 + \alpha), \forall n, \forall t \quad \text{Equação 16}$$

$$DT_{n,t} \geq ID_{n,t} \times (1 - \alpha), \forall n, \forall t \quad \text{Equação 17}$$

O modelo desenvolvido é um problema de programação inteira não linear, implementado na plataforma GAMS (*General Algebraic Modeling System*), que utiliza as bibliotecas *minos* e *dicopt* para determinar o resultado final.

6 Estrutura do Mercado Ibérico de Electricidade

Um aspecto importante e directamente ligado à forma de como explorar o sistema eléctrico é o sistema hídrico. A médio, longo prazo, devido ao nível dos reservatórios de água e à ligação entre grandes centrais de albufeira e centrais de fio de água, o sistema hídrico reflecte restrições ao nível da quantidade de energia eléctrica que pode ser gerada pelas centrais hídricas. A par deste facto, hoje em dia, existe a possibilidade de fazer bombagem em várias centrais, que associada a sistemas híbridos com produção eólica permitem bombar água nas horas de vazio, onde existe mais vento e menos carga no sistema, para turbinar e produzir energia eléctrica nas horas de ponta diária. Todos estes factores tornam a modelização de um equivalente do sistema hídrico para a Península Ibérica muito complicado, e fora do âmbito deste trabalho. Como tal, em vez de ser modelizado um equivalente do sistema hídrico para a Península Ibérica, foram considerados dados relativos à produção hídrica em 2008. Para o caso da produção eólica é feito um processo semelhante, e foram considerados dados relativos à produção eólica em 2008, não sendo feitos modelos de previsão.

Para além do aspecto apresentado, é necessário fazer uma descrição detalhada das centrais eléctricas de geração consideradas e respectivas características, apresentar o modelo equivalente para rede eléctrica e caracterizar diferentes cenários de procura para dias típicos, para uma boa parametrização do modelo implementado para o MIBEL.

6.1 Centrais Eléctricas de Geração Instaladas em Portugal e Espanha

Os dados utilizados no modelo implementado incluem 103 grupos de geração de centrais eléctricas espanholas, respectiva capacidade instalada e proprietários (agrupados em quatro grandes empresas mais a EDP, e considerados os produtores de electricidade independentes). Os dados também incluem 29 centrais eléctricas portuguesas, respectiva capacidade e proprietários (agrupados em EDP, que possui cerca de 83% da capacidade instalada no país, e produtores de electricidade independentes).

Pelos dados recolhidos, o total de capacidade instalada ascendia aos 13 GW em Portugal e a cerca de 80 GW em Espanha. A capacidade instalada por tipo de tecnologia em cada um dos países é apresentada na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Capacidade Instalada no Sistema Electroprodutor de Portugal e Espanha (em MW).

	Portugal	Espanha
Potência Total Instalada:	12 932	78755
Nuclear:	-	7716
Hídrica:	4 275	16656
Eólica:	1 681	11140
Outras Renováveis:	1 113	2900
Térmica:	5 863	40 343
→ Carvão:	1 820	11424
→ Fuel/Gasóleo:	1 167	6647
→ Ciclo Combinado:	2 876	22272

Em Portugal, a quota de capacidade instalada em fontes de energia renovável (incluindo centrais hídricas, eólicas, de biomassa, das ondas e fotovoltaicas) era cerca de 55%, e a restante capacidade instalada, cerca de 45%, era em fontes térmicas.

No que diz respeito a Portugal, existe uma forte aposta em energias renováveis não só porque são os recursos endógenos mais abundantes do país, mas também porque o governo português se comprometeu com a Comissão Europeia em aumentar para 45% do total de energia fornecida, até 2010, aquela que é proveniente de fontes renováveis. Neste contexto, a capacidade instalada em centrais eólicas, que nos dados utilizados representa 1681 MW do total do país, está planeada aumentar para 3500 MW até fins de 2010.

Em Espanha, ao contrário de Portugal, existem centrais de energia nuclear que representam cerca de 10% da capacidade instalada. Para além destas centrais, também estão instaladas centrais térmicas que representam cerca de 51% da capacidade total instalada. A quota de capacidade instalada em fontes de energia renovável é cerca de 39%.

De forma a avaliar o impacto dos diferentes tipos de tecnologia das centrais utilizadas em Portugal e Espanha para gerar energia eléctrica, além da capacidade instalada, é necessário ter os dados que caracterizam cada uma das diferentes centrais.

Para cada um dos 132 grupos de geração incluídos no modelo implementado foram utilizados vários parâmetros para descrever o comportamento e características das diferentes centrais. Como se pretende para inferir sobre o impacto dos diferentes tipos de tecnologia ao

nível dos custos de geração e, também, ao nível das emissões de CO₂, os parâmetros utilizados e determinados para os diferentes grupos de geração foram:

- Preço dos diferentes tipos de combustíveis utilizados como recurso primário pelos grupos das centrais – necessários para determinar o custo marginal de cada tecnologia;
- Factor de emissão de CO₂ das diferentes tecnologias que uma central dispõe – necessário para calcular o montante de CO₂ libertado para a atmosfera;
- Custos de arranque, custos de paragem e factor de eficiência térmica de cada um dos grupos das centrais – necessários para determinar os custos totais ocorridos na produção de energia eléctrica, bem como para calcular os lucros das diferentes empresas.

Na Tabela 6.2 é apresentado um quadro resumo que caracteriza e descreve cada um destes parâmetros.

Tabela 6.2 – Parâmetros Usados para Caracterizar os Grupos Geradores.

	P. C. (€ / MWh)	F. Em. (tonCO ₂ / MWh)	C. A. (€)	C. P. (€)	F. Ef. (%)
Nuclear:	2.5	-	6200	620	42
Hídrica:	-	-	-	-	100
Eólica:	-	-	-	-	100
Outras Renováveis:	4.5	-	-	-	30
Térmica:					
→ Carvão:	7.3	0.094	587	59	42
→ Fuel/Gasóleo:	15.4	0.078	286	29	40
→ Ciclo Combinado:	25.4	0.056	103	10	50

Faz-se notar o facto de parte das tecnologias abrangidas pela parcela “Outras Renováveis” da Tabela 6.2 não apresentarem qualquer custo associado ao combustível primário utilizado para a produção de energia eléctrica, à semelhança das parcelas “Hídrica” e “Eólica”, mas outras terem custos associados, como, por exemplo, o caso das centrais de biomassa. Como tal, é apresentada uma média que inclui todos os preços de combustível dos diferentes tipos de tecnologias que a parcela “Outras Renováveis” inclui. Da mesma forma,

este procedimento é efectuado para todas as parcelas que incluem mais do que um tipo de tecnologia (“Fuel/Gasóleo”).

Os factores de emissão de CO₂ considerados para cada tipo de tecnologia são os recomendados pelo Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPPC – *Intergovernmental Panel on Climate Change*). Como tal, para todas as tecnologias renováveis, apesar de alguns tipos de tecnologia emitirem CO₂ para a atmosfera, como, por exemplo, as centrais de biomassa que apresentam um factor de emissão de CO₂ de 0.103 tonCO₂/MWh, é considerado que têm um factor de emissão de CO₂ nulo, de acordo com as regras estipuladas tanto pelo IPCC como pelo Protocolo de Kyoto.

Ainda de notar que os mínimos técnicos de cada grupo de geração também são um parâmetro, e considerados no modelo desenvolvido. Foi considerado como mínimo técnico de cada gerador 20% da capacidade nominal do grupo, para as centrais térmicas e nucleares, e 5% da capacidade nominal do grupo, para as centrais de energias renováveis.

De forma a inferir sobre o lucro das várias empresas que actuam no sector eléctrico na Península Ibérica é necessário ter dados sobre a estrutura de proprietários das diferentes centrais eléctricas, que é apresentada na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 – Capacidade Instalada em Portugal e Espanha por Proprietário (em MW).

	Portugal		Espanha				
	<i>EDP</i>	<i>Others</i>	<i>Endesa</i>	<i>Iberdrola</i>	<i>U. F.</i>	<i>EDP</i>	<i>Others</i>
Potência Total Instalada:	10 726	2 206	20 653	38 361	3 843	1 980	13 919
Nuclear:	-	-	3 375	4 341	-	-	-
Hídrica:	4 275	-	-	16 656	-	-	-
Eólica:	1 093	588	3 899	4 456	-	-	2 785
Outras Renováveis:	1 113	-	1 015	1 160	-	-	725
Térmica:	4 245	1 618	12 364	11 748	3 843	1 980	10 409
→ Carvão:	1 192	628	5 685	1 029	2 178	1 587	945
→ Fuel/Gasóleo:	1 167	-	1 878	3 226	470	-	1 073
→ Ciclo Combinado:	1 886	990	4 801	7 493	1 195	393	8 391

No que diz respeito a Portugal, faz-se notar que a EDP é proprietária de quase todas as centrais do país. Não considerando as centrais de pequenos produtores, apenas a central do Pego (carvão – 626 MW) e a central da Tapada do Outeiro (gás natural – 990 MW) é que se apresentam com proprietários distintos, a TejoEnergia e a Turbogás, respectivamente. Isto

representa uma estrutura de proprietários onde a EDP é detentora de um pouco mais de 80% da capacidade instalada no país.

No caso de Espanha, existem duas grandes companhias, Endesa e Iberdrola, que dominam o sector. O conjunto destas duas empresas representa cerca de 75% da capacidade instalada no país. Os restantes 25% da capacidade instalada estão distribuídos entre a Unión Fenosa, EDP (que também actua no sector eléctrico espanhol) e pequenos produtores independentes. A Endesa, detentora de 26% da capacidade total instalada, tem um portfólio de geração constituído por centrais térmicas de todos os tipos de tecnologia, centrais nucleares e centrais eólicas. A Iberdrola, detentora de 49% do total da capacidade instalada, também tem grupos térmicos (cerca de 30% da capacidade total da empresa) de todos os tipos de tecnologia, e a restante capacidade de geração é proveniente de parques eólicos e grandes centrais hídricas (que representa cerca de 70% da quota renovável). A Unión Fenosa é detentora de cerca de 5% da capacidade total instalada e apresenta um portfólio de geração mais reduzido, visto que tem à sua disposição apenas centrais térmicas dos diversos tipos de tecnologia existentes. A EDP, detentora de apenas 3% do total da capacidade instalada em Espanha, apenas tem um portfólio constituído por centrais a fuel/gasóleo e centrais de ciclo combinado. Os restantes 17% de capacidade estão distribuídos por pequenos produtores independentes, cujo portfólio se baseia em energias renováveis e térmicas clássicas.

6.2 Descrição da Rede Eléctrica da Península Ibérica

A rede eléctrica da Península Ibérica é muito ampla, com um grande número de nós e linhas eléctricas com diferentes características. No âmbito deste trabalho, foi considerado um equivalente para a rede eléctrica da Península Ibérica, onde são incorporadas as restrições mais importantes que advêm da rede de transmissão para o MIBEL.

O equivalente considerado para a rede eléctrica de transmissão agrupa diferentes regiões (que cobrem uma vasta área geográfica) de Portugal e Espanha em seis nós, onde se processa a geração e consumo de energia eléctrica. Portugal foi dividido em dois nós equivalentes e Espanha em quatro nós equivalentes, como apresentado na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Districtos de Portugal e Províncias de Espanha Pertencentes a cada Nó do Equivalente de Rede.

nó	regiões incluídas no nó (Distritos / Províncias)
NN1	Viana do Castelo, Braga, Porto, Vila Real, Bragança, Aveiro, Viseu, Guarda, Coimbra, Castelo Branco, Leiria.
NN2	Lisboa, Santarém, Setúbal, Beja, Faro, Évora, Portalegre.
NN3	La Coruña, Pontevedra, Lugo, Orense, Asturias, León, Zamora, Cantabria, Palencia, Valladolid, Burgos, Vizcaya.
NN4	Guipúzcoa, Álava, La Rioja, Soria, Navarra, Zaragoza, Huesca, Lérida, Tarragona, Barcelona, Gerona.
NN5	Salamanca, Cáceres, Ávila, Segovia, Madrid, Toledo, Guadalajara, Cuenca, Teruel, Castellón, Valencia.
NN6	Badajoz, Huelva, Sevilla, Cádiz, Córdoba, Málaga, Ciudad Real, Jaén, Granada, Albacete, Murcia, Almería, Alicante.

A interligar os seis nós da rede eléctrica equivalente da Península Ibérica são consideradas nove linhas de transmissão, onde está representada a capacidade de transporte de electricidade entre pontos distintos da rede eléctrica.

A Figura 6.1 ilustra o equivalente da rede eléctrica de transmissão da Península Ibérica considerado.

**Figura 6.1 – Equivalente de Rede da Península Ibérica.**

No que diz respeito ao equivalente de rede da Península Ibérica, é de grande importância ter em consideração as interconexões entre Portugal e Espanha devido ao impacto que têm para o MIBEL, sobretudo no caso de existir o congestionamento destas linhas. Como tal, a capacidade e localização das interconexões do equivalente considerado foi baseada em dados disponíveis em 2008 para a capacidade disponível de importação / exportação de energia eléctrica.

As capacidades das linhas de transmissão consideradas no equivalente modelizado são apresentadas na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Características de cada Linha do Equivalente de Rede.

linha	nós ($i \leftrightarrow j$)	capacidade (MW)	impedancia (p.u.)	interconecção?
L1	NN1 $\leftrightarrow$ NN2	1160	0.03	não
L2	NN1 $\leftrightarrow$ NN3	560	0.05	sim
L3	NN1 $\leftrightarrow$ NN5	440	0.06	sim
L4	NN2 $\leftrightarrow$ NN5	290	0.10	sim
L5	NN2 $\leftrightarrow$ NN6	310	0.09	sim
L6	NN3 $\leftrightarrow$ NN4	5600	0.02	não
L7	NN3 $\leftrightarrow$ NN5	5600	0.02	não
L8	NN4 $\leftrightarrow$ NN5	5600	0.02	não
L9	NN4 $\leftrightarrow$ NN6	5600	0.02	não

A capacidade das linhas que transportam energia entre nós do mesmo país foi estimada através da área e capacidade instalada de cada nó do equivalente modelizado. No caso de Portugal foi considerado 1160 MW de capacidade de transmissão, e no caso de Espanha foram considerados 5600 MW por linha, o que corresponde a cerca de 13% do pico da procura de energia eléctrica.

Para cada linha de transmissão do equivalente de rede modelizado foi assumida uma reactância, apresentada na Tabela 6.5, que varia na proporção inversa da capacidade instalada em cada nó. A resistência das linhas de transmissão é nula, em consequência das características do modelo DC implementado, o que representa um sistema eléctrico sem perdas.

A capacidade instalada em cada nó do equivalente de rede modelizado para Península Ibérica é apresentada na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Capacidade Instalada em cada Nó do Equivalente de Rede.

	Portugal		Espanha			
	<i>NN1</i>	<i>NN2</i>	<i>NN3</i>	<i>NN4</i>	<i>NN5</i>	<i>NN6</i>
Potência Total Instalada:	6 775	6 157	26 486	21 005	17 389	13 875
Nuclear:	-	-	466	4 108	3 142	-
Hídrica:	3 590	685	8 994	2 330	4 258	1 074
Eólica:	1 294	387	6 117	1 782	2 583	658
Outras Renováveis:	901	212	1 398	751	413	338
Térmica:	990	4 873	9 511	12 034	6 993	11 805
→ Carvão:	-	1 820	6 920	970	1 586	1 948
→ Fuel/Gasóleo:	-	1 167	470	3 084	1 712	1 381
→ Ciclo Combinado:	990	1 886	2 121	7 980	3 695	8 476

A Tabela 6.7 apresenta a capacidade instalada em cada nó da rede para cada uma das diferentes empresas consideradas no estudo.

Tabela 6.7 – Capacidade Instalada das Empresas em cada Nó do Equivalente de Rede.

	Portugal		Espanha				
	<i>EDP</i>	<i>Others</i>	<i>Endesa</i>	<i>Iberdrola</i>	<i>U. F.</i>	<i>EDP</i>	<i>Others</i>
Portugal:	10 726	2 206	0	0	0	0	0
→ <i>NN1</i>	5 332	1 443	-	-	-	-	-
→ <i>NN2</i>	5 394	763	-	-	-	-	-
Espanha:	0	0	20 653	38 361	3 843	1 980	13 919
→ <i>NN3</i>	-	-	6 245	13 597	2 648	1 587	2 409
→ <i>NN4</i>	-	-	4 824	7 770	-	393	4 117
→ <i>NN5</i>	-	-	7 700	13 406	-	-	2 312
→ <i>NN6</i>	-	-	1 884	3 587	1 195	-	5 081

As Tabelas 6.6 e 6.7 servem para mostrar como está distribuída a capacidade instalada em Portugal e Espanha em função das diferentes tecnologias e empresas consideradas para as várias simulações efectuadas. São também apresentadas para mostrar com clareza a totalidade dos dados considerados no modelo desenvolvido, e para uma mais fácil validação dos resultados alcançados.

6.3 Cenários de Carga

A procura de electricidade varia ao longo de um dia. Existem horas onde a procura é muito baixa, as denominadas horas de vazio, e outras em que a procura é muito elevada, horas de ponta. A par deste facto, o próprio dia em si também tem impacto na procura. Por exemplo, dias úteis e fins-de-semana apresentam tipicamente diagramas de carga diferentes, devido ao impacto da indústria na carga do sistema. Desta forma, por questões de simulação do modelo implementado, foram determinados cenários típicos de procura.

Em 2008, o pico da procura apresentou valores de cerca de 8 GW em Portugal e 43 GW em Espanha. Ao longo do ano, foram gerados cerca de 51 TWh em Portugal e 264 TWh em Espanha.

De acordo com os dados relativos ao ano de 2008, foram determinados cenários de procura típicos para Portugal e Espanha. Os cenários de procura típica para Portugal e Espanha foram então combinados, de forma a obterem-se cenários típicos de procura para o MIBEL.

Para um dia médio de procura (D.M.P.) foram construídos dois cenários de procura característicos. Os cenários construídos pretendem ser representativos de um dia normal de consumo, tendo sido criados dois cenários para se representar e distinguir a procura dos dias úteis da dos fins-de-semana (apesar de ambos os cenários apresentarem o mesmo valor médio de energia consumido, a forma do diagrama de cargas é diferente). A construção destes cenários é baseada no consumo anual de energia de Portugal e Espanha, e pretende ser representativo da maior parte dos dias do ano de 2008.

Foi ainda construído um terceiro cenário de procura que pretende descrever um dia de consumo elevado (D.P.E. – Dia de Procura Elevada). A construção deste cenário é baseada nos dias em que se verificou a ponta de consumo em Portugal e Espanha, e pretende ser representativo de dias com características particulares, como por exemplo, dias de condições atmosféricas adversas, em que o consumo é muito superior ao de um dia médio.

Para cada cenário representativo de um dia, com o objectivo de descrever a forma do diagrama de cargas com detalhe, aglutinou-se as vinte e quatro horas de um dia em oito blocos de três horas (como apresentado na Tabela 6.8). Desta forma, é possível distinguir os

períodos de vazio e de ponta diária, para além de reduzir a complexidade computacional do modelo.

Tabela 6.8 – Valor da Procura (em MW) para cada Período de Três Horas.

	Portugal			Espanha			MIBEL		
	<i>D.M.P.</i>		<i>D.P.E.</i>	<i>D.M.P.</i>		<i>D.P.E.</i>	<i>D.M.P.</i>		<i>D.P.E.</i>
	<i>C1</i>	<i>C2</i>		<i>C1</i>	<i>C2</i>		<i>C1</i>	<i>C2</i>	
<i>TP1</i>	13 574	11 574	16 080	70 812	66 812	84 307	84 386	78 386	100 387
<i>TP2</i>	12 967	12 967	15 360	67 641	59 641	80 532	80 608	72 608	95 892
<i>TP3</i>	15 178	15 178	17 980	79 179	79 179	94 269	94 357	94 357	112 249
<i>TP4</i>	18 251	22 251	21 620	95 209	103 209	113 353	113 460	125 460	134 973
<i>TP5</i>	18 969	20 969	22 470	98 952	98 952	117 809	117 920	119 921	140 279
<i>TP6</i>	19 990	17 990	23 680	104 280	104 280	124 153	124 270	122 270	147 833
<i>TP7</i>	21 417	23 416	25 370	111 723	119 723	133 014	133 139	143 139	158 384
<i>TP8</i>	18 285	14 285	21 660	95 385	91 385	113 563	113 670	105 670	135 223

7 Resultados Obtidos Através de Simulações com o Modelo

De forma a considerar um conjunto de situações típicas durante a exploração do sistema eléctrico e analisar, dando ênfase ao MIBEL, o impacto da variação do preço das licenças de CO₂, o impacto da rede eléctrica de transporte e o impacto da elasticidade de carga nos custos de produção de energia eléctrica, bem como nos lucros das várias empresas que actuam no sector eléctrico da península Ibérica, foram formulados e simulados vários cenários.

Os vários cenários propostos estão caracterizados ao longo de cada sub-capítulo, onde se faz uma descrição da forma utilizada para avaliar o impacto dos vários temas descritos no parágrafo anterior, e se apresentam os principais resultados obtidos.

De notar que para as várias simulações realizadas com o modelo desenvolvido, as diferenças entre cenários encontram-se nos parâmetros do modelo. A combinação dos valores que cada parâmetro assume nas diversas simulações permite inferir sobre o impacto dos vários assuntos abordados.

7.1 Efeitos do Preço das Licenças de CO₂ na Ordem de Mérito das Tecnologias Usadas para Gerar Energia Eléctrica

O custo marginal de geração de um determinado grupo de uma central eléctrica é calculado em função do tipo de recurso primário utilizado para a produção de electricidade (tipo de tecnologia do grupo gerador), como tal, não varia com a carga do sistema, isto é, a procura. A rede eléctrica, cujo impacto para o sistema eléctrico é analisado mais à frente no capítulo 7.2, também não faz variar o custo marginal de geração de um determinado grupo de uma central.

Devido às razões apresentadas, fazendo variar o preço das licenças de CO₂, é possível determinar o custo marginal de geração das diferentes tecnologias para os vários cenários considerados em diferentes simulações, e inferir sobre a mudança da ordem de mérito das tecnologias devida exclusivamente ao impacto das emissões de CO₂.

Na Figura 7.1 é apresentado o efeito do aumento do preço das licenças de CO₂ nos custos marginais de geração das tecnologias que consomem combustíveis fósseis para produzir electricidade. Distingue-se, precisamente, as centrais térmicas dos outros tipos de

centrais, visto que as centrais renováveis, à semelhança das centrais nucleares, não emitem CO₂ para a atmosfera aquando da geração de energia eléctrica. Como tal, para este tipo de centrais, os custos marginais de geração não são afectados pelo preço das licenças de CO₂, e por essa mesma razão não estão apresentados na Figura 7.1.

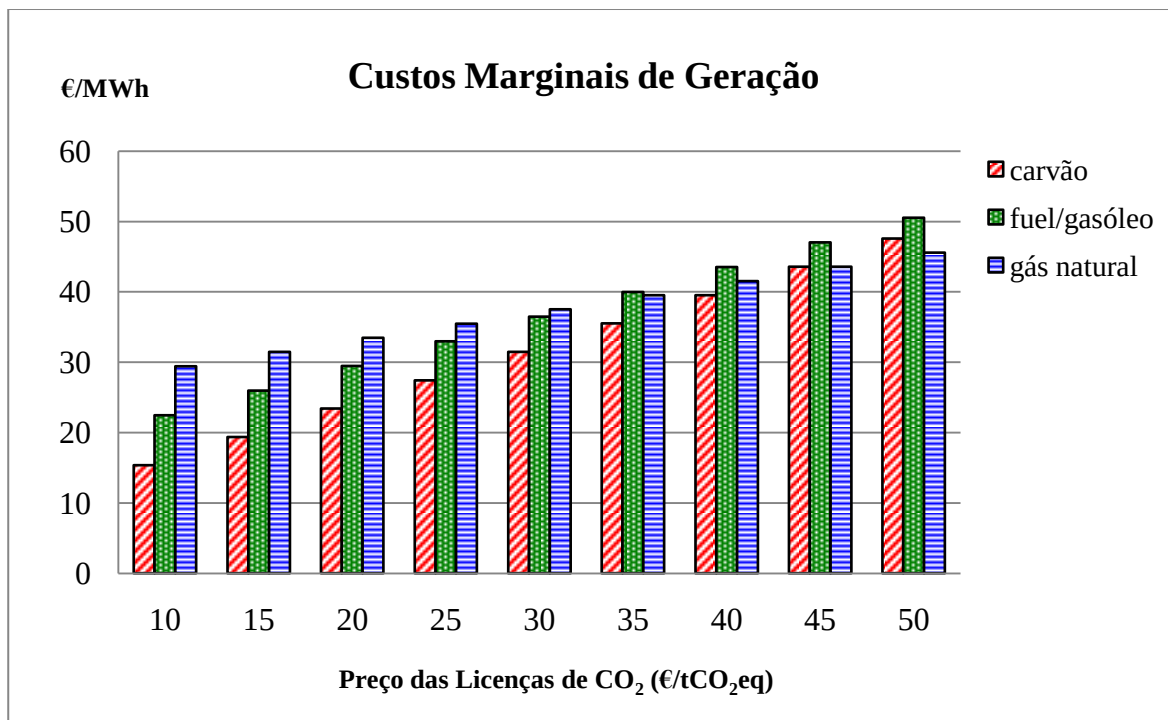


Figura 7.1 – Impacto do Preço das Licenças de CO₂ no Custo Marginal de Geração das Tecnologias.

Analisando a Figura 7.1, observam-se três situações distintas que caracterizam a ordem de mérito das tecnologias:

- O preço das licenças entre 10 e 30 €/tCO₂eq não altera a actual ordem de mérito das tecnologias. Ou seja, apesar dos custos marginais das tecnologias aumentarem devido à influência directa que as emissões acarretam para os custos de geração, a hierarquia de custos entre tecnologias não se altera. Desta forma, a ordem de despacho dos grupos mantêm-se a mesma, isto é, as centrais a carvão são escalonadas em primeiro lugar, depois segue-se o escalonamento de centrais de fuel/gasóleo e por fim o escalonamento de centrais de ciclo combinado a gás natural;
- Quando o preço das licenças atinge o valor de 35 €/tCO₂eq, a ordem de mérito altera-se. O custo marginal de produzir electricidade através de centrais de ciclo

combinado é inferior ao custo marginal de produzir electricidade através de centrais a fuel/gasóleo. Este facto ocorre porque, apesar do preço do combustível primário (apresentado na Tabela 6.2) ser superior no caso das centrais de ciclo combinado, o factor de emissões de CO₂ que a tecnologia apresenta é o mais reduzido. Conjugando-se todos os factores que influenciam o custo de gerar energia eléctrica, conclui-se que o custo marginal de gerar electricidade a partir de centrais de ciclo combinado é mais baixo do que o custo marginal de gerar electricidade a partir de centrais de fuel/gasóleo. No entanto, o custo marginal de produzir electricidade através de centrais a carvão continua a apresentar o valor mais baixo. Como tal, visto que a ordem de despacho das diferentes tecnologias segue a ordem de custos marginais de geração, do mais baixo para o mais alto, as centrais a carvão são escalonadas em primeiro lugar, segue-se o escalonamento de centrais de ciclo combinado a gás natural e por fim vem o escalonamento de centrais de fuel/gasóleo;

- Quando o preço das licenças aumenta para o valor de 45 €/tCO₂eq, a ordem de mérito altera-se novamente. Neste caso, o custo marginal de produzir electricidade através de centrais de ciclo combinado é o mais baixo. Ou seja, o elevado preço das licenças, associado ao facto das centrais a carvão apresentarem o factor de emissões de CO₂ (Tabela 6.2) mais elevado, tornam a produção de electricidade através deste tipo de tecnologia menos eficiente que a tecnologia utilizada pelas centrais de ciclo combinado. Este facto denota a relevância que o factor de emissões de CO₂ de uma determinada tecnologia assume na determinação da ordem de mérito, em particular, quando o preço das licenças é muito elevado.

Como foi demonstrado, o preço das licenças de CO₂ tem uma influência directa na escolha do tipo de tecnologia que deve ser utilizado para a produção de energia eléctrica. Com o aumento do preço das licenças de CO₂, a forma mais rentável e eficiente de produzir electricidade é realocar a geração em termos do factor de emissões de CO₂ que os vários tipos de centrais eléctricas apresentam. Ou seja, as tecnologias mais poluentes tendem a ser substituídas por tecnologias menos poluentes.

Para além deste facto, quando o preço das licenças de CO₂ sobe (na amplitude compreendida entre os 10 €/tCO₂eq e os 50 €/tCO₂eq, considerada nos diferentes cenários simulados), denota-se que a diferença entre o maior e o menor valor para o custo marginal de

geração dos diferentes tipos de tecnologia tende a diminuir. Este facto tem repercussões no lucro das várias empresas que actuam no sector eléctrico (analisado no capítulo 7.4).

7.2 Impacto das Restrições da Rede Eléctrica

No caso de uma linha eléctrica se encontrar no limite da sua capacidade de transporte, faz activar uma restrição da rede eléctrica. De forma a analisar o impacto da rede eléctrica no problema de escalonamento e despacho de centrais em ambiente de mercado, e quais as principais diferenças entre um despacho puramente económico e um despacho tecnicamente viável, é simulado um cenário em que no primeiro caso – apresentado na Figura 7.2 – não se considera os limites de capacidade das linhas de transporte, enquanto no segundo caso – apresentado na Figura 7.3 – a capacidade máxima de transporte das linhas é considerada. Para as simulações dos cenários apresentados, foi considerado um preço para as licenças de CO₂ de 15 €/tCO₂eq devido ao preço estabelecido para a II Fase do Protocolo de Kyoto, que ronda os 14 €/tCO₂eq.

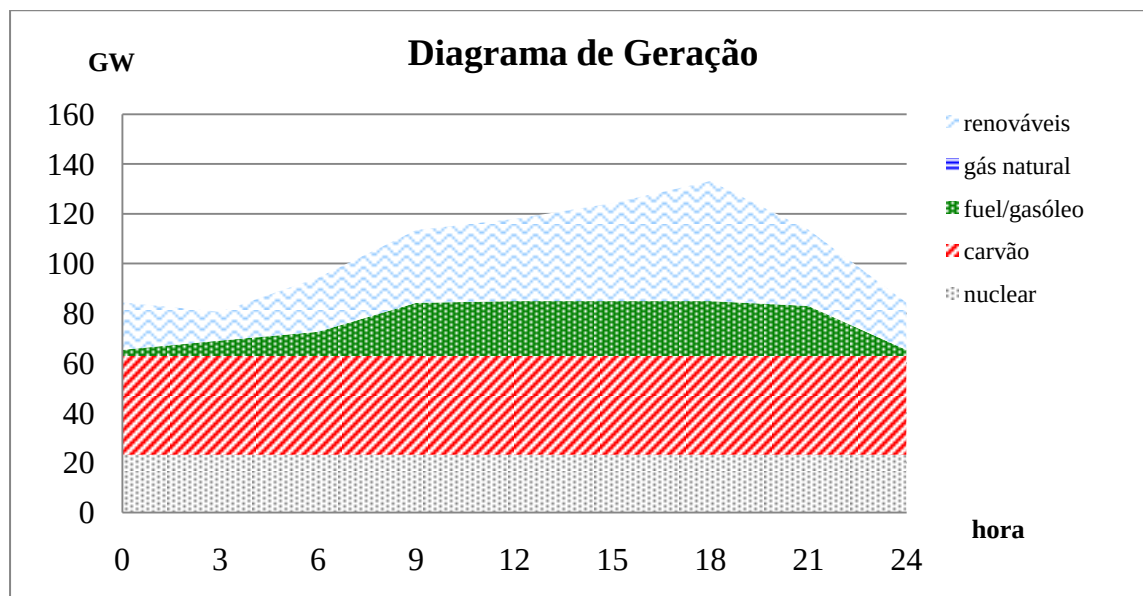


Figura 7.2 – Diagrama de Geração para um D.P.M. (C1), sem Restrições de Capacidade de Transporte.

Comparando a Figura 7.2 com a Figura 7.3, verifica-se que as centrais de ciclo combinado a gás natural entram em funcionamento apenas no caso em que as restrições de capacidade de transporte da rede eléctrica são consideradas. Este facto ilustra a influência causada pela rede eléctrica. As restrições de capacidade de transporte da rede eléctrica levam

a que centrais com custos marginais de geração superiores, como é o caso das centrais de ciclo combinado, entrem em serviço para assegurar a procura. Desta forma, os custos globais de exploração do sistema eléctrico aumentam.

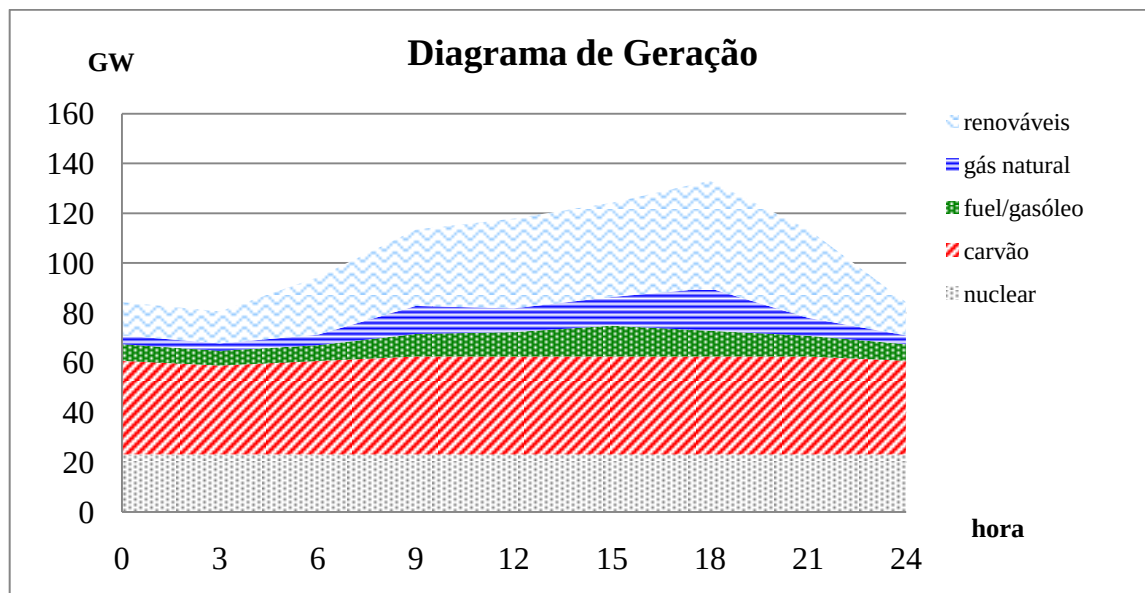


Figura 7.3 – Diagrama de Geração para um D.P.M. (C1), com Restrições de Capacidade de Transporte.

As Tabelas 7.1 e 7.2 apresentam a energia gerada por tipo de tecnologia das centrais consideradas em cada período de tempo das simulações correspondentes às Figuras 9.2 e 9.3, respectivamente.

Tabela 7.1 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao Longo do Dia para um D.P.M. (C1), sem Restrições de Capacidade de Transporte.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)	Total
nuclear	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	185.18
carvão	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	317.86
fuel/gasóleo	2.45	6.19	9.71	21.33	22.04	22.04	22.04	20.09	125.89
gás natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
renováveis	19.06	11.54	21.77	29.25	33.00	39.35	48.22	30.70	232.88
Total	84.39	80.61	94.36	113.46	117.92	124.27	133.14	113.67	

Tabela 7.2 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao Longo do Dia para um D.P.M. (C1), com Restrições de Capacidade de Transporte.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)	Total
nuclear	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	185.18
carvão	37.60	35.70	37.52	39.34	39.34	39.34	39.34	39.34	307.51
fuel/gasóleo	6.70	5.94	6.37	9.07	9.82	12.39	10.34	8.36	68.99
gás natural	3.52	2.97	4.19	11.25	9.53	11.53	17.07	7.19	67.24
renováveis	13.42	12.84	23.13	30.66	36.08	37.87	43.24	35.64	232.88
Total	84.39	80.61	94.36	113.46	117.92	124.27	133.14	113.67	

Em ambas as simulações, como se pode verificar através da análise das Tabelas 7.1 e 7.2, as centrais nucleares, que apresentam um factor de emissão de CO₂ nulo, encontram-se sempre a produzir à máxima capacidade disponível. Para o caso das centrais nucleares espanholas, o seu custo marginal de geração muito baixo, associado a elevados custos de arranque e de paragem de um grupo, faz com que este tipo de centrais esteja sempre a produzir à sua capacidade nominal.

As Tabelas 7.3 e 7.4 apresentam os fluxos de potência para cada simulação nas nove linhas da rede eléctrica de transporte, também para ambas as simulações.

Tabela 7.3 – Trânsito nas Linhas de Transporte da Rede Eléctrica (em MW.h) ao Longo do Dia para um D.P.M. (C1), sem Restrições de Capacidade de Transporte.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)
L1	74.10	67.62	1146.51	2827.23	-1109.77	-177.21	1913.90	646.70
L2	-3695.87	-3184.47	-2078.46	523.86	-2839.58	-3571.92	-4980.42	-3762.76
L3	-2000.78	-2201.80	-1244.44	1198.16	-1667.34	-3004.38	-1693.22	-2158.72
L4	-1222.70	-1341.37	-1090.61	-129.28	-667.47	-1749.46	-1590.10	-1489.24
L5	1229.35	1400.04	1758.31	3123.30	1734.41	1531.55	2633.86	995.57
L6	7221.09	6212.71	5166.03	6294.18	2902.83	5240.40	12878.43	4148.99
L7	3237.34	1355.79	1462.84	2284.81	2096.95	-83.33	7371.38	2930.74
L8	-3983.75	-4856.92	-3703.20	-4009.36	-805.88	-5323.73	-5507.05	-1218.26
L9	7661.85	8150.09	9662.26	10691.87	10336.35	10315.54	14295.81	10708.04

Tabela 7.4 – Trânsito nas Linhas de Transporte da Rede Eléctrica (em MW.h) ao Longo do Dia para um D.P.M. (C1), com Restrições de Capacidade de Transporte.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)
L1	319.09	330.74	1361.06	1448.63	298.78	3055.94	102.28	1876.04
L2	-1680.00	-1680.00	-1680.00	-1680.00	-1680.00	-1680.00	-1680.00	-1680.00
L3	-759.97	-999.39	-399.06	261.49	-1300.61	884.52	259.38	-511.98
L4	-551.71	-698.86	-647.76	-277.70	-870.00	-386.07	124.94	-870.00
L5	930.00	930.00	930.00	930.00	930.00	930.00	930.00	930.00
L6	4232.17	3842.75	5168.72	7635.06	5809.97	7483.69	5827.75	4620.13
L7	1920.08	1201.82	3002.81	4984.47	298.17	6853.56	4978.15	2664.06
L8	-2312.09	-2640.94	-2165.92	-2650.59	-5511.80	-630.12	-849.60	-1956.07
L9	4631.46	5038.36	5257.87	2922.89	3023.20	5485.22	2710.68	6578.93

Como se pode verificar através da Tabela 7.4, tanto L2 como L5 atingem o limite da sua capacidade de transporte. Isto, associado ao total de geração por tipo de tecnologia da Tabela 7.2, correspondente à mesma simulação, demonstra o impacto dos congestionamentos das linhas de transporte.

Na Tabela 7.5 é apresentado o total de energia gerada através de centrais térmicas, de forma a quantificar o impacto das restrições de capacidade de transporte da rede eléctrica.

Tabela 7.5 – Total de Energia Gerada Através de Centrais Térmicas, para um D.P.M. (C1).

	Geração Total (GWh)		
	gás natural	fuel/gasóleo	carvão
sem restrições de capacidade de transporte da rede	0	126	318
com restrições de capacidade de transporte da rede	67	69	308

A inclusão da rede eléctrica no modelo desenvolvido, simulação onde as restrições de capacidade de transporte estão activas, levou a que 15% do total de energia gerado por centrais térmicas fosse através de centrais de ciclo combinado, em vez da geração ser proveniente de centrais a fuel/gasóleo ou centrais a carvão. Este comportamento reflecte a diferença entre um despacho económico puro de mercados centralizados e um despacho tecnicamente viável que tenha em consideração as restrições de capacidade que a rede de

transporte introduz no problema. Restrições estas que limitam o acesso a tecnologias mais baratas para a produção de electricidade, o que demonstra o impacto negativo do congestionamento das linhas eléctricas e a importância do reforço da rede nos locais em que ocorrem.

7.3 Impacto da Procura

A energia eléctrica não é um produto simples, mensurável através de um único parâmetro. As características do consumo impõem a modulação da energia consumida ao longo do tempo através de uma função, o diagrama de cargas, que traduz as variações da procura ao longo das horas do dia e dos dias do ano. A variação da procura apresenta curvas típicas, com períodos de maior procura (horas de ponta) e períodos onde a procura é muito baixa (horas de vazio).

Há várias condições que influenciam a forma do diagrama de cargas, como, por exemplo, a época do ano, o dia da semana, a hora do dia, as condições atmosféricas, acontecimentos especiais, entre outras. Desta forma, para analisar o impacto da procura, as condições descritas foram aglomeradas em três cenários distintos, apresentados na Tabela 6.8, e procedeu-se à avaliação de cada um destes cenários considerando um preço de 15 €/tCO₂eq para as licenças de CO₂ (devido ao preço que ronda os 14 €/tCO₂eq estabelecido para a II Fase do Protocolo de Kyoto, tal como já referido anteriormente). Para cada um dos cenários apresentados foram também feitas simulações onde as restrições de capacidade de transporte das linhas de transmissão não são consideradas e outras onde a capacidade máxima de transporte das linhas é considerada, de forma a corroborar os resultados do capítulo anterior e inferir sobre a influência da rede de transmissão nos diferentes níveis de procura.

Quando a procura é inelástica, e como um sistema eléctrico tem como principal característica gerar uma quantidade de energia eléctrica que é igual à carga em qualquer instante, os picos de procura influenciam directamente a forma de explorar o sistema. Para os cenários apresentados a seguir, e como se pretende simular cenários de procura inelástica, o parâmetro α do modelo desenvolvido tem o valor zero para que não seja possível a transferência de carga entre períodos do dia.

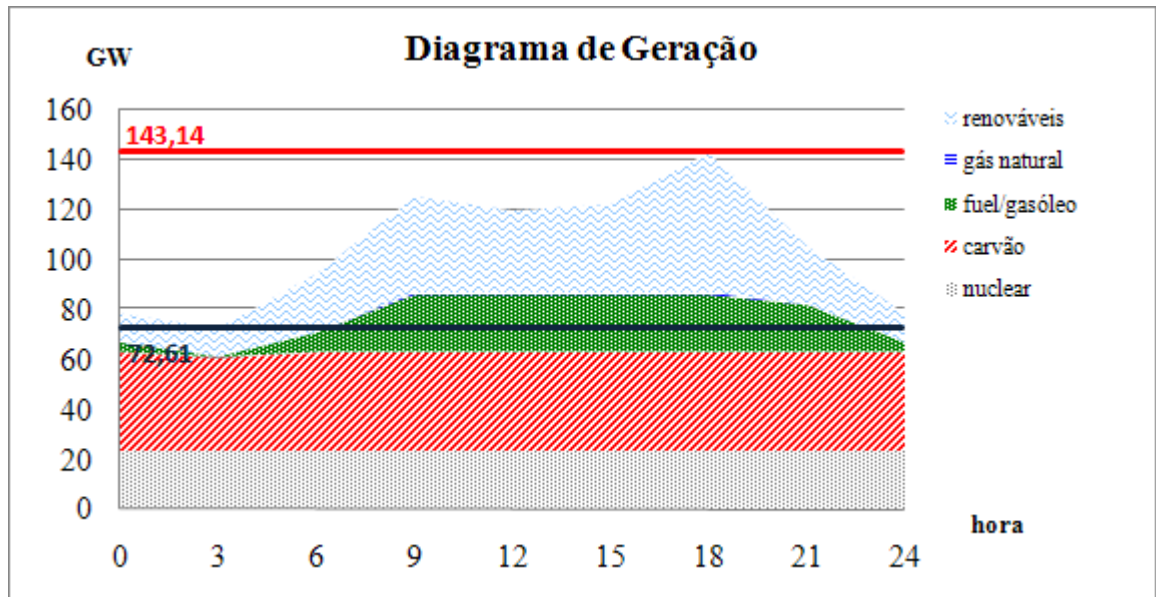


Figura 7.4 – Diagrama de Geração para um D.P.M. (C2), sem Restrições de Capacidade de Transporte.

De forma a inferir sobre o impacto da procura, nomeadamente sobre a influência dos picos diários da procura, é apresentada a Figura 7.4, que comparada com a Figura 7.2, apresenta os picos diários de procura mais acentuados (com um valor mais elevado). Na Figura 7.4 é também apresentado o máximo e o mínimo de procura diários, para inferir sobre a transferência de carga (assunto abordado no capítulo 7.5).

Pela análise da Figura 7.4 pode não ser claro, mas é necessário colocar em funcionamento centrais a gás natural que apresentam custos marginais mais elevados. A Tabela 7.6 torna mais clara esta verificação, visto que apresenta os valores da energia gerada ao longo dos oito períodos de tempo pelas centrais e respectiva tecnologia considerada no modelo para um D.M.P. (C2), que apresenta picos de procura mais acentuados.

Tabela 7.6 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao Longo do Dia para um D.P.M. (C2), sem Restrições de Capacidade de Transporte.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)	Total
nuclear	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	185.18
carvão	39.73	37.59	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	315.72
fuel/gasóleo	3.97	0.33	7.90	23.45	23.45	23.45	23.45	19.21	125.21
gás natural	0.00	0.00	0.00	0.62	0.75	0.62	0.82	0.00	2.82
renováveis	11.54	11.54	23.58	38.51	32.84	35.32	55.99	23.58	232.88
Total	78.39	72.61	94.36	125.46	119.92	122.27	143.14	105.67	

Para as simulações sem restrições de capacidade de transporte da rede, as centrais nucleares encontram-se a produzir à máxima capacidade disponível, tal como se pode verificar através das Tabelas 7.1 e 7.6. Por outro lado, mesmo no caso de não serem consideradas as restrições de capacidade de transporte que a rede eléctrica introduz no modelo, para a simulação de um D.M.P. (C2), as centrais de ciclo combinado têm de entrar em serviço. Este tipo de centrais gera apenas uma quantidade muito reduzida de electricidade e apenas entram em funcionamento na zona do diagrama entre os picos de procura denotados. Faz-se notar que a energia total consumida num D.P.M. é igual em ambos os cenários considerados, o que significa que os picos de procura têm impacto nos custos de exploração do sistema eléctrico. Pelo caso avaliado, os picos de procura reflectem um impacto negativo visto que a geração proveniente por centrais a carvão e de fuel/gasóleo tem de ser substituída por geração de ciclo combinado a gás natural, que apresenta custos marginais de geração mais elevados para o preço de 15 €/tCO₂eq considerado nas simulações.

A Tabela 7.7 apresenta a energia gerada por tipo de tecnologia das centrais consideradas em cada período de tempo da simulação de um D.P.M. (C2), com restrições de capacidade de transporte da rede.

Tabela 7.7 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao Longo do Dia para um D.P.M. (C2), com Restrições de Capacidade de Transporte.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)	Total
nuclear	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	185.18
carvão	36.17	32.20	38.40	39.34	39.34	39.34	39.34	39.34	303.45
fuel/gasóleo	4.28	2.71	4.28	16.91	16.91	10.02	15.28	4.28	74.65
gás natural	2.25	2.25	4.16	7.38	10.75	15.40	14.77	8.70	65.65
renováveis	12.54	12.30	24.37	38.69	29.78	34.37	50.61	30.21	232.88
Total	78.39	72.61	94.36	125.46	119.92	122.27	143.14	105.67	

Comparando as Tabelas 7.2 e 7.7, verifica-se que existem variações no total de energia produzida pelas centrais e respectiva tecnologia que se devem aos picos de procura. Variações estas que confirmam o facto dos picos de procura levarem a uma maior produção via centrais de ciclo combinado em detrimento de produção via centrais a carvão ou de fuel/gasóleo. No entanto, pela comparação das Tabelas 7.6 e 7.7 está ilustrada uma grande diferença no total de produção das centrais e respectiva tecnologia. Este facto salienta o impacto das restrições de

capacidade da rede eléctrica aquando da exploração do sistema eléctrico, avaliado no capítulo 7.2.

De forma a inferir sobre o aumento da procura, nas mesmas circunstâncias, i.e., com o valor do parâmetro α igual a zero e para um preço das licenças de CO₂ de 15 €/tCO₂eq, foram feitas simulações com o cenário do D.P.E. apresentado na Tabela 6.8, que apresenta valores de carga superiores em todos os períodos de tempo do dia (o cenário foi construído de acordo com o dia de ponta anual de carga de 2008).

Numa primeira instância, para as simulações com o cenário do D.P.E. não foi alcançada a convergência do modelo desenvolvido através da plataforma GAMS. Este facto fez demonstrar a importância da segurança do abastecimento na Península Ibérica, para além de demonstrar que o sistema se encontra em exploração cada vez mais perto dos limites técnicos admissíveis. Faz-se, portanto, referência ao facto de ser necessário que o abastecimento de energia eléctrica em toda a Península Ibérica seja garantido, e que a segurança de abastecimento na Península Ibérica é considerada como sendo um dos pontos mais cruciais para o sucesso de implementação do MIBEL. Para tal, é necessário assegurar que existe uma capacidade instalada suficiente para abastecer a procura, mais uma margem de segurança adequada.

Através da análise dos dados relativos a 2008, a potência instalada na Península Ibérica ascendia aos 105 GW, dos quais 15 GW representam o total de potência instalada em Portugal e os restantes 90 GW o total de potência instalada em Espanha. Nos dados recolhidos, mencionados na Tabela 6.1, a tanto a capacidade de Portugal, como a de Espanha, é cerca de 10% menor à capacidade instalada nos dois países. Desta forma, de forma a obter a convergência do modelo, multiplicou-se a capacidade apresentada na Tabela 6.1 por um factor de ajuste (que assume o valor 1.1 devido ao défice de cerca de 10% na capacidade instalada considerada pelos dados recolhidos). Para uma mais fácil validação dos resultados alcançados, é necessário multiplicar as Tabelas 6.3 6.6 e 6.7 pelo mesmo factor de ajuste.

Os resultados obtidos para as simulações com o cenário do D.P.E. são apresentados nas Tabelas 7.8 e 7.9 para os casos sem (Tabela 7.8) e com (Tabela 7.9) restrições de capacidade de transporte, respectivamente.

Tabela 7.8 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao longo do Dia para um D.E.P., sem Restrições de Capacidade de Transporte.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)	Total
nuclear	25.46	25.46	25.46	25.46	25.46	25.46	25.46	25.46	203.70
carvão	43.71	43.71	43.71	43.71	43.71	43.71	43.71	43.71	349.64
fuel/gasóleo	17.08	14.03	18.60	25.80	25.80	25.80	25.80	25.80	178.68
gás natural	0.00	0.00	0.00	5.77	9.89	8.72	9.96	2.68	37.02
renováveis	14.14	12.69	24.49	34.24	35.42	44.15	53.46	37.58	256.17
Total	100.39	95.89	112.25	134.97	140.28	147.83	158.38	135.22	

Tabela 7.9 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao longo do Dia para um D.E.P., com Restrições de Capacidade de Transporte.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)	Total
nuclear	25.46	25.46	25.46	25.46	25.46	25.46	25.46	25.46	203.70
carvão	41.75	40.91	43.48	43.48	43.48	43.48	43.27	43.27	343.13
fuel/gasóleo	9.06	9.08	9.59	18.60	18.60	18.60	18.60	18.60	120.71
gás natural	7.43	7.56	11.56	12.10	15.10	13.94	22.21	11.61	101.51
renováveis	16.69	12.88	22.16	35.33	37.64	46.35	48.84	36.28	256.17
Total	100.39	95.89	112.25	134.97	140.28	147.83	158.38	135.22	

Faz-se notar que, pela análise das Tabelas 7.8 e 7.9, à semelhança dos casos apresentados para ambos os cenários de um D.P.M. nas Tabelas 7.1, 7.2, 7.3, 7.6 e 7.7, as centrais nucleares se encontram a produzir à capacidade máxima disponível. O que corrobora o facto das centrais nucleares apresentarem baixos custos marginais de geração associado a elevados custos de arranque e de paragem dos seus grupos, o que faz com estes estejam sempre a produzir à sua capacidade nominal (exceptuando situações de avaria ou manutenção).

Comparando as Tabelas 7.1 e 7.8 (simulações de um D.P.M. (C1) e de um D.E.P. sem restrições de capacidade de transporte da rede, respectivamente) observa-se que as centrais a carvão também se encontram a gerar ao máximo de capacidade disponível.

No entanto, a produção térmica sofre alterações devido à procura, bem como às restrições de capacidade de transporte. Na Tabela 7.10 é apresentado o total de energia gerada através de centrais térmicas de forma a quantificar o impacto da procura, e associa-lo ao impacto das restrições de capacidade de transporte da rede eléctrica.

Tabela 7.10 – Total de Energia Gerada Através de Centrais Térmicas, para um D.E.P.

	Geração Total (GWh)		
	gás natural	fuel/gasóleo	carvão
sem restrições de capacidade de transporte da rede	37	179	350
com restrições de capacidade de transporte da rede	102	121	343

Comparando as Tabelas 7.5 e 7.10, para as simulações sem restrições de capacidade de transporte da rede, observa-se que na Tabela 7.10 para um D.E.P. tanto as centrais de fuel/gasóleo como as centrais de ciclo combinado a gás natural foram escalonadas, enquanto na Tabela 7.5 para um D.P.M. apenas se encontram escalonadas as centrais de fuel/gasóleo. Isto, associado ao facto das simulações feitas para D.E.P. apresentarem um coeficiente de ajuste que aumenta a capacidade instalada dos vários tipos de centrais e respectiva tecnologia, implica que o nível de procura tem um impacto directo nos custos de operação do sistema eléctrico derivado da necessidade do escalonamento de centrais que apresentam custos marginais mais elevados para assegurar a procura. De notar que, para todos os casos apresentados, o escalonamento das diversas centrais segue a ordem de mérito apresentada na Figura 7.1 para um preço de 15 €/tCO₂eq das licenças de CO₂, já que a variação da procura não altera os custos marginais das centrais e respectiva tecnologia.

O nível da procura associado às restrições de capacidade de transporte da rede, para o problema de escalonamento de unidades de geração, tende a favorecer a produção de electricidade através de centrais de ciclo combinado. De notar que, as centrais de ciclo combinado são aquelas que apresentam maiores custos marginais de geração para o preço das licenças de CO₂ (15 €/tCO₂eq) considerado. Como tal, pode afirmar-se que centrais de tecnologias com custos marginais de geração mais elevados beneficiam tanto de níveis elevados de procura como de congestionamentos.

7.4 Determinantes do Lucro das Empresas

O lucro das empresas é calculado de acordo com a Equação 13 (onde $GC_{w,t}$ representa os custos de geração descritos pela Equação 1, para uma determinada empresa), e assume que a remuneração que uma empresa recebe pela energia vendida através do mercado é igual ao custo marginal mais elevado da central e respectiva tecnologia escalonada pela solução do problema de UC em cada período de tempo considerado.

De forma a avaliar os aspectos que têm mais influência no lucro das diversas empresas que actuam no sector eléctrico, as simulações efectuadas têm em consideração os cenários de carga de um D.P.M. (C1) e de um D.E.P. apresentados na Tabela 6.8, para se inferir sobre o impacto da procura nos lucros das diversas empresas. Vários preços para as licenças de CO₂ também são considerados nas simulações efectuadas, para avaliar o impacto do MCE. De forma a avaliar o impacto dos congestionamentos das interligações entre Portugal e Espanha, para o MIBEL, foram distinguidos os casos em que o modelo equivalente da rede de transmissão da Península Ibérica apresentado na Figura 6.1 foi considerado nas simulações (i.e., consideradas as restrições de capacidade de transporte da rede, com as características apresentadas na Tabela 6.5), dos casos em que não foi considerado.

Tabela 7.11 – Geração das Empresas que Actuam no MIBEL por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um preço das licenças de 15 €/tCO₂eq sem Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.

<u>15 €/tCO₂eq</u>						
	<i>Dia de Procura Médio (D.P.M.)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
Iberdrola	104.18	24.70	59.54	0.00	114.24	302.66
Endesa	81.00	136.44	33.76	0.00	41.66	292.87
EDP	0.00	66.70	16.49	0.00	43.69	126.88
U. Fenosa	0.00	52.27	0.00	0.00	0.00	52.27
Others	0.00	37.75	16.10	0.00	33.29	87.14
Total	185.18	317.86	125.89	0.00	232.88	
	<i>Dia Elevado de Procura (D.E.P.)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
Iberdrola	114.60	27.17	66.18	5.55	125.66	339.16
Endesa	89.10	150.08	45.53	6.40	45.83	336.94
EDP	0.00	73.37	30.89	6.12	48.06	158.44
U. Fenosa	0.00	57.50	7.76	4.43	0.00	69.68
Others	0.00	41.53	28.33	14.52	36.62	120.99
Total	203.70	349.64	178.68	37.02	256.17	

Tabela 7.12 – Geração das Empresas que Actuam no MIBEL por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um preço das licenças de 40 €/tCO₂eq sem Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.

40 €/tCO₂eq						
	<i>Dia de Procura Médio (D.P.M.)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
Iberdrola	104.18	24.70	0.03	24.98	114.24	268.13
Endesa	81.00	136.44	0.55	18.58	41.66	278.24
EDP	0.00	65.09	3.91	14.27	43.69	126.96
U. Fenosa	0.00	50.71	0.00	14.34	0.00	65.05
Others	0.00	37.75	0.40	52.00	33.29	123.44
Total	185.18	314.69	4.89	124.16	232.88	
	<i>Dia Elevado de Procura (D.E.P.)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
Iberdrola	114.60	27.17	0.00	46.07	125.66	313.50
Endesa	89.10	150.08	0.00	44.35	45.83	329.36
EDP	0.00	71.60	1.07	18.78	48.06	139.50
U. Fenosa	0.00	56.64	0.00	22.07	0.00	78.71
Others	0.00	41.53	0.00	86.00	36.62	164.14
Total	203.70	347.01	1.07	217.26	256.17	

Tabela 7.13 – Geração das Empresas que Actuam no MIBEL por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um preço das licenças de 50 €/tCO₂eq sem Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.

50 €/tCO₂eq						
	<i>Dia de Procura Médio (D.P.M.)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
Iberdrola	104.18	0.92	0.03	109.24	114.24	328.62
Endesa	81.00	0.64	0.00	87.62	41.66	210.93
EDP	0.00	5.01	1.07	48.28	43.69	98.04
U. Fenosa	0.00	0.00	0.00	23.90	0.00	23.90
Others	0.00	3.71	0.00	163.32	33.29	200.32
Total	185.18	10.29	1.10	432.36	232.88	
	<i>Dia Elevado de Procura (D.E.P.)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
Iberdrola	114.60	0.71	0.01	144.23	125.66	385.21
Endesa	89.10	0.39	0.00	115.39	45.83	250.71
EDP	0.00	5.72	1.07	60.11	48.06	114.96
U. Fenosa	0.00	0.00	0.00	29.40	0.00	29.40
Others	0.00	3.45	0.00	204.88	36.62	244.94
Total	203.70	10.27	1.08	554.00	256.17	

As Tabelas 7.11 a 7.13 apresentam a geração das empresas por tipo de central e respectiva tecnologia, para os casos do sector eléctrico português e do sector eléctrico espanhol em mercado independente, e para o caso dos sectores eléctricos português e espanhol no mercado conjunto, MIBEL. Para as simulações apresentadas nestas tabelas, não são considerados os limites de capacidade de transporte da rede eléctrica.

Tabela 7.14 – Lucros (em M €) Obtidos pelas Empresas que Actuam no MIBEL, Não Considerando as Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.

	<i>Dia de Procura Médio (D.P.M.)</i>				<i>Dia Elevado de Procura (D.E.P.)</i>		
	Preço das Licenças de CO₂				Preço das Licenças de CO₂		
	15	40	50		15	40	50
Endesa	5.47	9.29	11.22		7.85	10.26	12.46
Iberdrola	3.79	5.63	6.35		5.99	6.24	7.07
EDP	1.48	2.09	2.37		2.47	2.31	2.64
U. Fenosa	0.34	0.23	0.12		0.74	0.27	0.15
Others	1.05	1.64	2.44		1.74	1.86	2.81

Os lucros das várias empresas são calculados de acordo com as tabelas 9.11, 9.12 e 9.13 apresentadas. A Tabela 7.14 apresenta os lucros para as empresas que actuam no MIBEL, onde é considerada a integração conjunta dos mercados português e espanhol sem restrições de capacidade de transporte da rede eléctrica.

A análise efectuada mostra que a subida do preço das licenças de CO₂ nem sempre leva a um aumento do lucro das empresas. Isto porque, a subida do preço das licenças de CO₂ implica um acréscimo no custo marginal das centrais e respectiva tecnologia, que fixa o valor da remuneração obtida por alimentar 1 MWh de procura, e que leva as empresas a terem maiores custos na produção de energia eléctrica.

No entanto, o MCE pode levar a que algumas empresas, por exemplo, aquelas que possuem tecnologias não emissoras como centrais eólicas, hídricas ou nucleares, produzam maiores lucros devido ao aumento da remuneração obtida por alimentar a procura. Por outro lado, para as empresas, aquelas que possuem centrais a carvão, de fuel/gasóleo ou de ciclo combinado (que são tecnologias que emitem grandes quantidades de CO₂ para a atmosfera) pode levar a uma diminuição na produção de lucros se o aumento da remuneração obtida não compensar o aumento dos custos de geração (repare-se o caso da U. Fenosa para um D.P.M. (C1) apresentado na Tabela 7.14).

Como tal, se as empresas não exercerem poder de mercado, não conseguem passar o aumento dos custos de geração para os consumidores (apenas parte destes custos será passada), o que significa que algumas empresas podem sair a perder com a subida do preço das licenças de CO₂.

Faz-se notar que a ordem de mérito das centrais e respectiva tecnologia, para todas as simulações apresentadas, segue a ordem apresentada na Figura 7.1 que mostra a evolução dos custos marginais de geração para os vários preços considerados das licenças de CO₂. Através de uma análise mais atenta desta figura, observa-se outro aspecto que também aponta para a diminuição dos lucros de algumas empresas: os custos marginais entre tecnologias que são mais poluidoras têm a tendência de ficar cada vez mais nivelados quando o preço das licenças de CO₂ aumenta.

O aspecto apresentado significa que a diferença entre o maior e o menor custo marginal de geração deste tipo de tecnologias diminui, o que implica menores lucros. Este facto sugere que é importante para as empresas terem ao seu dispor diferentes tipos de tecnologias para a produção de electricidade, de forma a alocar e transferir a geração entre as várias centrais que lhes pertencem, para conseguirem obter maiores lucros.

De forma a avaliar as vantagens da integração conjunta dos mercados português e espanhol no MIBEL são apresentadas as Tabelas 7.15 e 7.16. As simulações que dão origem a estas tabelas assumem que as várias empresas a actuar no sector eléctrico português estão num mercado independente, e que as empresas a actuar no sector eléctrico espanhol estão num mercado autárquico. As simulações para os casos do sector eléctrico português e do sector eléctrico espanhol em mercado independente e autárquico, respectivamente, não assumem trocas com o exterior. Como tal, as interconexões entre Portugal e Espanha, bem como a parte da rede do país que não está a ser considerado na simulação, são excluídas do modelo (para o caso de Portugal considera-se L1, e no caso de Espanha são consideradas L6, L7, L8 e L9, como rede de transporte, com as capacidades apresentadas na Tabela 6.5). A Tabela 7.15 apresenta os resultados para um dia de procura médio, e a Tabela 7.16 para um dia de procura elevado.

Tabela 7.15 – Geração das Empresas que Actuam em Separado em Portugal (P.) e Espanha (E.) por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um D.P.M. (C1).

15 €/tCO₂eq						
	<i>Dia de Procura Médio (C1)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
EDP (P.)	–	28.61	28.08	10.47	43.69	110.84
Others (P.)	–	15.07	0.00	9.18	3.53	27.79
Total	–	43.68	28.08	19.65	47.22	
Iberdrola	104.18	24.70	0.00	22.86	114.24	265.98
Endesa	81.00	136.44	0.00	17.72	41.66	276.83
EDP (E.)	0.00	38.09	0.00	0.00	0.00	38.09
U. Fenosa	0.00	52.27	0.00	9.62	0.00	61.89
Others (E.)	0.00	22.68	0.00	27.96	29.76	80.40
Total	185.18	274.18	0.00	78.16	185.66	
40 €/tCO₂eq						
	<i>Dia de Procura Médio (C1)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
EDP (P.)	–	28.61	0.00	34.32	43.69	106.62
Others (P.)	–	15.07	0.00	13.41	3.53	32.01
Total	–	43.68	0.00	47.73	47.22	
Iberdrola	104.18	24.70	0.00	22.86	114.24	265.98
Endesa	81.00	136.44	0.00	17.72	41.66	276.83
EDP (E.)	0.00	38.09	0.00	0.00	0.00	38.09
U. Fenosa	0.00	52.27	0.00	9.62	0.00	61.89
Others (E.)	0.00	22.68	0.00	27.96	29.76	80.40
Total	185.18	274.18	0.00	78.16	185.66	
50 €/tCO₂eq						
	<i>Dia de Procura Médio (C1)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
EDP (P.)	–	16.63	0.00	45.22	43.69	105.53
Others (P.)	–	5.81	0.00	23.76	3.53	33.10
Total	–	22.43	0.00	68.98	47.22	
Iberdrola	104.18	4.20	0.00	99.83	114.24	322.45
Endesa	81.00	8.69	0.00	84.89	41.66	216.25
EDP (E.)	0.00	1.73	0.00	0.00	0.00	1.73
U. Fenosa	0.00	4.30	0.00	26.77	0.00	31.06
Others (E.)	0.00	2.62	0.00	119.32	29.76	151.69
Total	185.18	21.53	0.00	330.80	185.66	

Tabela 7.16 – Geração das Empresas que Actuam em Separado em Portugal (P.) e Espanha (E.) por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um D.E.P.

<u>15 €/tCO₂eq</u>						
	<i>Dia Elevado de Procura</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
EDP (P.)	–	31.47	30.89	13.75	48.06	124.17
Others (P.)	–	16.58	0.00	19.59	3.88	40.05
Total	–	48.05	30.89	33.34	51.94	
Iberdrola	114.60	27.17	63.42	0.67	125.66	331.52
Endesa	89.10	150.08	37.14	3.49	45.83	325.65
EDP (E.)	0.00	41.90	0.00	0.00	0.00	41.90
U. Fenosa	0.00	57.50	7.76	3.59	0.00	68.84
Others (E.)	0.00	24.95	28.33	7.09	32.74	93.10
Total	203.70	301.59	136.64	14.83	204.23	
<u>40 €/tCO₂eq</u>						
	<i>Dia Elevado de Procura</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
EDP (P.)	–	31.47	0.00	47.40	48.06	126.93
Others (P.)	–	16.58	0.00	16.83	3.88	37.29
Total	–	48.05	0.00	64.23	51.94	
Iberdrola	114.60	27.17	0.00	48.41	125.66	315.85
Endesa	89.10	150.08	0.28	45.77	45.83	331.07
EDP (E.)	0.00	41.90	0.00	0.00	0.00	41.90
U. Fenosa	0.00	57.50	0.00	8.96	0.00	66.46
Others (E.)	0.00	24.95	0.90	47.15	32.74	105.73
Total	203.70	301.59	1.18	150.30	204.23	
<u>50 €/tCO₂eq</u>						
	<i>Dia Elevado de Procura</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
EDP (P.)	–	25.01	0.00	49.74	48.06	122.80
Others (P.)	–	11.40	0.00	26.14	3.88	41.42
Total	–	36.40	0.00	75.87	51.94	
Iberdrola	114.60	4.94	0.00	134.23	125.66	379.44
Endesa	89.10	10.66	0.00	114.51	45.83	260.10
EDP (E.)	0.00	2.41	0.00	2.59	0.00	5.01
U. Fenosa	0.00	5.97	0.00	31.55	0.00	37.52
Others (E.)	0.00	2.74	0.00	143.46	32.74	178.94
Total	203.70	26.72	0.00	426.35	204.23	

Faz-se notar um aspecto interessante aquando da avaliação do tipo de geração utilizado para abastecer a procura. Pelas Tabelas 7.15 e 7.16, casos de Portugal e Espanha a actuar em mercado independente e autárquico, respectivamente, para os preços de 40 e 50 €/tCO₂eq das licenças de CO₂, as centrais do tipo fuel/gasóleo não entram em funcionamento. Por outro lado, avaliando as Tabelas 7.11, 7.12 e 7.13, para qualquer tipo de preço para as licenças de CO₂ existe geração proveniente de centrais a fuel/gasóleo. Este facto demonstra a complexidade associada aos problemas de UC, visto que se trata de um problema discreto cuja solução óptima é difícil de obter e por vezes diferente daquela que aparenta ser óbvia, ou evidente.

Para os preços de 40 e 50 €/tCO₂eq das licenças de CO₂, as centrais a fuel/gasóleo apresentam o custo marginal de geração mais elevado (como descrito pela Figura 7.1). Por outro lado, a Tabela 6.2 caracteriza outros parâmetros associados às características dos grupos das centrais como custos de arranque, preços de combustível e factores de emissão. A solução óptima é obtida através da combinação de todos os parâmetros numa função de custo, o que implica que custos de arranque e de paragem dos diferentes grupos, ou, por exemplo, variações dos preços de combustível, tenham grandes implicações na forma óptima de explorar o sistema eléctrico.

Outro dos aspectos que pode levar à solução obtida é o pico de procura. No capítulo anterior, onde se analisou o impacto da procura, observou-se que os picos de procura têm um impacto directo nos custos de exploração do sistema eléctrico e que podem levar à entrada em serviço de centrais com custos marginais superiores. Por esta razão, faz-se notar que o pico de procura considerado nas simulações do MIBEL é muito superior ao de Portugal e Espanha, devido ao facto do cenário de procura para o MIBEL agregar a soma dos cenários considerados para Portugal e Espanha – como se pode verificar pela Tabela 6.8.

Para avaliar o impacto do MIBEL na produção de lucros das várias empresas nos casos apresentados é apresentada a Tabela 7.17. Os lucros apresentados para o caso das empresas a actuar no sector eléctrico português assumem que se trata de um mercado independente, e o caso das empresas a actuar no sector eléctrico espanhol assumem um mercado autárquico.

Tabela 7.17 – Lucros (em M €) Obtidos pelas Empresas a Actuar no Sector Eléctrico Português (P.) e Espanhol (E.).

	<i>Dia de Procura Médio (D.P.M.)</i>				<i>Dia Elevado de Procura (D.E.P.)</i>		
	Preço das Licenças de CO₂				Preço das Licenças de CO₂		
	15	40	50		15	40	50
EDP (P.)	1.97	1.91	2.02		2.08	2.11	2.03
Others (P.)	0.27	0.18	0.15		0.28	0.19	0.14
Iberdrola	20.61	19.53	19.61		23.51	21.73	21.74
Endesa	16.20	13.00	11.48		18.20	14.58	12.77
EDP (E.)	1.31	0.54	0.01		1.44	0.60	0.03
U. Fenosa	1.91	0.84	0.20		2.26	0.91	0.24
Others (E.)	4.09	3.37	3.55		4.81	3.89	3.98

Comparando as Tabelas 7.14 e 7.17, vê-se que a integração conjunta de ambos os mercados tende a reduzir o lucro das várias empresas. Este facto verifica-se porque é permitida a troca de energia eléctrica entre países, o que faz com que seja possível assegurar a procura com custos de geração mais baixos. Para o caso em estudo, o MIBEL, a integração conjunta de ambos os mercados da Península Ibérica permite que Portugal tenha acesso a energia mais barata de Espanha, e vice-versa.

Tabela 7.18 – Geração das Empresas que Actuam no MIBEL por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um preço das licenças de 15 €/tCO₂eq com Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.

	15 €/tCO₂eq					
	<i>Dia de Procura Médio (C1)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
Iberdrola	104.18	23.30	14.10	1.78	114.24	257.61
Endesa	81.00	135.38	17.91	15.75	41.66	291.71
EDP	0.00	63.56	11.23	0.00	43.69	118.47
U. Fenosa	0.00	47.51	0.00	7.79	0.00	55.30
Others	0.00	37.75	25.75	41.92	33.29	138.71
Total	185.18	307.51	68.99	67.24	232.88	
	<i>Dia Elevado de Procura (D.E.P.)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
Iberdrola	114.60	26.14	27.71	16.18	125.66	310.29
Endesa	89.10	149.15	36.87	10.82	45.83	331.78
EDP	0.00	70.76	27.80	2.22	48.06	148.84
U. Fenosa	0.00	55.55	0.00	10.89	0.00	66.44
Others	0.00	41.53	28.33	61.41	36.62	167.88
Total	203.70	343.13	120.71	101.51	256.17	

Tabela 7.19 – Geração das Empresas que Actuam no MIBEL por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um preço das licenças de 40 €/tCO₂eq com Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.

40 €/tCO₂eq						
	<i>Dia de Procura Médio (C1)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
Iberdrola	104.18	23.30	0.03	28.91	114.24	270.66
Endesa	81.00	135.98	1.11	15.13	41.66	274.89
EDP	0.00	64.33	3.63	10.59	43.69	122.23
U. Fenosa	0.00	49.22	0.00	5.97	0.00	55.19
Others	0.00	37.27	0.53	67.75	33.29	138.84
Total	185.18	310.10	5.29	128.35	232.88	
	<i>Dia Elevado de Procura (D.E.P.)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
Iberdrola	114.60	27.17	0.08	44.31	125.66	311.82
Endesa	89.10	149.62	0.74	32.86	45.83	318.14
EDP	0.00	71.60	1.21	31.75	48.06	152.61
U. Fenosa	0.00	55.78	0.00	16.20	0.00	71.98
Others	0.00	41.53	0.13	92.37	36.62	170.65
Total	203.70	345.69	2.16	217.49	256.17	

Tabela 7.20 – Geração das Empresas que Actuam no MIBEL por Tipo de Central e Respectiva Tecnologia, para um preço das licenças de 50 €/tCO₂eq com Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.

50 €/tCO₂eq						
	<i>Dia de Procura Médio (C1)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
Iberdrola	104.18	0.92	0.00	107.07	114.24	326.42
Endesa	81.00	0.39	0.00	81.60	41.66	204.66
EDP	0.00	5.72	0.47	52.76	43.69	102.64
U. Fenosa	0.00	0.00	0.00	23.97	0.00	23.97
Others	0.00	3.45	0.00	167.39	33.29	204.12
Total	185.18	10.48	0.47	432.79	232.88	
	<i>Dia Elevado de Procura (D.E.P.)</i>					
	nuclear	carvão	fuel/gasóleo	gás natural	renováveis	Total
Iberdrola	114.60	0.31	0.04	148.55	125.66	389.16
Endesa	89.10	0.39	0.00	113.99	45.83	249.31
EDP	0.00	3.93	1.07	60.11	48.06	113.17
U. Fenosa	0.00	0.00	0.00	27.06	0.00	27.06
Others	0.00	3.45	0.00	206.45	36.62	246.52
Total	203.70	8.08	1.11	556.16	256.17	

No entanto, as trocas de energia entre Portugal e Espanha estão condicionadas pelas linhas de transmissão que interligam os dois países. Desta forma, para compreender o impacto que a rede eléctrica de transmissão tem nos lucros das várias empresas, nomeadamente o congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, é apresentada nas Tabelas 7.18, 7.19 e 7.20 a geração das empresas por tipo de central e respectiva tecnologia para os vários preços das licenças de CO₂ considerados, com restrições de capacidade de transporte da rede.

Os lucros das várias empresas são calculados de acordo com as Tabelas 9.18, 9.19 e 9.20 apresentadas. A Tabela 7.21 apresenta os lucros para as empresas que actuam no MIBEL, para os casos em que são consideradas as restrições de capacidade da rede eléctrica, para além da integração conjunta dos mercados português e espanhol.

Tabela 7.21 – Lucros (em M €) Obtidos pelas Empresas que Actuam no MIBEL, Considerando as Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.

	<i>Dia de Procura Médio (C1)</i>				<i>Dia Elevado de Procura (D.E.P.)</i>		
	Preço das Licenças de CO₂				Preço das Licenças de CO₂		
	15	40	50		15	40	50
Iberdrola	6.87	9.29	11.21		7.63	10.25	12.48
Endesa	5.30	5.62	6.31		5.93	6.21	7.07
EDP	2.11	2.08	2.40		2.42	2.34	2.64
U. Fenosa	0.57	0.21	0.12		0.67	0.25	0.13
Others	1.58	1.67	2.46		1.74	1.88	2.82

Comparando os valores para os lucros que as empresas obtiveram no caso em que as restrições de capacidade de transporte da rede foram consideradas (Tabela 7.21), com o caso em que não foram consideradas (Tabela 7.14), pode-se afirmar que, em geral, as restrições de capacidade de transporte da rede eléctrica de transmissão implicam maiores lucros para as empresas.

Este aspecto verifica-se porque o custo marginal de geração, que determina a remuneração das empresas, é o menor quando as restrições de capacidade da rede de transporte não são consideradas. Ou seja, o resultado obtido é típico, e ilustra a influência da rede eléctrica no bem-estar social. A rede eléctrica tem perdas e, por vezes, congestionamentos nas linhas de transmissão, o que leva à necessidade de colocar em serviço centrais com custos marginais de geração mais elevados para alimentar a procura. Este facto leva a que a remuneração obtida pelas empresas seja superior e, como tal, produzam maiores lucros.

No entanto, através da comparação das Tabelas 7.14 e 7.21, verifica-se que para a Endesa o lucro produzido nas simulações com restrições de capacidade é menor que no caso sem restrições de capacidade de transporte. Este pormenor faz salientar o facto de os congestionamentos poderem ser um factor que limita a capacidade das empresas passarem os custos de geração para os consumidores, porque limitam a possibilidade das empresas obterem mais remuneração. Faz-se notar que as empresas tendem a beneficiar dos congestionamentos das linhas da rede, mas, com a subida do preço das licenças de CO₂ podem beneficiar menos.

Os resultados obtidos são díspares da conclusão de Chen et al. [87] e da evidência apresentada por Veith et al. [90], que defendem que as empresas vão lucrar com os mercados de emissões devido à passagem dos seus custos para os consumidores. O resultado obtido sugere que a passagem dos custos de produção para os consumidores apenas será possível se as empresas exercerem poder de mercado, de outra forma, usando métodos de remuneração marginal, nem todas as empresas o conseguem. Da perspectiva do bem-estar social, as empresas não são capazes de passar uma grande parte do aumento dos seus custos para os consumidores e, como tal, produzem menores lucros.

7.5 Transferência de Carga

Hoje em dia, novos desenvolvimentos em aparelhos que permitem o armazenamento de energia e a disponibilidade de cargas flexíveis ao nível do período de alimentação possibilitam um uso mais flexível da rede eléctrica e a exploração mais eficiente do sistema eléctrico, que é um desafio constante devido, especialmente, ao envelhecimento das infra-estruturas existentes e ao aumento incessante da procura por electricidade [98].

Tal como referido anteriormente, há várias condições que influenciam a forma do diagrama de cargas. A transferência de carga trabalha directamente na forma do diagrama, de maneira a alocar a procura ao longo do dia nos períodos de tempo que proporcionam mais vantagens para o sistema global.

De forma a avaliar o impacto da transferência de carga para o sistema eléctrico, foram simulados vários casos onde se fez variar o parâmetro α que representa a percentagem de carga que pode ser transferida entre os diferentes períodos de tempo considerados (de três horas cada) ao longo do dia. Para os vários casos simulados, foi considerado o dia de procura

médio (C2), um preço para as licenças de CO₂ de 15 €/tCO₂eq e limites elevados de capacidade das linhas, dez vezes superiores ao valores de capacidade apresentados na Tabela 6.5. O facto de se ter escolhido C2 deve-se à razão deste cenário apresentar picos de procura mais acentuados que C1, e pretende-se avaliar o impacto da transferência de carga nas horas de ponta do sistema. O limite elevado de capacidade das linhas deve-se ao facto de se pretender avaliar limites de utilização e de sobrecarga das linhas da rede eléctrica, e para se obter a tendência destes valores é pretendido que as interligações entre Portugal e Espanha não atinjam o limite da sua capacidade de transporte (para o caso da capacidade das linhas apresentado na Tabela 6.5 as interconexões L2 e L5 ficam congestionadas, tal como se pode observar pela Tabela 7.4).

De forma a visualizar a mudança em que o diagrama de cargas apresentado na Figura 7.4, que representa a situação do parâmetro α igual a zero, é apresentada na Figura 7.5 o diagrama de cargas correspondente a um α de 20% para a transferência de carga permitida entre períodos de tempo.

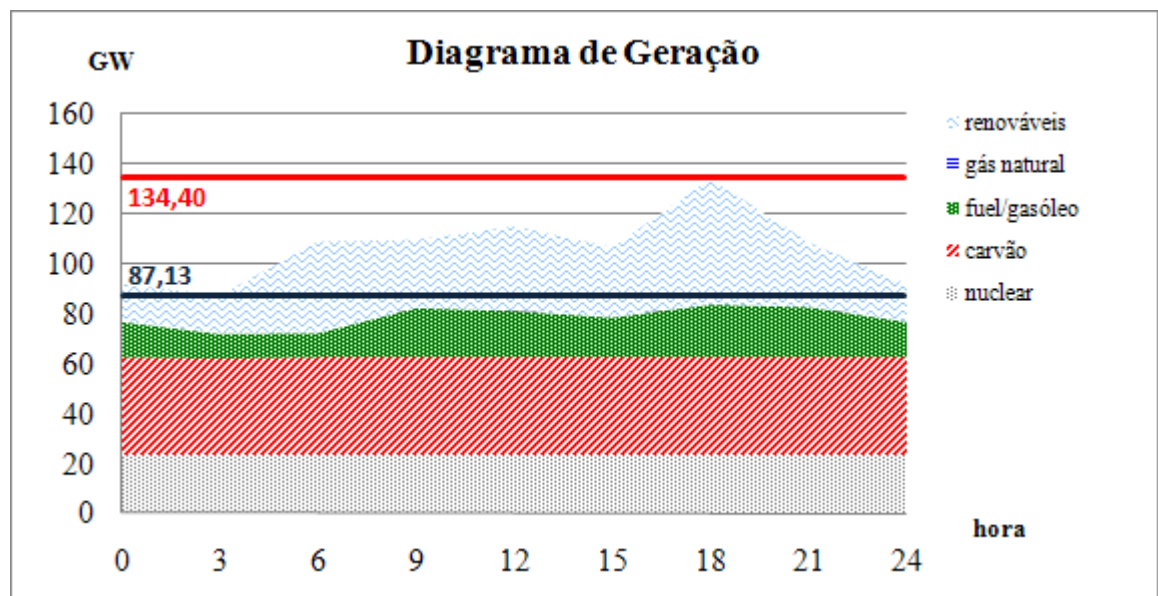


Figura 7.5 – Diagrama de Geração para um D.P.M. (C2), com α de 20% para Transferência de Carga.

Pela comparação das Figuras 7.4 e 7.5, verifica-se que o pico de procura diminuiu, recta a vermelho, e também se verifica que já não é necessária a entrada em serviço de centrais de ciclo combinado para alimentar a procura em nenhum dos períodos de tempo do dia. As Tabelas 7.6, 7.22, 7.23 e 7.24 apresentam a evolução da energia gerada pelas centrais e

respectiva tecnologia em função da percentagem α de transferência de carga permitida entre os períodos de tempo de um dia.

Tabela 7.22 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao longo do Dia, com α de 10% para Transferência de Carga.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)	Total
nuclear	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	185.18
carvão	39.73	39.37	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	317.50
fuel/gasóleo	10.63	4.73	14.39	18.83	22.53	21.48	18.52	14.54	125.65
gás natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.59	0.00	0.00	0.59
renováveis	12.71	12.61	25.91	33.19	43.00	25.09	53.46	26.90	232.88
Total	86.22	79.87	103.18	114.90	128.41	110.04	134.87	104.32	

A Tabela 7.22 demonstra que no período $t = 7$ o total de procura diminuiu face ao valor apresentado na mesma posição da Tabela 7.6. Por outro lado, o período $t = 2$, que representa as horas de vazio, viu a procura a aumentar.

Na Tabela 7.23, à qual corresponde o diagrama de geração apresentado na Figura 7.4, comprova-se que para 20% de transferência de carga permitida entre períodos leva a que não seja necessário as centrais de ciclo combinado entrarem em serviço. Desta forma, denota-se que a transferência de carga pode fazer baixar o custo marginal de geração de um período, o que se reflecte em custos mais baixos de produção para alimentar a procura.

Tabela 7.23 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao longo do Dia, com α de 20% para Transferência de Carga.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)	Total
nuclear	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	185.18
carvão	39.73	39.11	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	317.23
fuel/gasóleo	13.83	9.71	9.49	19.35	18.11	15.61	20.71	19.69	126.51
gás natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
renováveis	14.88	15.16	36.61	27.44	34.02	28.06	50.81	25.91	232.88
Total	91.59	87.13	108.98	109.67	115.01	106.56	134.40	108.48	

A Tabela 7.24 serve para verificar que o mínimo de procura diário tem tendência a aumentar com o aumento do valor α para transferência de carga entre períodos (valor do Total para $t = 2$). Por outro lado, o máximo de procura diário apresenta a tendência de diminuir com o aumento do valor α , e chega mesmo a mudar o período em que ocorre (nas Tabelas 7.6, 7.22 e 7.23 o valor mais elevado da linha Total encontra-se na coluna $t = 7$, e na Tabela 7.24 encontra-se na coluna $t = 4$).

Tabela 7.24 – Energia Gerada pelas Centrais e Respectiva Tecnologia (em GW.h) ao longo do Dia, com α de 30% para Transferência de Carga.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)	Total
nuclear	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	23.15	185.18
carvão	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	39.73	317.86
fuel/gasóleo	4.47	7.43	15.24	21.59	20.43	20.32	18.73	17.68	125.89
gás natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
renováveis	34.55	18.38	28.33	41.40	17.82	26.03	30.66	35.72	232.88
Total	101.90	88.69	106.45	125.87	101.13	109.23	112.27	116.28	

Para demonstrar o impacto que a transferência de carga entre períodos tem na rede eléctrica, nas Tabelas 7.25, 7.26, 7.27 e 7.28 são apresentados os trânsitos das linhas da rede para os vários valores de α simulados.

Tabela 7.25 – Trânsito nas Linhas de Transporte da Rede Eléctrica (em MW.h) ao longo do Dia, com α de 0% para Transferência de Carga.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)
L1	-1178.99	136.67	-506.42	1000.93	-1178.86	410.12	3663.41	-753.97
L2	-2324.85	-3350.94	-2363.34	-1987.25	-3171.48	-5060.18	-1471.75	-1853.37
L3	-1118.71	-2104.38	-851.76	-1187.63	-1870.35	-1443.95	-550.56	-667.45
L4	-317.53	-1303.63	-359.13	-1012.86	-768.55	-989.40	-1429.36	-174.28
L5	2174.29	898.55	1708.91	1952.38	1185.50	2435.31	3647.43	2232.22
L6	6179.45	5216.80	6346.14	4072.63	3040.18	11590.73	10700.50	4526.64
L7	2456.00	2064.22	3353.05	1405.24	2317.67	8318.58	2027.69	2631.08
L8	-3723.46	-3152.58	-2993.09	-2667.39	-722.514	-3272.14	-8672.81	-1895.56
L9	7648.51	7409.06	6492.66	11182.59	8455.00	12633.78	14887.44	9020.79

Tabela 7.26 – Trânsito nas Linhas de Transporte da Rede Eléctrica (em MW.h) ao longo do Dia, com α de 10% para Transferência de Carga.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)
L1	-367.41	598.05	1069.42	1272.72	1997.33	-1802.40	1623.22	-1148.09
L2	-2489.15	-3743.99	-3078.87	-938.40	-6009.22	-2256.55	-3062.69	-1733.81
L3	-1227.49	-2172.71	-1712.06	-569.48	-2604.80	-1068.46	-1155.32	-392.88
L4	-626.27	-1483.04	-1348.06	-723.51	-2162.08	-100.36	-1180.16	108.70
L5	3008.16	1922.00	2778.66	825.02	2877.31	558.79	2036.74	1657.87
L6	5930.75	6167.12	6422.66	4219.66	10694.20	2639.87	9778.36	4121.40
L7	2540.40	2841.86	2560.99	637.56	7208.66	2435.99	4190.75	3155.88
L8	-3390.35	-3325.26	-3861.67	-3582.10	-3485.53	-203.88	-5587.60	-965.52
L9	13277.73	12738.91	15382.62	3748.02	20272.77	2812.46	9478.49	5951.42

Como se pode verificar pela análise das Tabelas 7.25 e 7.26, a transferência de carga entre períodos leva à alteração dos fluxos de potência nas linhas eléctricas, podendo mesmo alterar o sentido dos mesmos (refere-se, como exemplo, o trânsito de L1 no período $t = 3$). Isto demonstra que a capacidade da rede de transporte está a ser utilizada de forma diferente.

Tabela 7.27 – Trânsito nas Linhas de Transporte da Rede Eléctrica (em MW.h) ao longo do Dia, com α de 20% para Transferência de Carga.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)
L1	555.10	652.27	2171.84	-2469.78	492.53	-699.75	2769.42	-210.19
L2	-1869.34	-3592.95	-6163.74	-3135.47	-4938.94	-874.52	-430.87	-2137.52
L3	-605.31	-2377.98	-2432.62	-2040.85	-2170.28	36.86	-573.89	-927.08
L4	-529.72	-1622.47	-2111.12	-483.58	-1449.93	232.04	-1175.16	-493.19
L5	4017.17	3688.21	3497.54	-1351.42	1047.37	463.50	1593.23	2845.91
L6	7283.53	7250.23	14156.17	584.04	9096.60	3799.33	3262.27	5698.36
L7	2857.43	1848.44	8111.49	1716.12	5836.53	2296.86	-644.51	2562.57
L8	-4426.10	-5401.79	-6044.68	1132.08	-3260.07	-1502.47	-3906.78	-3135.79
L9	16299.75	19307.49	20249.87	-2531.41	8702.71	-576.89	9138.58	12136.74

Tabela 7.28 – Trânsito nas Linhas de Transporte da Rede Eléctrica (em MW.h) ao longo do Dia, com α de 30% para Transferência de Carga.

	t = 1 (0h - 3h)	t = 2 (3h - 6h)	t = 3 (6h - 9h)	t = 4 (9h - 12h)	t = 5 (12h - 15h)	t = 6 (15h - 18h)	t = 7 (18h - 21h)	t = 8 (21h - 24h)
L1	2816.79	719.14	692.84	918.95	-2587.43	-297.41	205.34	836.28
L2	-5776.64	-3608.67	-3122.13	-5660.85	-2284.10	-1092.24	363.61	-1993.29
L3	-1662.69	-2429.12	-1292.22	-2904.20	-1745.17	-147.77	1195.71	-2117.78
L4	-1842.65	-1673.22	-983.19	-2018.21	-270.87	0.56	655.83	-1521.55
L5	5923.19	3281.61	3223.40	1197.14	-1087.83	661.32	-1867.83	4533.74
L6	18105.42	7481.98	6432.84	6574.86	-22.80	3364.08	734.12	8387.92
L7	9453.53	1734.32	3928.66	5439.52	474.75	2287.29	2678.12	-1370.12
L8	-8651.89	-5747.65	-2504.18	-1135.34	497.55	-1076.79	1944.01	-9758.04
L9	27215.70	17385.66	16917.05	14342.84	-3043.31	1896.35	-9740.36	18251.55

O factor de utilização da capacidade de transporte disponível é calculado através da média do valor absoluto do trânsito de uma linha para os períodos considerados, dividida pela capacidade máxima da linha. Este valor, apresentado na Tabela 7.29, quantifica a capacidade da rede de transporte que está a ser aproveitada para cada valor de α .

Tabela 7.29 – Coeficiente de Utilização das Linhas da Rede Eléctrica, para os Diferentes α Simulados.

	<i>Capacidade</i>	<i>Coeficiente de Utilização</i>			
		$\alpha = 0$	$\alpha = 0.1$	$\alpha = 0.2$	$\alpha = 0.3$
<i>L1</i>	11 600	0.0317	0.0355	0.0360	0.0326
<i>L2</i>	5 600	0.0669	0.0723	0.0717	0.0741
<i>L3</i>	4 400	0.0386	0.0430	0.0441	0.0532
<i>L4</i>	2 900	0.0380	0.0463	0.0485	0.0537
<i>L5</i>	3 100	0.0909	0.0877	0.1036	0.1220
<i>L6</i>	56 000	0.0160	0.0155	0.0159	0.0158
<i>L7</i>	56 000	0.0076	0.0079	0.0080	0.0085
<i>L8</i>	56 000	0.0084	0.0076	0.0089	0.0097
<i>L9</i>	56 000	0.0241	0.0259	0.0276	0.0337
<i>Média</i>	-	0.0358	0.0380	0.0405	0.0448

Como se pode verificar pela análise da Tabela 7.29, pode inferir-se sobre a maior utilização da capacidade da rede de transporte com o aumento do valor α para a transferência de carga.

Por todas as razões apresentadas, pode verificar-se que o consumo é estimulado nas horas de vazio e desencorajado nas horas de ponta. Esta medida, leva a menores custos de geração globais do sistema (sob a forma de não ser necessária a entrada em serviço das centrais de ciclo combinado, o que demonstra que a capacidade instalada em gás natural não era necessária para alimentar a procura de C2) e a uma maior utilização da capacidade da rede eléctrica. Este resultado vai de encontro às conclusões de Veldmen et al. [98] que referem que existe uma grande capacidade de transporte que não é utilizada, e que quando utilizada muito mais energia pode ser transportada com a mesma rede de forma a adiar ou mesmo omitir investimentos no reforço da rede eléctrica.

De uma perspectiva de bem-estar social, demonstra-se que a transferência de carga leva a que mais consumidores possam ser alimentados sem ter que ampliar a capacidade dos sistemas de produção ou transporte do sector eléctrico.

De forma a avaliar o impacto nos lucros das empresas face aos custos de produção, é apresentada a Tabela 7.30.

Tabela 7.30 – Lucros Obtidos face a Custos de Geração incorridos pelas Empresas que Actuam no MIBEL, para os Diferentes α Simulados.

	Lucros (M €)					Custos de Produção (M €)			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 10$	$\alpha = 20$	$\alpha = 30$		$\alpha = 0$	$\alpha = 10$	$\alpha = 20$	$\alpha = 30$
Iberdrola	7.06	7.07	7.07	7.07		2.17	2.22	2.22	2.22
Endesa	5.38	5.39	5.39	5.39		3.63	3.66	3.66	3.66
EDP	2.32	2.32	2.32	2.32		2.02	1.94	1.94	1.94
U. Fenosa	0.65	0.66	0.66	0.66		1.15	1.13	1.13	1.13
Others	1.44	1.44	1.44	1.45		1.28	1.27	1.27	1.27
Média	3.37	3.38	3.38	3.38		2.05	2.05	2.04	2.04

Pela análise da Tabela 7.30, deita-se que em média: os custos de geração em que as empresas ocorrem para produzir electricidade diminuem e ao mesmo tempo os lucros que produzem também aumentam. Por esta razão, visto que em média as empresas têm maiores lucros e menos custos, e como o principal incentivo para a mudança de comportamento é o dinheiro, demonstra-se que o processo de transferência de carga gera dinheiro que pode ser utilizado para mudar o comportamento de alguns consumidores.

Por outro lado, uma análise atenta aos lucros de cada empresa demonstra que para as empresas com mais potência instalada, quando a procura não é totalmente inelástica tendem a aumentar os seus custos de produção. No entanto, as empresas com menos potência instalada tendem não só a aumentar os seus lucros, como também a diminuir os seus custos de produção. Ou seja, os resultados obtidos demonstram que a transferência de carga leva a que as empresas percam poder de mercado.

7.6 Emissões de CO₂

No que diz respeito ao MCE e às licenças de emissão de CO₂, e perante os novos compromissos internacionais estabelecidos pelo Protocolo de Quioto, os custos provenientes das emissões libertadas para a atmosfera são internalizados nas metodologias propostas para a optimização da exploração de sistemas eléctricos com o principal propósito de reduzir a poluição. É, portanto, pretendido que as emissões de CO₂ reduzam.

Para avaliar o impacto do preço das licenças de CO₂, é apresentada a Figura 7.6, onde não são consideradas as restrições de capacidade de transporte da rede, e a Figura 7.7, onde as restrições de capacidade de transporte da rede são consideradas.

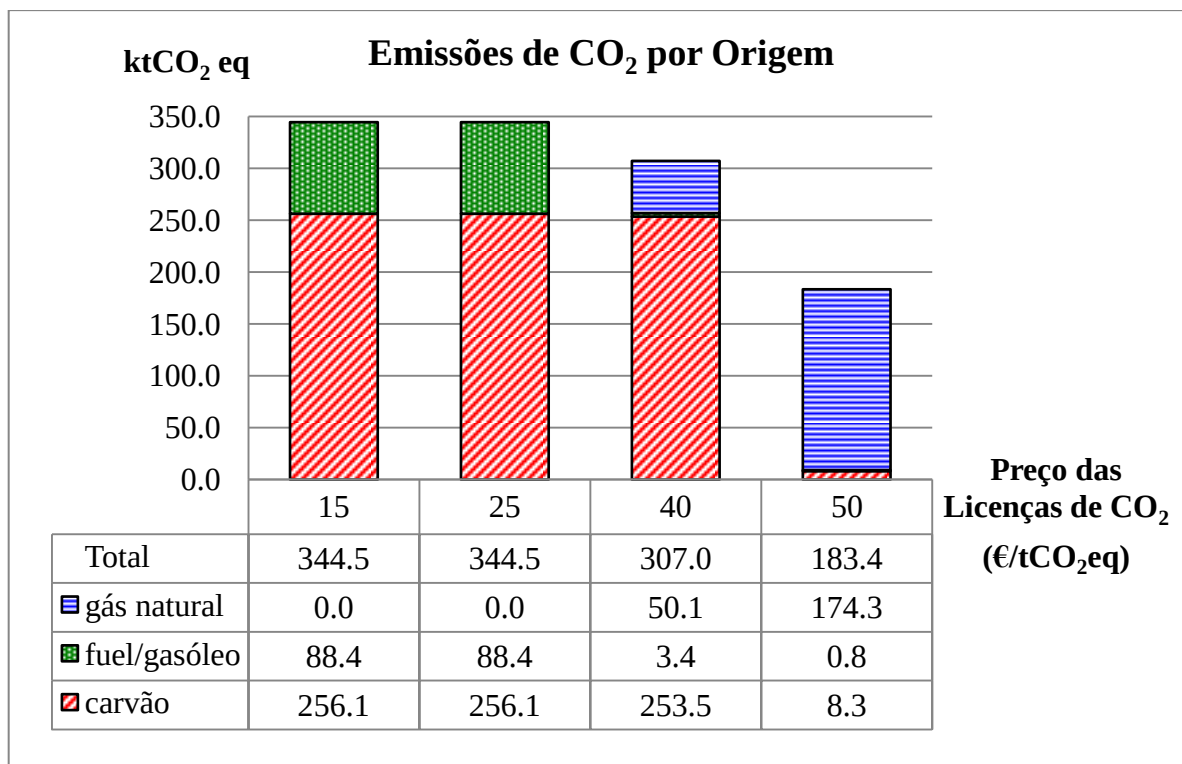


Figura 7.6 – Emissões de CO₂ para um D.P.M. (C1), Não Considerando as Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.

Através da análise da Figura 7.6, pode inferir-se sobre o facto do aumento do preço das licenças levar à redução das emissões de CO₂ libertadas para a atmosfera. No entanto, um resultado particular, é o de as emissões serem exactamente as mesmas para o preço de 15 e 25 €/tCO₂eq. Este resultado é devido ao facto das restrições de capacidade de transporte da rede não serem consideradas, que associado ao facto da ordem de mérito das tecnologias de geração não alterar com o aumento do preço das licenças de 15 para 20 €/tCO₂eq (como se pode verificar através da Figura 7.1) leva a que o óptimo de exploração do sistema não altere.

Como tal, faz-se notar que um despacho puramente económico que não leva em consideração as restrições técnicas da rede apenas sente o impacto do preço das licenças de CO₂ no caso em que os custos marginais das tecnologias fazem alterar a ordem de mérito do despacho, apesar dos custos marginais das tecnologias aumentarem o que leva a um custo de exploração do sistema mais elevado. Isto significa também que, quando um despacho puramente económico não viola nenhum limite técnico (como, por exemplo, limites de capacidade de transporte das linhas da rede eléctrica) e é igual ao despacho tecnicamente viável, o impacto do aumento do preço das licenças de CO₂ que é negativo para o bem-estar social, não surte efeito na redução da poluição no caso de não provocar um aumento nos

custos marginais de geração das diferentes tecnologias de forma a alterar a ordem de mérito das centrais mais emissoras.

O modelo formulado de concorrência perfeita, para além dos custos em que as empresas ocorrem por emitir CO₂ para a atmosfera, também tem em consideração os custos de arranque e de paragem dos diferentes grupos. Este aspecto, associado à rede eléctrica de transporte, que apresenta perdas e pode apresentar o congestionamento de algumas linhas, altera o ponto óptimo de exploração do sistema.

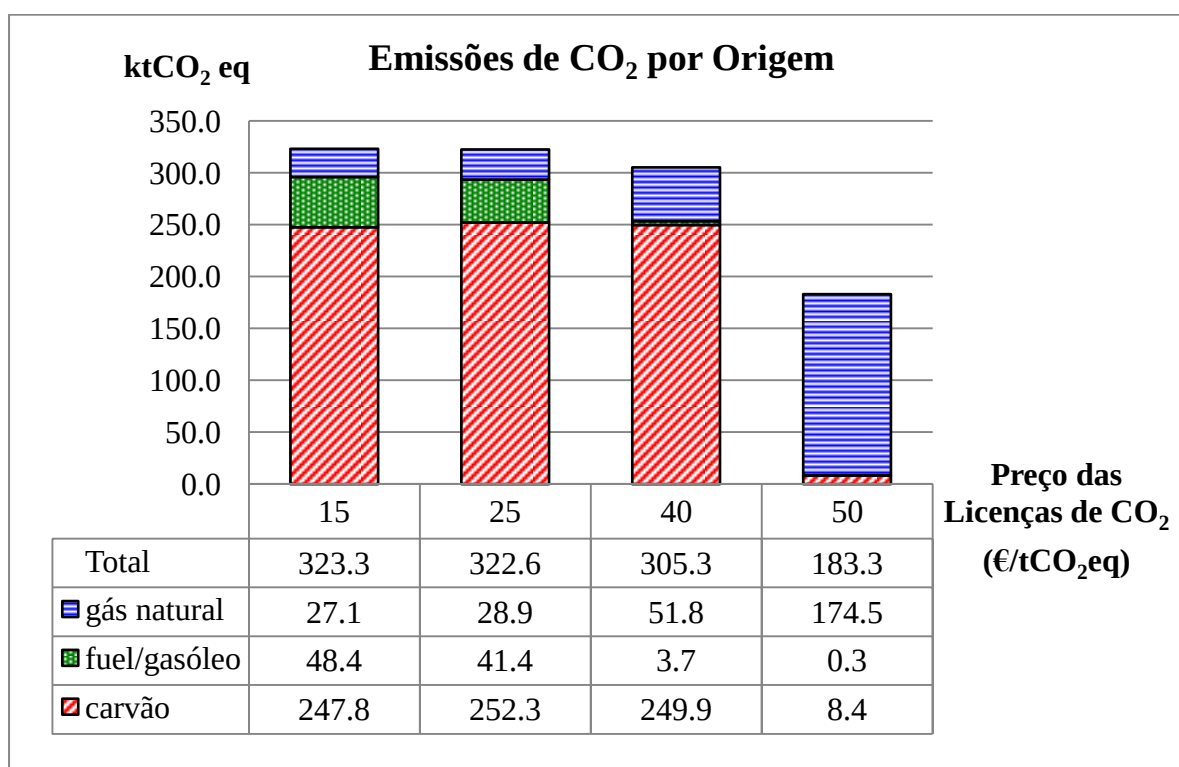


Figura 7.7 – Emissões de CO₂ para um D.P.M. (C1), Considerando as Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.

No caso em que as restrições de capacidade de transporte da rede são consideradas, Figura 7.7, o aumento do preço das licenças surte o impacto esperado na redução das emissões de CO₂ para a atmosfera. De notar que este aspecto se verifica mesmo no caso em que o preço das licenças não altera a ordem de mérito das centrais e respectiva tecnologia, o que demonstra a influência do congestionamento de uma linha nas emissões de CO₂. Para os casos simulados de um preço de 15 e de 25 €/tCO₂eq para as licenças, as centrais com um custo marginal mais elevado eram as de ciclo combinado a gás natural (como se pode verificar através da Figura 7.1) e que têm um factor de emissões mais baixo do que as centrais a carvão ou de fuel/gasóleo (como se pode verificar através da Tabela 6.2), o que implica que

a entrada em serviço de centrais com um custo marginal de geração mais elevado devido a congestionamentos, se traduz na redução do total de emissões gerado pelo sistema eléctrico. Por outro lado, para os casos em que as centrais com um custo marginal de geração mais elevado também apresentam maiores factores de emissão, os congestionamentos vão levar à entrada em serviço de centrais mais poluidoras, o que implica um aumento do total de emissões gerado pelo sistema eléctrico. Este facto faz salientar a importância do investimento em tecnologias menos emissoras a longo prazo, de forma a mitigar este efeito.

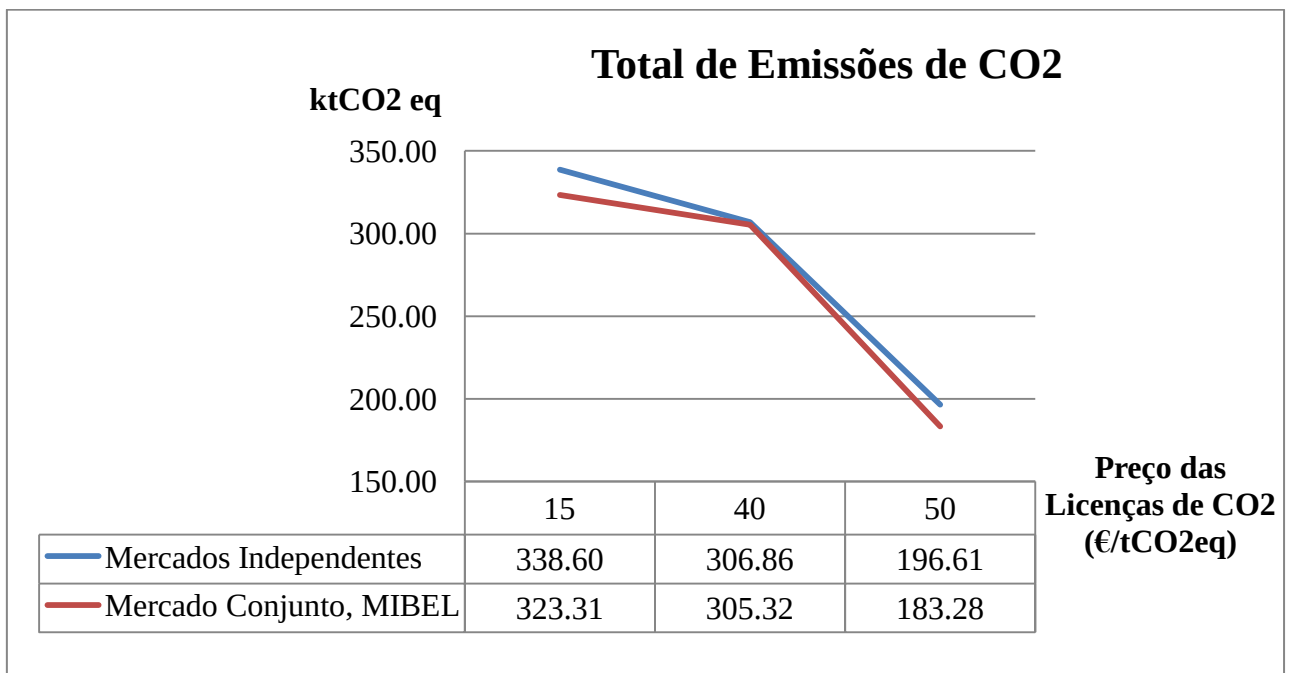


Figura 7.8 – Total de Emissões de CO₂ de Portugal e Espanha para um D.P.M. (C1), Considerando as Restrições de Capacidade de Transporte da Rede.

No âmbito deste trabalho, é também importante analisar o impacto da integração conjunta dos mercados de Portugal e Espanha no MIBEL, no geral das emissões de CO₂ da Península Ibérica. Na Figura 7.8 é apresentada a tendência do total de emissões da Península Ibérica em função do aumento do preço das licenças de CO₂: para o caso em que se somam as emissões do sector eléctrico português às emissões do sector eléctrico espanhol em mercados independentes (a azul); e para o caso das emissões do sector eléctrico português e espanhol no mercado conjunto, MIBEL (a vermelho). Para as simulações efectuadas foi considerado o dia de procura médio (C1), considerando as restrições de capacidade de transporte da rede eléctrica.

Pela análise da Figura 7.8, denota-se que o total das emissões de CO₂ tem tendência a reduzir com o aumento do preço das licenças em ambos os casos, tal como esperado. E pode-se inferir sobre o facto de o MIBEL apresentar um menor número de emissões de CO₂ para a atmosfera para todos os preços de licenças considerados (15, 40 e 50 €/tCO₂eq) nas simulações. Este facto reporta que a integração conjunta dos mercados de Portugal e Espanha reduz o total das emissões globais da Península Ibérica, visto que permite a Portugal ter acesso a energia mais limpa de Espanha e vice-versa.

8 Conclusões

Ao longo deste trabalho, foi desenvolvido um modelo para o MIBEL que abrange tanto os factores económicos como os factores técnicos, para obter uma solução do problema de escalonamento e despacho de centrais eléctricas que maximiza o bem-estar social tendo em consideração o impacto das emissões de CO₂ no custo de geração. O estudo efectuado não considera receitas provenientes da alocação gratuita de licenças, ao invés, considera que as licenças de emissão de CO₂ são compradas a um determinado preço de mercado.

Com o modelo desenvolvido foi estudado o impacto do preço das licenças nos custos de geração e concluiu-se que a ordem de mérito das centrais e respectiva tecnologia apenas mudava para preços das licenças elevados (valores superiores a 35€/tCO₂eq). O resultado obtido exige que o preço das licenças aumente muito mais do que o valor mencionado em [83], cujo valor limiar apresentado é cerca de 15€/tCO₂eq. A diferença de resultados é explicada através das suposições de cada um dos modelos acerca de poder de mercado e da elasticidade da procura. No modelo desenvolvido, que assume uma procura inelástica, as centrais mais poluidoras (centrais a carvão e de fuel/gasóleo) são substituídas no problema de escalonamento e despacho por centrais menos poluidoras (centrais de ciclo combinado a gás natural, que apesar de terem preços de combustível mais elevados apresentam menores factores de emissão). Todas as tecnologias menos poluidoras tendem a ser utilizadas na geração de energia eléctrica até ao máximo de disponibilidade.

O modelo também permitiu analisar o impacto de diferentes níveis de procura. Avaliou-se tanto o impacto de picos de procura que possam ocorrer durante um dia, como o impacto de uma situação particular de dias em que a procura assume valores muito elevados ao longo de todo o dia (ponta de consumo anual). Em ambos os casos, para o preço de 15 €/tCO₂eq considerado nas várias simulações, foi necessário a entrada em serviço de centrais de ciclo combinado. No caso de estudo inicial, dia médio de procura (C1), não foi necessário o despacho de centrais de ciclo combinado, a não ser quando consideradas as restrições de capacidade de transporte da rede eléctrica. Para o preço de 15 €/tCO₂eq das licenças considerado nas várias simulações, as centrais de ciclo combinado são as que apresentam maiores custos marginais de geração. Daqui se pode concluir que tanto o nível de procura elevado como os congestionamentos da rede eléctrica de transmissão levam ao aumento dos

custos de gerar energia eléctrica, o que se reflecte em preços de electricidade mais elevados para os consumidores.

Foi descoberto que o aumento do preço das licenças de emissão de CO₂ não acarreta, necessariamente, um aumento nos lucros das empresas, apesar de levar a custos marginais de geração mais elevados o que implica uma maior remuneração para as empresas, à semelhança do que é descrito por Reneses e Centeno em [83]). Este resultado é díspar dos resultados obtidos por Chen et al. [87] e Veith et al. [90], o que sugere o poder de mercado como a razão do porquê das empresas produtoras de electricidade beneficiarem do MCE na análise que estes efectuaram. Para além do mais, os congestionamentos das linhas eléctricas da rede de transmissão não conseguem ser explorados ao máximo pelas empresas quando se verifica o aumento do preço das licenças de emissão de CO₂. O resultado obtido através de simulação sugere que as empresas devem ter ao seu dispor várias centrais de diferentes tipos, de forma a transferir a produção entre tecnologias para obterem maiores lucros. Caso contrário, podem mesmo vir a obter lucros menores.

Foi também avaliado um aspecto muito actual, e cada vez mais, de interesse para as empresas e consumidores: a transferência de carga. Pelos resultados obtidos, a transferência de carga reduz os picos da procura e aloca a carga nos períodos de vazio. Pela razão apresentada, as empresas conseguem, em média, obter maiores lucros e menores custos de geração, o que leva a concluir que este processo gera dinheiro que pode ser utilizado para mudar o comportamento de alguns consumidores. Para além do mais, os resultados evidenciam que as empresas que mais beneficiam são as pequenas empresas, o que permite concluir que o processo de transferência de carga leva a que as empresas maiores percam poder de mercado.

Ainda no que diz respeito à transferência de carga, à semelhança de Veldmen et al. [98], foi verificado que todo o processo leva a uma maior utilização da capacidade existente no sistema eléctrico. Este facto aponta para que, sem ter que ampliar a capacidade de produção ou transporte do sector eléctrico, mais consumidores possam ser alimentados, para além de permitir adiar, ou mesmo omitir, investimentos e reforços na rede.

No âmbito do MIBEL, os resultados obtidos levam à conclusão que a integração conjunta dos mercados português e espanhol melhoram a eficiência ao nível da produção de electricidade da Península Ibérica, através da redução dos custos de geração que leva a um

aumento do bem-estar social (custos de geração menores levam a tarifas mais baixas para os consumidores). Por esta razão, o MIBEL leva à redução dos lucros obtidos pelas empresas que actuam no mercado conjunto. Por outro lado, os resultados obtidos através de simulação denotam que algumas empresas beneficiam do congestionamento das linhas de transporte. Este aspecto demonstra a importância do investimento e reforço da rede eléctrica para os consumidores e para o bem estar social, mas que vai contra os interesses particulares de cada empresa. Ainda no que diz respeito ao MIBEL, foi verificado que a integração conjunta leva à redução do total das emissões gerais da Península Ibérica.

No que diz respeito ao modelo, refere-se que os resultados computacionais obtidos através de simulação permitiram analisar o impacto da integração conjunta de mercados para o bem-estar social, tendo em conta os detalhes associados aos mercados de electricidade. Os parâmetros utilizados nas diversas simulações pretenderam dar uma boa representação do problema do mundo real, facto que está sempre presente quando é feita uma análise de problemas complexos e de larga escala.

O modelo em si pode ainda sofrer alterações de forma a complementar o estudo realizado e torna-lo ainda mais realista, como, por exemplo, adicionar uma formulação para o valor das perdas globais do sistema, ou evoluir a formulação feita do modelo DC para um modelo AC que enfatiza os resultados obtidos e pode avaliar a qualidade de serviço do sistema.

Por fim, apresenta-se também como possível trabalho futuro a formulação de um modelo de oligopólio de forma a comparar os modelos e analisar quanto se torna vantajoso esta modelização. Faz-se notar que os principais resultados qualitativos obtidos por Reneses e Centeno [83] permanecem na análise de bem-estar feita. Torna-se, como tal, um assunto de interesse investigar se uma análise de bem-estar social captura os mesmos resultados qualitativos e inferir, na presença de regulação (que actualmente representa um papel muito importante no sector eléctrico), sobre qual das abordagens melhor representa a realidade.

Bibliografia

- [1] Sá, A.R.; “Simulador dos Operadores de Mercado e de Sistema em Mercados de Electricidade adoptando um modelo AC”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2003.
- [2] Gomes, B.S.; “Simulador dos Operadores de Mercado e de Sistema num Mercado de Energia Eléctrica considerando Restrições Intertemporais”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2005.
- [3] Saraiva, J.T.; Silva, J.P.; Leão, M.P.; “Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes”, FEUP Edições, 2002.
- [4] Rudnick, H.; Varela, R.; Hogan, W.; “Evaluation of Alternatives for Power System Coordination and Pooling in a Competitive Environment”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, pp. 605-613, 1997.
- [5] Paiva, J.P.S., “Redes de Energia Eléctrica uma Análise Sistémica” , IST Press, 2005
- [6] Trehan, N.K.; Saran, R.; “Electric utility deregulation: failure or success”, Proceedings of the IEEE Nuclear Science Symposium Conference Record, Vol. 7, pp. 4614-4617, 2004.
- [7] Golkar, M.A., “Power quality in electric networks: monitoring, and standards”, ICREPQ’07, Proceedings of the International Conference on Renewable Energy and Power Quality, 1997
- [8] Padhy, N.P.; Sood, Y.R.; “Advancement in power system engineering education and research with power industry moving towards deregulation”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Vol.1, pp. 71-76, 2004.
- [9] Chen, S., Wang, J., Lie, T. T., “A Conceptual View of Power Quality Regulation Using Market-Driven Mechanism”, PowerCon’06, Proceedings of the International Conference on Power System Technology, pp. 1-6, 2006.
- [10] Nogueira, T.A., “Estabelecimento de Preços no Mercado da Electricidade”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2001.
- [11] Shahidehpour, M., Alomoush, M., “Restructured Electrical Power Systems: Operation, Trading, and Volatility”, Marcel Dekker, Inc., 2002.
- [12] Padhy, N.P., Sood, Y.R., “Advancement In Power System Engineering Education And Research With Power Industry Moving Towards Deregulation”, Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting, Vol. 1, pp. 71-76, 2004.

- [13] Lee, W.J.; Lin, C.H.; “Utility deregulation and its impact on the industrial power systems”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 4, pp. 40-46, 1998.
- [14] Lee, W.J., Lin, C.H., “Utility Deregulation and its Impact on the Industrial Power Systems”, IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, pp. 217-222, 1997.
- [15] Warland, G., Fosso, O.B., Wangenstein, I., Wolfgang, O., “Efficient Transmission Pricing in Power Systems with Considerable Time-Dependency”, IPEC’05, Proceedings of the 7th International Power Engineering Conference, pp. 1-438, 2005.
- [16] Kirschen, D., Strbac, G., “Fundamentals of Power System Economics”, John Wiley and Sons, Ltd., 2004
- [17] Lopes, J.A.P., “Integration of Dispersed Generation on Distribution Networks – Impact Studies”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 1, pp. 323-328, 2002.
- [18] Saraiva, J.T., Silva, J.P., Leão, M.T.P., “Evaluation of the Marginal Based Remuneration – A Case Study Using The Portuguese Transmission Network”, PowerTech’01, Proceedings of the IEEE Porto Power Tech, Vol. 1, pp. 1-6, 2001.
- [19] Krause, T., “Evaluating Congestion Management Schemes in Liberalized Electricity Markets Applying Agent-based Computational Economics”, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, 2007.
- [20] Wu, Z.Q., “Reliability transaction and pricing under power system deregulation”, DRPT’08, Proceedings of the IEEE Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, pp. 268-273, 2008.
- [21] Kumar, J., Sheblé, G., “Auction Market Simulator for Priced Based Operation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, pp. 250-255, 1998.
- [22] Smith, V.L.; “Regulatory reform in the electric power industry”, Regulation, Vol. 19, 1996.
- [23] Lai, L.L., “Insights from World Experience in Regulating Electricity”, DRPT’04, Proceedings of the IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, Vol. 1, pp. 6-8, 2004.
- [24] Romgn, J., Gómez, T., Mufioz, A., Peco, J., “Regulation of distribution network business”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, April 1999.
- [25] ERSE – Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, “Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”, 2001
- [26] Sheblé, G.B., “Computational Auction Mechanisms for Restructured Power Industry Operation”, Kluwer Academic Publishers Group, 1999.

- [27] Catalão, J.P.S.; “Novas Metodologias de Optimização em Sistemas de Energia Hidrotérmicos”, Universidade da Beira Interior, 2006.
- [28] Urzaiz, H.J.I.U., “Liberalization of the Spanish Electricity Sector: An Advanced Model”, The Electricity Journal, Vol. 98, pp. 29-37, 1998.
- [29] Contreras, J., Candiles, O., de la Fuente, J.I., Gómez, T., “Auction Design in Day-Ahead Electricity Markets (Republished)”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, pp. 409-417, 2001.
- [30] Borges, J., “MIBEL and the Market Splitting”, 5th International Conference on European Electricity Market, pp.1-5, 2008
- [31] Mendes de Sousa, J.A., “Integração de mercados liberalizados de energia eléctrica com aplicações ao MIBEL”, Universidade Nova de Lisboa, 2005.
- [32] Mira Amaral, L., “Energia e Mercado Ibérico”, Booknomics, 2006.
- [33] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, CNE – Comisión Nacional de Energía, “Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade”, 2002
- [34] Pedras, R., “A Regulação do MIBEL e Perspectivas de Evolução”, Seminário APOCEEP, 2006.
- [35] OMIP – Operador do Mercado Ibérico Português, “Agreement Between the Portuguese Republic and the Kingdom of Spain for the Creation of an Iberian Electric Energy Market”, 2004.
- [36] Capelo, J., Esteves, J., Milheiras, H., Torres, P., “ERGEG South-West Electricity REM: First achievements and market coupling”, 5th International Conference on European Electricity Market, pp.1-7, 2008
- [37] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento de Acesso às Redes e Interligações”, 2007
- [38] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha”, 2007.
- [39] European Parliament and European Council, “Regulation (EC) No 1228/2003 of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity”, Official Journal of the European Union, 2007.
- [40] Padhy, N.P., “Unit Commitment – A Bibliographical Survey”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, pp. 1196-1205, 2004.
- [41] Snyder, W.L., Jr., Powell, H.D., Jr., Rayburn, J.C., "Dynamic programming approach to unit commitment", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, pp. 339-350, 1987.

-
- [42] Lee, F.N., "Short-term unit commitment – a new method," IEEE Transactions on Power Syst., Vol. 3, pp. 421-428, 1988.
- [43] Lauer, G.S., Sandell Jr., N.R., Bertsekas, N.R., Posbergh, T.A., "Solution of large scale optimal unit commitment problems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, pp. 79-96, 1982.
- [44] Cohen, A.I., Yoshimura, M., "A branch- and -bound algorithm for unit commitment", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 102, pp. 444-451, 1983.
- [45] Dillon, T.S., Edwin, K.W., Kochs, H.-D., Taud, R.J., "Integer Programming Approach to the Problem of Optimal Unit Commitment with Probabilistic Reserve Determination", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 97, pp. 2154-2166, 1978.
- [46] Aoki, K., Satoh, T., Itoh, M., "Unit commitment in large scale power systems including fuel constrained thermal and pumped storage hydro" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, pp. 1077-1084, 1987.
- [47] Aoki, K., Itoh, M., Satoh, T., Nara, K., Kanezashi, M., "Optimal long-term unit commitment in large scale systems including fuel constrained thermal and pumped-storage hydro," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, pp. 1065-1073, 1989.
- [48] Nowak, M.P., Römisch, W., "Stochastic Lagrangian Relaxation Applied to Power Scheduling in Hydro-Thermal System under Uncertainty", Annals of Operations Research, Vol 100, pp. 251-272, 2000.
- [49] Bacaud, L., Lemaréchal, C., Renaud, A., Sagastizábal, C., "Bundle Methods in Stochastic Optimal Power Management: A Disaggregated Approach Using Preconditioners", Computational Optimization and Applications, Vol 20, pp. 227-244, 2001.
- [50] Tseng, C.-L., Li, C.-A., Oren, S. S., "Solving the unit commitment problem by a unit decommitment method", Journal of Optimization Theory and Applications, Vol.105, pp.707-730, 2000.
- [51] Pereira, J., Viana, A., Lucas, B.G., Matos, M., "A meta-heuristic approach to the unit commitment problem under network constraints", International Journal of Energy Sector Management, Vol. 2, pp. 449-467, 2008.
- [52] Walsh, M.P., Malley, M.J.O., "Augmented Hopfield network for unit commitment and economic dispatch". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, pp. 1765-1774, 1997.

- [53] R. H. Liang and F. C. Kang, "Thermal generating unit commitment using an extended mean field annealing neural network," IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 147, pp. 164-170, 2000.
- [54] Maifeld, T.T., Sheble, G.B., "Genetic-based unit commitment algorithm" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, pp. 1359-1370, 1996.
- [55] Arroyo, J.M., Conejo, A.J., "A parallel repair genetic algorithm to solve the unit commitment problem", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, pp. 1216-1224, 2002.
- [56] Swarup, K.S., Yamashiro, S., "Unit commitment solution methodology using genetic algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, pp. 87-91, 2002.
- [57] Mantawy, A.H., Abdel-Magid, Y.L., Selim, S.Z., "A simulated annealing algorithm for unit commitment," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, pp. 197-204, 1998.
- [58] Papadogiannis, K.A. ; Hatziargyriou, N.D. ; Saraiva, J.T., "Bid-based coupled active/reactive dispatch using simulated annealing" ; International Journal on Engineering Intelligent Systems, Vol.12, pp.175-183, 2004.
- [59] Matos, M.A., Ponce Leão, M.T., Saraiva, J.T. Fidalgo, J.N. Miranda, V., Lopes, J.P., Ferreira, J.R. Pereira, J.M.C., Proença, L.M. Pinto, J.L., "Metaheuristics Applied to Power Systems", Chapter 21 of Metaheuristics: Computer Decision Making, pp.449-464, Kluwer Academic Publishers, 2003.
- [60] Mori, H., Usami, T., "Unit commitment using tabu search with restricted neighborhood", ISAP'96, Proceedings of International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, Vol. 1, pp. 422-427, 1996.
- [61] Lin, W.M., Cheng, F.S., Tsay, M.T., "An improved tabu search for economic dispatch with multiple minima," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, pp. 108-112, 2002.
- [62] Saneifard, S., Prasad, N.R., Smolleck, H.A., "A fuzzy logic approach to unit commitment," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, pp. 988-995, 1997.
- [63] Huang, S.J., Huang, C.L. "Application of genetic-based neural network to thermal unit commitment," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, pp. 654-660, 1997.
- [64] Montawy, A.H. Abdel Magid, Y.L., Selim, S.Z., "Integrating genetic algoritms, Tabu search and simulated annealing for the unit commitment problem," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, pp. 829-836, 1999.

- [65] Padhy, N.P., Ramachandran, V., Paranjothi, S.R., “A hybrid fuzzy neural network expert system for short-term unit commitment problem”, *Microelectronics Reliability*, Vol. 37, pp. 733-737, 1997.
- [66] Miguélez, E.L., Rodríguez, L.R., San Román, T.G., Cerezo, F.E., Fernández, I.N., Lafarga, R.C., Camino, G.L., “A Practical Approach to Solve Power System Constraints With Application to the Spanish Electricity Market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, pp. 2029-2037, 2004.
- [67] Lu, B. Shahidehpour, M., “Unit Commitment With Flexible Generating Units”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, pp. 1022-1034, 2005.
- [68] Singh, H., Hao, S. Papalexopoulos, A., “Transmission congestion management in competitive electricity markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, pp. 672–680, 1998.
- [69] Haili Ma, Shahidehpour, S.M., “Unit Commitment with Transmission Security and Voltage Constraints”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, pp. 757-764, 1999.
- [70] Christie, R.D., Wollenberg, B.F., Wangenstein, I., “Transmission management in the deregulated environment”, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, pp. 170-195, 2000.
- [71] Gomes, M.H., Saraiva, J.T., “Congestion management by maximizing the overall satisfaction degree of all participants in the market”, *IEEE Porto Power Tech Proceedings*, Vol. 1, pp. 1-6, 2001.
- [72] Centeno, E., Reneses, J., Barquín, J., “Strategic Analysis of Electricity Markets Under Uncertainty: A Conjectured-Price-Response Approach”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, pp. 423-432, 2007.
- [73] Doege J., M. Fehr, J. Hinz, H.-J. Luthi, M. Wilhelm, “Risk Management in Power Markets: The Hedging Value of Production Flexibility”, *European Journal of Operational Research*, Vol. 199, pp. 936-943, 2009.
- [74] Jaehn, F., Letmathe, P., “The Emissions Trading Paradox”, *European Journal of Operational Research*, Vol. 202, pp. 248-254, 2010.
- [75] Green, R., “Competition in Generation: The Economic Foundations”, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, pp. 128-139, 2000.
- [76] Bunn, D.W., Oliveira, F.S., “Modeling the Impact of Market Interventions on the Strategic Evolution of Electricity Markets”, *Operations Research*, Vol. 56, pp. 1116-1130, 2008.

- [77] Neuhoﬀ, K., Barquin, J. Boots, M.G., Ehrenmann, A., Hobbs, B.F., Rijkers, F.A.M., Vázquez, M., “Network-constrained Cournot models of liberalized electricity markets: the devil is in the details”, *Energy Economics*, Vol. 27, pp. 495-525, 2005.
- [78] Sandor, R., Walsh, M., and Marques, R., “Greenhouse-gas-trading markets”, *Philosophical Transactions Series A*, Vol. 360, pp. 1889-1900, 2002.
- [79] European Commission, “Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council Establishing a Framework for Greenhouse Gas Emissions Trading Within the European Community and Amending Council Directive 96/61/EC”, Brussels, 2001.
- [80] Gagelmann, F., Hansjurgens, B., “Climate Protection Through Tradable Permits: the EU Proposal for a CO₂ Emissions Trading System in Europe”, *European Environment*, Vol. 12, pp. 185-202, 2002.
- [81] Christiansen, A.C., Wettstad, J., “The EU as a frontrunner on greenhouse gas emissions trading: how did it happen and will the EU succeed?” *Climate Policy* Vol. 3, pp. 3-18, 2003.
- [82] Betz, R., Eichhammer, W., Schleich, J., “Designing National Allocation Plans for EU emissions trading – A First Analysis of the Outcome”, *Energy & Environment*, Vol. 15, pp. 375-425, 2004.
- [83] Reneses, J., Centeno, E., “Impact of the Kyoto Protocol on the Iberian Electricity Market: A scenario analysis”, *Energy Policy*, Vol. 36, pp. 2376-2384, 2008.
- [84] Anger N., “Emissions Trading beyond Europe: Linking Schemes in a Post-Kyoto World”, *Energy Economics*, Vol. 30, pp. 2028-2049, 2007.
- [85] Loreta S., A. Kitous, and P. Criqui, “The fundamentals of the future international emissions trading system”, *Energy Policy*, Vol. 36, pp. 4272-4286, 2008.
- [86] Linares, P., Santos, F.J., Ventosa, M., “Impacts of the European Emissions Trading Scheme Directive and permit assignment methods on the Spanish electricity sector”, *The Energy Journal*, Vol. 27, pp. 47-66, 2006.
- [87] Chen, Y., Sijm, J., Hobbs, B.F., Lise, W., “Implications of CO₂ Emissions Trading for Short-run Electricity Market Outcomes in Northwest Europe”, *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 34, pp. 251-281, 2008.
- [88] Sijm, J.P.M., Hers, S.J., Lise, W., Wetzelaer, B.J.H.W., “The impact of the EU ETS on electricity prices”, Final report to DG Environment of the European Commission, 2008.
- [89] Kara M., S. Syri, A. Lehtila, S. Helynen, V. Kekkonen, M. Ruska, J. Forsstrom, “The impacts of EU CO₂ emissions trading on electricity markets and electricity consumers in Finland”, *Energy Economics*, Vol. 30, pp. 193-211, 2008.

-
- [90] Veith S., J. R. Werner, and J. Zimmermann, "Capital Market Response to the Emission Rights Returns: Evidence from the European Power Sector", *Energy Economics*, Vol. 31: pp. 605-613, 2009.
- [91] Fu, Y., Shahidehpour, M., Li, Z., "Long-Term Security-Constrained Unit Commitment: Hybrid Dantzig–Wolfe Decomposition and Subgradient Approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, pp. 2093-2106, 2005.
- [92] Mansur, E.T., "Upstream Competition and Vertical Integration in Electricity Markets", *Journal of Law & Economics*, Vol. 50, pp. 125-156, 2007.
- [93] Matos, M., Lopes, J.P., Rosa, M., Ferreira, R., da Silva, A.L., Sales, W., Resende, L., Manso, L., Cabral, P., Ferreira, M., Martins, N., Artaiz, C., Soto, F., López, R., "Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 31, pp. 562-569, 2009.
- [94] Warsono, King, D. J., Özveren, C. S., Bradley, D.A., "Economic Load Dispatch Optimization of Renewable Energy in Power System Using Genetic Algorithm", *IEEE Lausanne Power Tech*, Vol. 1, pp. 2174-2179, 2007.
- [95] Warsono, King, D.J., Özveren, C.S., "Economic Load Dispatch For a Power System with Renewable Energy Using Direct Search Method", *42nd International Universities Power Engineering Conference*, Vol. 1, pp. 1228-1233, 2007.
- [96] Battle C., C. Solé, and M. Rivier. "A New Security of Supply Mechanism for the Iberian Market", *Electricity Journal*, Vol. 21, pp. 63-73, 2008.
- [97] Herráiz A. C., and C. R. Monroy. "Analysis of the efficiency of the Iberian power futures market", *Energy Policy*, Vol. 37, pp. 3566-3579, 2009.
- [98] Veldman, E., Gibescu, M., Slootweg, J.G., Kling, W. L., "Technical Benefits of Distributed Storage and Load Management in Distribution Grids", *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, Vol. 1, pp. 1-8, 2009
- [99] Palensky, P., "Electric load management and information technology", *IEEE AFRICON'09, Proceedings of the Africon Conference*, Vol. 1, pp. 1-5, 2009
- [100] Kumar, A., Chanana, S., "DC Model of UPFC and its Use in Competitive Electricity Market for Loadability Enhancement", *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science*, San Francisco, 2008.
- [101] Overbye, T.J., Cheng, X., Sun, Y. "A Comparison of the AC and DC Power Flow Models for LMP Calculations", *Proceedings of the 37th Hawaii International Conference on System Sciences*, 2004.

- [102] Matos, M.A., Gouveia, E., “The fuzzy power flow revisited.” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, pp. 213-218, 2008.