



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR
Engenharia

Mercado Ibérico de Energia Eléctrica

Evolução e Desafios

André Pinto Domingos Martins

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores
(2º ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano

Covilhã, Outubro de 2016

Agradecimentos

Queria começar por agradecer aos meus pais por todo o apoio, incentivo, esforço e dedicação para me proporcionarem esta oportunidade. Sem dúvida que é devido a tudo o que eles me ensinaram que atinjo mais uma meta da minha vida.

Ao meu orientador, o Prof. Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano, agradeço todo o apoio, compreensão, dedicação, disponibilidade, seriedade e paciência demonstrada para comigo desde o primeiro dia até aos atarefados dias finais. O meu sincero obrigado.

Ao Eng. José Pombo pela ajuda disponibilizada sempre que necessário.

Aos meus irmãos, pelo exemplo, e por estarem sempre disponíveis e me indicarem o correcto caminho a percorrer.

Aos meus colegas de curso, um obrigado por todas as experiências aqui vividas, sem vocês teria sido muito mais complicado de chegar onde me encontro hoje.

Não poderia deixar de agradecer em especial ao João Lourenço e Miguel Beirão por todo o incentivo, ajuda, trabalho, discussões e bom humor que tornaram este percurso numa experiência memorável.

Por fim, à Andreia Zenaide por todos os momentos partilhados, incentivo e ajuda para concluir esta etapa.

Resumo

Nas últimas décadas o sector de energia eléctrica sofreu diversas mudanças que se iniciaram com reestruturação levada a cabo no Chile e na Inglaterra, e deu início à alteração dos Sistemas de Energia Eléctrica em todo o mundo. Este processo de reestruturação tinha como intuito a desregulação do sector de energia eléctrica, passando de estruturas verticalmente integradas onde uma empresa controlava todo o sector, para um sistema horizontal, livre e competitivo.

Os mercados que agora começaram a aparecer, fruto da reestruturação, viram-se na necessidade de criar entidades responsáveis pela gestão económica dos mercados e pela operação técnica de todo o sistema. A gestão económica ficou a cargo do Operador de Mercado para realizar o despacho económico nos mercados de energia eléctrica, enquanto toda a gestão e operação do sistema recaiu sobre o Operador Independente do Sistema ficando este responsável por garantir a segurança, manutenção e fiabilidade do sistema através da contratação e operação dos serviços de sistema.

Este processo de reestruturação ocorreu em Portugal e Espanha levando à criação do Mercado Ibérico de Energia Eléctrica. Este novo mercado foi constituído pela integração dos mercados de energia eléctrica Português e Espanhol, mantendo cada um o seu operador de sistema, mas utilizando o mesmo operador de mercado, o Operador do Mercado Ibérico. O Operador do Mercado Ibérico encontra-se dividido em dois pólos, o Operador de Mercado Ibérico - Pólo Português que gere os mercados a prazo, e o Operador de Mercado Ibérico - Pólo Espanhol que é responsável pelo mercado diário e intradiário de trocas de energia eléctrica. Um dos pontos mais importantes deste Mercado Ibérico são as interligações entre os dois países, que possuem um limite físico que não deve ser atingido. Caso isso aconteça, vai ocorrer o congestionamento das linhas de interligação e o mecanismo de *Market Splitting* vai ser utilizado. Este mecanismo promove a separação dos mercados, atribuindo um preço diferenciado a cada área de operação. É por isso um dos objectivos do Mercado Ibérico de Energia Eléctrica a diminuição dos períodos de utilização deste mecanismo, de forma a poder operar como um único mercado com um único preço de energia eléctrica.

Palavras-chave

Mercado Ibérico de Energia Eléctrica

Reestruturação do Sector Eléctrico

Sistemas de Energia Eléctrica

Mercados de Energia Eléctrica

Operador de Sistema

Operador de Mercado

Abstract

In recent decades the electricity sector has undergone several changes that began with the restructuring carried out in Chile and England, and that led to the transformation of Electrical Power Systems worldwide. This restructuring process was to order the deregulation of the electricity sector, from vertically integrated structures where a company controlled the whole industry to a horizontal, free and competitive system.

The markets that now began to appear, as a result of the restructuring, found themselves in the need to create institutions responsible for economic management of the markets and the technical operation of the entire system. Economic management was the responsibility of the Market Operator to realize the economic order in the electricity markets, while the entire management and system operation fell to the Independent System Operator getting this responsible for ensuring the safety, maintenance and reliability of the system by the hiring and operation of the ancillary services.

This restructuring process occurred in Portugal and Spain leading to the creation of the Iberian Electricity Market. This new market was formed by the integration of the Portuguese and Spanish electric energy markets, keeping each of your system operator, but using the same market operator, the Iberian Market Operator. The Iberian Market Operator is divided into two poles, the Iberian Market Operator - Pole Portuguese which manages the futures markets, and the Iberian Market Operator - Pole Spanish that is responsible for the daily market and intraday electricity exchanges. One of the main points of the Iberian Market are the links between the two countries, which have a physical limit that should not be reached. If this happens, a congestion of interconnections will occur and market splitting mechanism will be used. This mechanism promotes the separation of markets, assigning a different price for each operation area. That's why one of the objectives of the Iberian Electricity Market is the reduction in time use of this mechanism in order to be able to operate as a single market with a single price of electricity.

Keywords

Iberian Electricity Market
Electricity Sector Deregulation
Power Systems
Electricity Market
System Operator
Market Operator

Índice

| | |
|---|------------|
| Agradecimentos | i |
| Resumo | iii |
| Abstract | v |
| Índice | vii |
| Lista de Figuras | ix |
| Lista de Tabelas | xi |
| 1. Introdução | 15 |
| 1.1. Enquadramento | 15 |
| 1.2. Motivação | 16 |
| 1.3. Organização da Dissertação | 16 |
| 2. Evolução do Mercado de Energia Eléctrica | 19 |
| 2.1. Introdução | 19 |
| 2.2. Razões e Desafios da Reestruturação do Mercado de Energia Eléctrica | 20 |
| 2.3. Medidas para os Desafios | 22 |
| 2.3.1. Produção | 23 |
| 2.3.2. Transporte e distribuição | 23 |
| 2.3.3. Restrições na Rede de Transporte e Distribuição | 24 |
| 2.3.4. Demanda | 26 |
| 2.4. Intervenientes do Mercado reestruturado | 26 |
| 2.4.1. Empresas de Produção | 27 |
| 2.4.2. Empresas de Distribuição | 27 |
| 2.4.3. Comercializadores | 27 |
| 2.4.4. Empresas de Transporte | 28 |
| 2.4.5. Operador Independente do Sistema | 28 |
| 2.4.6. Serviços Auxiliares | 29 |
| 2.4.7. Power Exchange | 30 |
| 2.5. Modelos de Mercados de Energia Eléctrica | 31 |
| 2.5.1. Bolsa Obrigatória (<i>Pool Market</i>) | 31 |
| 2.5.2. Contratos Bilaterais | 33 |
| 2.5.3. Comparação entre Bolsa (<i>Pool Market</i>) e Contratos Bilaterais | 34 |
| 2.5.4. Mecanismos de Balanceamento e Trocas Intradiárias | 36 |
| 2.5.5. Mecanismos de Capacidade | 36 |
| 3. Mercado Ibérico de Energia Eléctrica | 39 |
| 3.1. Caracterização do Sector Eléctrico Português | 39 |
| 3.1.1. Organização do Sector Eléctrico Português | 39 |
| 3.1.2. Produção e Modelos de Mercado de Energia Eléctrica | 41 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 3.1.3. | Transporte e Distribuição..... | 42 |
| 3.1.4. | Comercialização | 43 |
| 3.2. | Caracterização do Sector Eléctrico Espanhol..... | 44 |
| 3.2.1. | Organização do Sector Eléctrico Espanhol..... | 44 |
| 3.2.2. | Produção e Mercado de Energia Eléctrica | 45 |
| 3.2.3. | Transporte e Distribuição..... | 46 |
| 3.2.4. | Comercialização..... | 47 |
| 3.3. | Mercado Ibérico de Energia Eléctrica | 47 |
| 3.3.1. | Organização do MIBEL | 49 |
| 3.3.2. | Mercado a prazo..... | 50 |
| 3.3.3. | Mercado diário e intradiário | 51 |
| 3.3.4. | Interligações Portugal-Espanha..... | 54 |
| 3.4. | Serviços do Sistema no MIBEL | 55 |
| 3.4.1. | Restrições Técnicas..... | 55 |
| 3.4.2. | Reserva Primária | 56 |
| 3.4.3. | Reserva Secundária | 56 |
| 3.4.4. | Reserva Terciária..... | 57 |
| 3.4.5. | Controlo de tensão..... | 57 |
| 3.4.6. | Blackstart..... | 58 |
| 3.5. | Uniformização dos Serviços de Sistema no MIBEL..... | 58 |
| 4. | Análise de Resultados do Mercado Ibérico | 60 |
| 4.1. | Introdução | 60 |
| 4.2. | Mercado Diário de Energia Eléctrica - Agosto | 61 |
| 4.2.1. | Energia Contratada | 65 |
| 4.2.2. | Preços no Mercado Diário..... | 67 |
| 4.2.3. | Market Splitting | 70 |
| 4.2.4. | Tecnologias a Mercado | 74 |
| 4.2.5. | Mercado Intradiário..... | 75 |
| 4.2.6. | Mercado de Serviços de Sistema..... | 76 |
| 5. | Conclusão..... | 81 |
| 5.1. | Conclusões principais | 81 |
| 5.2. | Conclusões específicas..... | 83 |
| 5.3. | Sugestões de trabalhos futuros..... | 84 |
| 6. | Referências bibliográficas..... | 85 |

Lista de Figuras

| | |
|---|----|
| FIGURA 2.1 ORGANIZAÇÃO VERTICAL (ESQUERDA) E HORIZONTAL (DIREITA) DO MEE. | 20 |
| FIGURA 2.2 CONGESTIONAMENTO DA LINHA DE TRANSPORTE..... | 25 |
| FIGURA 2.3 UTILIZAÇÃO CONSIDERANDO O LIMITE DE CAPACIDADE DA LINHA DE TRANSPORTE. | 25 |
| FIGURA 2.4 INTREVENIENTES DO MEE REESTRUTURADO..... | 27 |
| FIGURA 2.5 MODELO DE BOLSA (<i>POOL MARKET</i>) DO MEE..... | 31 |
| FIGURA 2.6 DETERMINAÇÃO DO PREÇO DE EQUILÍBRIO (<i>MARKET CLEARING PRICE</i>) PARA <i>TWO-SIDED POOL</i> | 32 |
| FIGURA 2.7 DETERMINAÇÃO DO PREÇO DE EQUILÍBRIO (<i>MARKET CLEARING PRICE</i>) PARA <i>ONE-SIDED POOL</i> | 33 |
| FIGURA 2.8 MODELO DE CONTRATOS BILATERAIS DO MEE. | 33 |
| FIGURA 3.1 ORGANIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO EM 1995..... | 40 |
| FIGURA 3.2 ACTUAL ORGANIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO PORTUGUÊS. | 41 |
| FIGURA 3.3 ACTUAL ORGANIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO ESPANHOL..... | 45 |
| FIGURA 3.4 SEQUÊNCIA CRONOLÓGICA DE EVENTOS RELEVANTES NA CRIAÇÃO DO MIBEL. | 48 |
| FIGURA 3.5 SEQUÊNCIA NO TEMPO DOS MERCADOS E PROCESSOS NO MIBEL..... | 52 |
| FIGURA 3.6 CONGESTIONAMENTO DAS LINHAS DE INTERLIGAÇÃO E CONSEQUENTE SEPARAÇÃO DE MERCADOS..... | 54 |
| FIGURA 4.1 ENERGIA CONTRATADA NO MERCADO DIÁRIO EM PORTUGAL E ESPANHA – AGOSTO DE 2016..... | 65 |
| FIGURA 4.2 VARIAÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS, MÁXIMOS E MÍNIMOS NO MERCADO DIÁRIO EM PORTUGAL E ESPANHA – AGOSTO DE 2016. | 67 |
| FIGURA 4.3 COMPARAÇÃO ENTRE OS PREÇOS DA ENERGIA CONTRATADA EM AGOSTO DE 2011 E 2016..... | 68 |
| FIGURA 4.4 COMPARAÇÃO DO PREÇO DE ENERGIA CONTRATADA ENTRE 2011 E 2016. | 69 |
| FIGURA 4.5 VARIAÇÃO HORÁRIA DO PREÇO DO MERCADO DIÁRIO EM PORTUGAL – AGOSTO DE 2016..... | 70 |
| FIGURA 4.6 VARIAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA CONTRATADA NO DIA 8 DE AGOSTO DE 2016..... | 71 |
| FIGURA 4.7 IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA A 8 DE AGOSTO DE 2016..... | 71 |
| FIGURA 4.8 CÁLCULO DA DIFERENÇA DE PREÇOS ENTRE OS MERCADOS DE PORTUGAL E ESPANHA. | 72 |
| FIGURA 4.9 VARIAÇÃO EM AGOSTO DE 2011 DA CAPACIDADE DISPONÍVEL E DA OCUPAÇÃO DA LINHAS DE INTERLIGAÇÃO..... | 73 |
| FIGURA 4.10 VARIAÇÃO EM AGOSTO DE 2016 DA CAPACIDADE DISPONÍVEL E DA OCUPAÇÃO DA LINHAS DE INTERLIGAÇÃO..... | 73 |
| FIGURA 4.11 ENERGIA DIÁRIA, POR TECNOLOGIA, QUE VAI A MERCADO EM AGOSTO 2011..... | 74 |
| FIGURA 4.12 ENERGIA DIÁRIA, POR TECNOLOGIA, QUE VAI A MERCADO EM AGOSTO 2016..... | 74 |
| FIGURA 4.13 VARIAÇÃO O PREÇO DA ENERGIA CONTRATADA NO MERCADO DIÁRIO EM AGOSTO DE 2011E 2016.. | 75 |
| FIGURA 4.14 VARIAÇÃO DO VOLUME DE ENERGIA NO MERCADO INTRADIÁRIO DE AGOSTO DE 2011 E 2016..... | 76 |
| FIGURA 4.15 COMPARAÇÃO DA VARIAÇÃO DO PREÇO DA BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA COM A EVOLUÇÃO DO PREÇO DIÁRIO DO MERCADO DIÁRIO – AGOSTO 2016..... | 77 |
| FIGURA 4.16 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DIÁRIO DA ENERGIA DE REGULAÇÃO TERCIÁRIA MOBILIZADA, A SUBIR E A DESCER E COMPARAÇÃO COM O PREÇO MÉDIO DIÁRIO EM PORTUGAL - AGOSTO DE 2016. | 78 |
| FIGURA 4.17 EVOLUÇÃO DO PREÇO FINAL MÉDIO DA ENERGIA CONTRATADA PELOS COMERCIALIZADORES DE REFERÊNCIA, COMERCIALIZADORES LIVRES E CONSUMIDORES DIRECTOS. | 79 |

Lista de Tabelas

| | |
|---|----|
| TABELA 2.1 COMPARAÇÃO ENTRE BOLSA GROSSISTA (<i>GROSS POOL</i>) E BOLSA LÍQUIDA (<i>NET POOL</i>) [4] | 35 |
| TABELA 3.1 HORIZONTE TEMPORAL DAS SESSÕES DE MERCADO INTRADIÁRIO NO MIBEL [31]..... | 53 |
| TABELA 4.1 RESULTADOS DO MERCADO DIÁRIO NO MÊS DE AGOSTO DE 2016, LADO PORTUGUÊS..... | 62 |
| TABELA 4.2 RESULTADOS DO MERCADO DIÁRIO PARA O MÊS DE AGOSTO DE 2016, LADO ESPANHOL. | 62 |
| TABELA 4.3 RESULTADOS DO MERCADO DIÁRIO NO MÊS DE AGOSTO DE 2011, LADO PORTUGUÊS..... | 63 |
| TABELA 4.4 RESULTADOS DO MERCADO DIÁRIO PARA O MÊS DE AGOSTO DE 2016, LADO ESPANHOL. | 64 |
| TABELA 4.5 ENERGIA CONTRATADA DURANTE O MÊS DE AGOSTO DE 2016 | 66 |
| TABELA 4.6 ENERGIA CONTRATADA COM OS CONTRATOS BILATERAIS - AGOSTO 2016 | 66 |

Acrónimos:

| | |
|-------|---|
| CAE | Contratos de Aquisição de Energia |
| CMEC | Custos de Manutenção do Equilíbrio Contractual |
| CUR | Comercializador de Último Recurso |
| EDP | Energias de Portugal |
| ERSE | Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos |
| EU | União Europeia |
| EUA | Estados Unidos da América |
| FERC | <i>Federal Energy Regulatory Commission</i> |
| ICR | Requisitos de Capacidade Instalada |
| IPP | <i>Independent Power Producer</i> |
| ISO | <i>Independent System Operator</i> |
| MEE | Mercado de Energia Eléctrica |
| MIBEL | Mercado Ibérico de Energia Eléctrica |
| ML | Mercado Liberalizado |
| MR | Mercado Regulado |
| NERC | <i>North American Electricity Reliability Council</i> |
| OM | Operador do Mercado |
| OMI | Operador do Mercado Ibérico |
| OMIE | Operador do Mercado Ibérico - Pólo Espanhol |
| OMIP | Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português |
| PPA | Acordo de Compra de Energia |
| PRE | Produção em Regime Especial |
| PRO | Produção em Regime Ordinário |
| PX | <i>Power Exchange</i> |
| RNT | <i>Rede Nacional de Transporte</i> |
| SEE | Sistema de Energia Eléctrica |
| SEN | Sistema Eléctrico Nacional |
| SENV | Sistema Eléctrico Independente ou não Vinculado |
| SEP | Sistema Eléctrico de Serviço Público |
| TUGS | Tarifa de Uso Global do Sistema |

1. Introdução

Neste capítulo é apresentada uma visão geral sobre o sector de energia eléctrica de forma a contextualizar a complexidade da evolução que decorreu neste sector, tendo em vista a sua reestruturação e liberalização. São delineados os objectivos e motivações da abordagem a este tema e apresenta-se a organização deste trabalho.

1.1. Enquadramento

O sector de energia eléctrica está sujeito a um grande conjunto de regras e parâmetros, muito bem definidos, que são essenciais à sua correcta operação e funcionamento. Esta afirmação parece um tanto ao quanto exagerada mas, se pensarmos bem, cada vez que alguém acciona um interruptor a lâmpada liga-se instantaneamente, o que implica que a energia eléctrica necessária esteja disponível nesse mesmo instante. Para que esta simples acção ocorra é necessário que, ao mesmo tempo, uma central eléctrica esteja a produzir a electricidade necessária, exista um sistema de transporte capaz de realizar a transmissão dessa energia e que um distribuidor a faça chegar ao local necessário. Realizar estas actividades, de forma coordenada e imediata, é um problema bastante complexo se tivermos em consideração que cada interveniente necessita realizar a sua função em tempo real, tendo em conta todas as restrições intrínsecas à sua actividade. Se cada um destes intervenientes, produção, transporte e distribuição, realizar a sua função de forma apropriada mas por empresas independentes, é ainda necessário que a consiga realizar enquanto se mantêm todo o sistema a funcionar de forma interligada, coordenada e contínua.

A disponibilização imediata de energia eléctrica é uma das grandes particularidades do sector eléctrico, o que implica que todas as actividades sejam coordenadas de forma a manter a sua qualidade, segurança e fiabilidade.

Para analisar o funcionamento actual do sector de energia eléctrica, neste caso o da península ibérica é necessário compreender como funcionava e por que mudança passou este sector.

Até ao final dos anos 90, todas as estruturas e intervenientes deste sector estavam englobados num sistema regulado e verticalmente integrado, que comandava todo o processo desde a produção de energia eléctrica, ao transporte e distribuição. A partir desta década começam, gradualmente, a acontecer as primeiras reestruturações no sector eléctrico. Esta reestruturação tinha como objectivo liberalizar o sector de energia eléctrica, isto é, passar de uma estrutura verticalmente integrada para um sistema livre e competitivo que pudesse trazer maior produtividade, estabilidade, eficiência, preços mais baixos e investimento privado no sector eléctrico.

Para que esta reestruturação seja possível, é necessário que se modifique o funcionamento do Sistema de Energia Eléctrica (SEE) através da criação de um mercado para a transacção de energia eléctrica e, de entidades isentas e não discriminatórias que regulem certas actividades do sector que eram entendidas como monopólios naturais. Com o intuito de permitir a realização das transacções de energia num ambiente competitivo, foi criado o Mercado de Energia Eléctrica (MEE). Este mercado tem de garantir que toda a energia eléctrica necessária ao correcto funcionamento do sistema é contratada. Assim sendo, a reestruturação do sector de energia eléctrica, vai mudar a forma como este sector está estruturado, o funcionamento das transacções de energia eléctrica e criar novos mecanismos que permitam o seu correcto funcionamento.

É por isso necessário realizar toda uma análise do processo de reestruturação para assim percebermos quais são os novos intervenientes e qual o seu papel nessa estrutura. Esta caracterização do processo de reestruturação permite a análise e caracterização do actual Mercado Ibérico de Energia Eléctrica (MIBEL).

Com o estudo e caracterização do MIBEL realizado pode-se proceder à análise de alguns dados desse mercado, de forma a verificar o comportamento deste, que variações ocorreram nos seus parâmetros e qual a tendência de evolução dos mesmos.

1.2. Motivação

A reestruturação realizada no sector de energia eléctrica mudou a estrutura e dinâmica de funcionamento do SEE. A nova estrutura do SEE, operação, funcionamento e evolução servem de motivação para este trabalho que tem como objectivo definir os princípios de MEE em ambiente competitivo e analisar a implementação e evolução do MEE na Península Ibérica.

1.3. Organização da Dissertação

A dissertação está organizada em quatro capítulos.

No Capítulo 2 são apresentadas as razões e desafios de reestruturação do MEE. É realizada a caracterização de todos os intervenientes do MEE liberalizado, assim como, dos modelos de mercado para a realização de transacções.

No Capítulo 3 é abordado o SEE de Portugal e Espanha e a sua caracterização de forma a compreender as mudanças realizadas na passagem para o mercado livre conjunto. É abordado a forma de funcionamento do MIBEL e os serviços de sistema que o constituem.

No Capítulo 4 são analisados alguns resultados do mercado em bolsa, como a energia contratada através do mercado, o efeito da separação dos mercados de Portugal e Espanha nos preços. É também realizada a comparação destes resultados com os obtidos em 2011 de forma a verificar a evolução dos dados apresentados.

No Capítulo 5 enunciam-se as conclusões principais e apontam-se direcções em que pode ser desenvolvido trabalho de investigação relevante.

2. Evolução do Mercado de Energia Eléctrica

O Mercado de Energia Eléctrica (MEE) engloba todos os intervenientes nas transacções, transporte e distribuição de energia, assim como todos os sistemas que são necessários para que o fornecimento de energia eléctrica decorra sem perturbações.

O MEE é um sistema complexo e de grande dimensão que está sujeito a restrições e parâmetros bem definidos de forma a garantir a segurança e fiabilidade do sistema.

Neste capítulo é realizada uma abordagem à evolução do MEE e reestruturação a que foi sujeito. São salientadas as razões da reestruturação, assim como desafios e medidas a serem implementadas nesta complexa transição. São identificados os intervenientes do MEE, os seus objectivos e papéis neste novo contexto de mercado competitivo. Analisam-se os modelos de troca de energia e sistemas de acerto da produção com a demanda.

2.1. Introdução

Até ao final dos anos 90 as indústrias eléctricas encontravam-se organizadas verticalmente (monopólio), e as relações comerciais estabelecidas desde a geração até à distribuição estavam dependentes da aprovação da entidade reguladora. Era um sistema centralizado, visto que, o planeamento e operação de todos os sectores eram comandados por um único organismo [1, 2].

O planeamento e operação do sistema de energia eléctrica era centralizado e responsável pela gestão da produção em função da demanda (decidir que centrais de produção de energia eléctrica entram em funcionamento tendo em conta as suas restrições de operação), compensar as perdas no transporte e congestionamentos nas linhas, assim como garantir as reservas de capacidade em prontidão para o caso de existirem falhas numa unidade de produção e flutuações na demanda. Este complexo processo era realizado tendo como objectivo a máxima rentabilização das unidades, que só conseguiria ser obtido com a minimização dos custos de operação, uma vez que o preço de venda de energia para os consumidores era definido pela entidade reguladora [3] [2].

A partir da década de 90 as indústrias eléctricas começaram gradualmente a passar de estruturas reguladas e verticalmente integradas para dar lugar a estruturas competitivas e horizontais com competição nos sectores da produção e distribuição de energia.

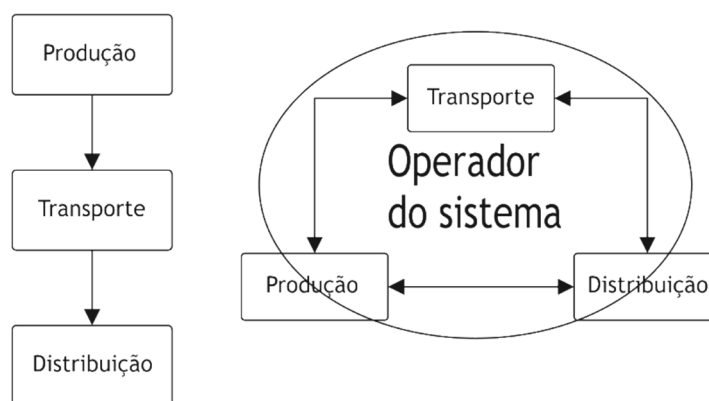


Figura 2.1 Organização vertical (esquerda) e horizontal (direita) do MEE.

Desta forma, o MEE anteriormente caracterizado por ser um sistema regulado e operado por apenas uma entidade, passa a ser um sistema desregulado, liberal e competitivo.

2.2. Razões e Desafios da Reestruturação do Mercado de Energia Eléctrica

O processo de reestruturação baseou-se na privatização do sector de energia eléctrica e teve início através de uma ideologia política no Chile, Nova Zelândia e Reino Unido espalhando-se depois pela União Europeia (EU), Estados Unidos da América (EUA) e o resto do mundo [4].

Apesar da operação do sistema se realizar da forma mais económica possível garantindo a sua fiabilidade, foi demonstrado através da reestruturação das indústrias de telefone e aviação que a competitividade entre empresas resulta numa melhoria na eficiência dos serviços. Isto permite obter maior produtividade, melhor estabilidade, preços mais baixos e novos investimentos (privados) no sector. A entrada de novos produtores de energia tornava-se agora possível devido aos avanços tecnológicos alcançados em unidades produtoras de menores dimensões (como por exemplo: geradores eólicos, painéis fotovoltaicos, turbinas de combustão e células de combustão). A sua eficiência e fiabilidade, inferior dimensão, facilidade de instalação, menores custos de operação e investimento aliados à menor poluição (energias renováveis), possibilitavam a sua colocação em zonas mais próximas à carga evitando custos de transporte. Estes factores permitiam que existisse competição de preços entre pequenos e grandes produtores, visto que, um pequeno produtor iria conseguir ter um custo de operação idêntico a uma grande central [3-5].

Existem vários pontos a ter em conta na reestruturação do MEE, sendo as principais preocupações [5, 6]:

- A atribuição de preços na produção, transporte e distribuição;
- O acesso discriminatório à rede de transporte;
- A rigidez da demanda e fornecimento de electricidade;
- A falta de informação e resposta dos consumidores aos preços em tempo real;
- Os custos irrecuperáveis;
- A resistência política e dos consumidores ao aumento dos preços;
- O elevado tempo para construir e colocar uma nova central eléctrica em funcionamento;
- O elevado financiamento necessário para a construção de uma nova central eléctrica, tendo em consideração a volatilidade dos preços.

Devido à rigidez do fornecimento de energia e da demanda, incluindo a falta de meios eficazes para armazenar electricidade, é necessário um balanceamento contínuo que pode levar à potencial ocorrência de problemas na produção e transporte num mercado competitivo. As variações na demanda e produção de energia eléctrica podem desencadear grandes variações nos preços, o que cria oportunidades para que os produtores possam manipular o mercado de forma a obterem maiores lucros. Usualmente as duas formas de exercer manipulação no mercado são:

- Retenção económica (isto é, exigir um preço mais elevado pela energia produzida);
- Retenção física (não produzir energia).

A retenção física é o método mais usual para manipular o mercado e pode levar, por exemplo, a que um produtor com uma percentagem tão pequena como 6% possa aumentar os preços da energia eléctrica, em períodos de picos na demanda, acima de níveis competitivos. Outro factor que contribui para esta situação é a falta de capacidade das linhas de transporte, impedindo que exista importação/exportação entre regiões/países possibilitando que a manipulação do mercado seja realizada a nível regional. Analisando estes factores podemos concluir que é necessário um maior número de competidores no mercado de energia eléctrica do que na maioria dos mercados [1, 5, 6].

Outro grande desafio na reestruturação do mercado de energia eléctrica é a situação dos custos irrecuperáveis, que advêm de investimentos que foram realizados no sector eléctrico por investidores durante o mercado regulado e que previa uma taxa de retorno. Com a reestruturação e passagem a um MEE competitivo esse retorno já não se encontra garantido e pode diminuir com a competitividade dos preços de energia eléctrica. A diferença entre o retorno total e o valor já recebido pelo investidor chama-se de custos irrecuperáveis. Estes custos não poderiam ser esquecidos após reestruturação do MEE e, na maioria dos casos, esses valores foram incumbidos a ser pagos por uma ou várias das soluções seguintes: consumidor, contribuintes e celebração de contratos de longa duração para compra de energia [6].

2.3. Medidas para os Desafios

Embora existam muitos desafios na reestruturação do MEE, e não exista uma solução totalmente satisfatória, existem medidas padrão que devem ser utilizadas [7]:

- Privatização das empresas Públicas;
- Alienação dos activos das empresas históricas;
- Desagregação do sistema vertical;
- Assegurar um mercado competitivo na produção;
- Separação das despesas de energia eléctrica;
- Assegurar que não existe discriminação no acesso às redes de transporte e distribuição;
- Competição na venda ao consumidor final;
- Assegurar os investidores que os compromissos comerciais e regulatórios vão ser cumpridos.

Estas medidas vão permitir a descentralização dos sectores do sistema de energia eléctrica (SEE), criar competitividade, impedir a monopolização e incentivar ao investimento privado [6, 8].

2.3.1. Produção

No sector da produção é necessário realizar a alienação do monopólio, distribuir a produção existente por diversos investidores, para garantir competitividade no sector. Caso esta não seja realizada de forma equilibrada, existe a possibilidade de empresas garantirem grande parte do mercado desencorajando assim a entrada de novos produtores. Isto implicaria um menor número de produtores, permitindo assim a manipulação dos preços no MEE, eliminando a competitividade que é necessária para o mercado se auto-regular. Por esse motivo foi imposto um limite na percentagem que cada empresa podia ter da capacidade total disponível nesse mercado, (por exemplo, na Argentina situa-se nos 10%) [8], de forma a garantir a fiabilidade (capacidade disponível) do sistema e limitar a volatilidade dos preços em casos de variações inesperadas na demanda/produção. Caso exista esta variação, seria aplicado de um pagamento "premium" por parte do estado, ou dos consumidores, para garantir uma reserva de produção. No entanto, o pagamento por capacidade teria de ser bem monitorizado de forma que não fosse possível o aproveitamento financeiro do mesmo pelos produtores. Para garantir investimento privado é necessário que existam certezas quanto ao retorno que cada unidade vai gerar, diminuindo assim os riscos financeiros associados à produção de energia, algo que num mercado livre por si só não seria possível. Uma hipótese seria a existência de contratos futuros de fornecimento de energia eléctrica de forma a garantir receitas fixas durante um período de tempo. Desta forma, estes contratos facilitarão não só o acesso ao financiamento das empresas, mas também iriam prevenir a manipulação do mercado (menor capacidade disponível). Porém, salienta-se que teria que existir sempre uma bolsa de transferência de energia eléctrica para servir como mecanismo de balanceamento [6].

2.3.2. Transporte e distribuição

No que diz respeito aos sectores de transporte e distribuição os pontos fulcrais a ter em conta são: o acesso, o preço, capacidade de expansão e a manutenção.

As medidas usualmente executadas na reestruturação (separação dos sectores de produção, transporte e distribuição) servem para eliminar a possibilidade de manipulação do mercado através do favorecimento de unidades de produção pertencentes a um monopólio, em deterioramento das pertencentes a outros produtores independentes. A expansão da rede de transporte deve ser realizada de forma ponderada, porque apesar de diminuir o congestionamento da rede e aumentar a capacidade de importação e exportação, vai também aumentar o número de competidores e redistribuir os rendimentos dos produtores locais para produtores externos (embora as perdas no transporte e o preço deste os possa colocar em desvantagem). Esta medida pode ter oposição política devido à possibilidade de tornar uma

região dependente da importação de energia eléctrica. A expansão da rede deve então ser realizada com base na necessidade, exequibilidade e consideração do bem-estar público. Considerando todos os princípios enumerados podemos concluir que a operação da rede de transporte deve estar entregue a um operador independente para garantir a imparcialidade nas decisões tomadas, tanto na operação como na expansão da rede [5, 6].

A operação, manutenção e expansão da rede de transporte tem custos associados, pelo que é necessário encontrar um sistema equitativo que defina o valor a pagar pelo transporte da energia eléctrica. Existem vários mecanismos para atribuir esses preços, tais como: preço de zona, preço de mercado local e preço uniforme [6, 9].

Os preços de mercado local e de zona são definidos tendo em consideração a quantidade relativa de capacidade presente num ponto (mercado local) ou numa região (zona) da rede de transporte. Estes preços são ajustados ao longo do tempo para a energia que foi entregue, tendo em consideração o preço da energia e do transporte. A diferença nos dois preços indica o valor do transporte e fornece sinais acerca da eficiência da rede de transporte e da expansão da capacidade de produção. O preço uniforme é o sistema mais comum para pagar o transporte de energia eléctrica e consiste numa taxa fixa a ser paga por todos os consumidores. Esta taxa é calculada de forma a pagar os custos de operação e manutenção da rede de transporte, no entanto, se não for utilizada em simultâneo com uma das anteriores não é possível obter sinais acerca da eficiência rede. A utilização de uma taxa fixa com o preço de mercado local é visto como o sistema óptimo, mas esta situação estaria sujeita a manipulação nos preços (ao evitar a expansão da rede de transporte, e por consequente o aumento do congestionamento na rede, os preços de mercado local iriam aumentar). Dependendo do tamanho da rede de transporte, a utilização da solução de taxa fixa em simultâneo com o preço de mercado local pode não ser viável [6, 9].

2.3.3. Restrições na Rede de Transporte e Distribuição

As redes de transporte e distribuição têm um papel fulcral no sistema de energia eléctrica, no entanto devemos ter em consideração os dois factores que mais influenciam o desempenho e eficiência destes sectores: perdas no transporte de energia eléctrica e os limites de capacidade das linhas.

Ao transporte de energia eléctrica por qualquer rede de transporte ou distribuição estão sempre associadas perdas pela forma de calor devido à resistência eléctrica (efeito de Joule). Isto implica que um produtor seja obrigado a produzir mais energia eléctrica, do que o solicitado pelo consumidor, para que a quantidade necessária de energia pretendida chegue ao consumidor. Estas perdas vão traduzir-se em custos que têm de ser suportados pelos

produtores, distribuidores e consumidores. Devido a esse facto o transporte de energia eléctrica a grandes distâncias não é apelativo para nenhum dos intervenientes, uma vez que quanto maior a distância, maior são os custos envolvidos e por consequente maior será o preço da energia eléctrica [3, 10].

O limite de capacidade de transporte de energia eléctrica apresenta-se como um grave problema para um mercado reestruturado e competitivo. Na Figura 2 apresenta-se um exemplo que demonstra o congestionamento de uma linha de transporte no fornecimento de energia eléctrica através de um despacho que ignora o limite de capacidade da linha e considera-se que esta linha não tem perdas por efeito de Joule e está limitada a 200 MW [11].

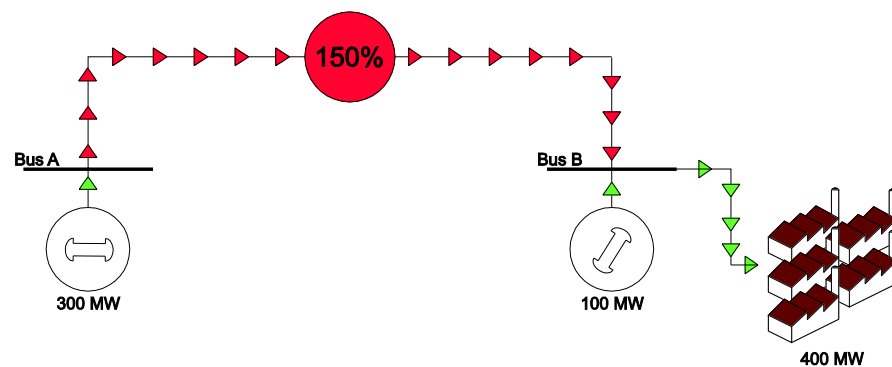


Figura 2.2 Congestionamento da linha de transporte.

Pela análise da figura 2 verifica-se que o limite de capacidade da linha é ultrapassado e o fornecimento de energia não pode ser realizado com o despacho apresentado.

A Figura 3 representa um despacho que leva em consideração o limite da linha de transporte permitindo desta forma o fornecimento do valor pedido pelo consumidor.

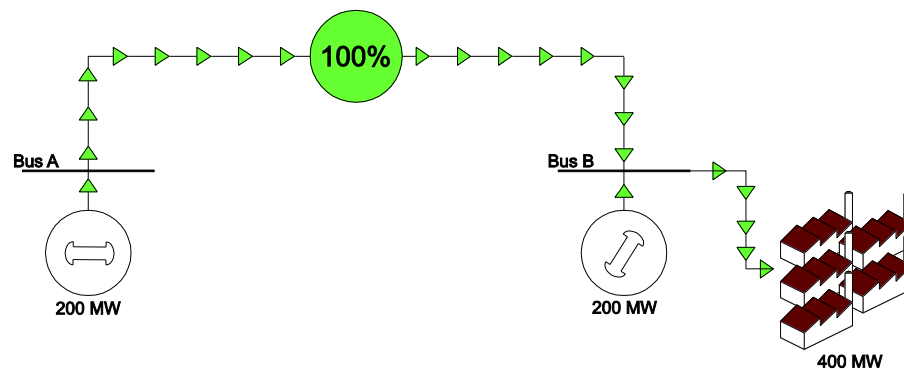


Figura 2.3 Utilização considerando o limite de capacidade da linha de transporte.

O limite de capacidade das linhas de transporte de energia eléctrica apresenta-se como uma restrição, ao funcionamento do sistema de energia eléctrica, que tem implicações económicas. Para que situações de congestionamento das linhas não ocorram, o despacho produzido deve considerar as características do sistema de transporte e não apenas o menor custo de produção. São utilizados para este efeito algoritmos de optimização de fluxo de energia para obter o despacho mais económico possível considerando as restrições do sistema de transporte [3, 10].

A utilização dos preços de mercado local, referidos em 2.3.2, permitiria obter os locais da rede onde ocorrem os congestionamentos. Esta informação seria utilizada para verificar, e apoiar, o estudo e decisão de aumento de capacidade nesses locais.

2.3.4. Demanda

A forma como é consumida a energia eléctrica pode desempenhar um papel relevante na reestruturação do MEE se a capacidade de resposta da demanda for aumentada. Para esta aumentar seria necessário instalar contadores com medição do tempo que iriam permitir aos consumidores, em simbiose com o preço em tempo real, regular o consumo de forma a evitar períodos em que o preço fosse mais elevado. Isto seria benéfico porque os períodos de aumento do preço correspondem a períodos de aumento na demanda, devido à menor disponibilidade para produção [6, 12].

Expor os consumidores aos preços em tempo real levaria a uma utilização mais eficaz da energia eléctrica e iria atenuar a necessidade de existir excesso de produção para suprimir picos na demanda. Este comportamento leva as empresas a não manipularem o preço de mercado, uma vez que, os consumidores iriam responder a preços mais elevados com uma diminuição no consumo. Podemos então aferir que esta forma de funcionamento tem o potencial para diminuir os preços e a sua oscilação [12].

Esta forma de funcionamento deve ser disponibilizada a todos os consumidores, mas de forma gradual, tendo em conta a evolução da reestruturação do MEE.

2.4. Intervenientes do Mercado reestruturado

Os diversos sectores da indústria eléctrica foram separados em entidades de produção, transporte e distribuição. Este processo é essencial de forma a garantir um tratamento isento e equivalente para todas as empresas, fomentando a competição.

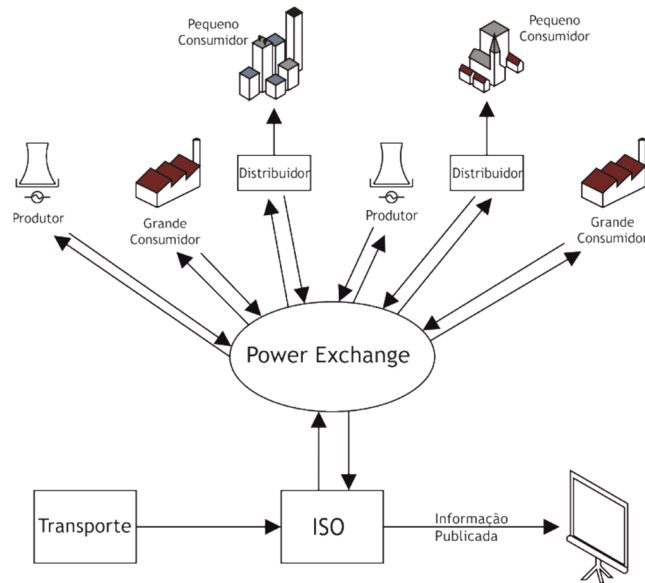


Figura 2.4 Intervenientes do MEE reestruturado.

2.4.1. Empresas de Produção

Uma empresa de produção gere a operação e manutenção da central de energia eléctrica. O seu objectivo é a maximização dos lucros que podem ser obtidos participando no mercado de energia e de serviços auxiliares fornecendo potência real, potência reactiva, operar reservas e outros serviços.

2.4.2. Empresas de Distribuição

A função de uma empresa de distribuição é receber a energia eléctrica proveniente das linhas de transporte e distribuí-la ao consumidor final. O seu objectivo é garantir a segurança fiabilidade e manutenção das redes de distribuição.

2.4.3. Comercializadores

A função de uma empresa de comercialização de energia eléctrica é comprar energia no mercado, e fornecer essa energia eléctrica aos consumidores finais através da utilização das redes de transporte e distribuição. O seu objectivo é conseguir energia eléctrica dos produtores para suprimir a demanda prevista ao menor preço, aumentando desta forma os seus lucros. Podemos englobar os grandes consumidores nesta categoria, tendo estes por objectivo adaptar a utilização de energia consoante os preços de mercado.

2.4.4. Empresas de Transporte

As empresas de transporte são responsáveis pelo transporte e gestão das redes de energia eléctrica de alta e muito alta tensão. São tratadas como monopólios naturais uma vez que o fluxo de energia não pode ser directamente controlado, fluindo através de toda a rede e não de um ponto específico para outro. As empresas que operaram as redes de transporte são, normalmente, empresas públicas ou empresas que operam em regime de concessão.

2.4.5. Operador Independente do Sistema

Os produtores competem pelos seguintes serviços: fornecimento de energia, regulação, reserva girante, suporte reactivo, controlo de tensão, capacidade de *blackstart* do sistema.

A separação dos serviços mencionados implica que exista coordenação do sistema de transporte devido ao forte acoplamento físico e restrições entre eles. Isto levou à criação de uma entidade independente para criar essa coordenação: *Independent System Operator* (ISO). O ISO é uma organização sem fins lucrativos que tem como objectivo manter a segurança e fiabilidade do sistema através da coordenação dos participantes, assim como assegurar um acesso não discriminatório aos serviços de transporte. O sistema é considerado fiável se uma quantidade de recursos está disponível para suprimir picos na demanda e este aguenta mudanças ou contingências [6, 11].

A prioridade do ISO é igualar a produção com a demanda de forma a garantir a fiabilidade e integridade do sistema, não devendo o controlo exercido sobre a produção ultrapassar o estritamente necessário para manter a fiabilidade e optimização da eficiência do transporte.

Para manter a integridade do sistema, o ISO tem a responsabilidade de comprar todos os recursos necessários (potência real e reactiva, reservas, etc.) de forma a equilibrar o sistema a qualquer hora e em qualquer circunstância. O ISO, através do plano de contingência, avalia os recursos necessário para suprimir as possíveis contingências e assegurar o fornecimento de energia. Este planeamento é essencial para se obter elevados níveis de qualidade, garantindo que o sistema é capaz de lidar com todo o tipo de anormalidades que afectem a fiabilidade e segurança do fornecimento de energia [13].

O ISO tem a responsabilidade de disponibilizar informação acerca sistema aos participantes no mercado, sendo habitualmente a previsão da demanda, requisitos da reserva, estado actual do sistema e planeamento de manutenção.

Em caso de emergência, o ISO é responsável pela fiabilidade do sistema e tem autoridade absoluta para seleccionar e activar os recursos do sistema.

2.4.6. Serviços Auxiliares

Os serviços auxiliares (ou serviços de sistema) são os serviços fornecidos por produtores e equipamentos de produção, controlo e transporte para garantir o suporte dos serviços básicos de energia no sistema eléctrico. Estes serviços consistem nos elementos essenciais para o suporte da capacidade de transmissão de energia dos produtores para os consumidores, de forma a preservar a operação do sistema eléctrico em boas condições de fiabilidade e assegurar os níveis necessários de segurança e de qualidade [2, 13].

A *North American Electricity Reliability Council* (NERC) define dez tipos de serviços auxiliares, distribuídos por três categorias:

- Categoria 1: serviços solicitados para a operação em condições normais.
 - **Controlo do sistema** - funções que competem ao operador do centro de controlo para realizar o controlo sobre as transacções de energia em tempo real de forma a manter o equilíbrio entre a produção e a demanda.
 - **Controlo de tensão** - corresponde à injeção ou absorção de potência reactiva para manter os níveis de tensão no sistema dentro dos limites.
 - **Regulação** - corresponde à utilização da produção ou da carga para manter o balanço entre a produção/carga dentro da área de controlo.
 - **Acompanhamento da demanda/desequilíbrios de energia** - corresponde à utilização da produção para suprimir as variações horárias e diárias da demanda.
- Categoria 2: serviços necessários para prevenir as interrupções de serviço e situações de contingência.
 - **Reserva girante** - quantidade de capacidade de produção disponível que está sincronizada com a rede e pode responder imediatamente para corrigir desequilíbrios de produção/carga, causados por interrupções na produção ou em ramos de transporte.
 - **Reservas suplementares (reserva operacional)** - quantidade de capacidade de produção disponível para corrigir desequilíbrios de produção/carga, em vários minutos, causados por interrupções na produção ou em ramos de transporte. Não é necessário responder imediatamente.

- **Serviço de estabilidade da rede** - manutenção e utilização de equipamentos especiais (*power-system stabilizers* e *dynamic-branking resistors*) para manter o sistema de transporte condições de segurança.

Em adição a estes três serviços, caso o controlo de tensão na categoria 1 falhe, este pode também ser executado juntamente com os serviços da categoria 2 de forma a prevenir uma diminuição acentuada da tensão, de tal forma, que o sistema possa entrar em colapso de tensão e o controlo de sistema tenha de ser utilizado.

- Categoria 3: serviços necessário para restabelecer o funcionamento do sistema após um apagão.
 - **Capacidade de *blackstart* do sistema** - capacidade de uma unidade de produção de passar do estado inoperação para uma situação de operação sem a assistência da rede eléctrica, e assim entrar na rede, ajudando outras unidades a entrar em operação após um apagão.

Adicionalmente a estes serviços auxiliares, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), considera mais dois serviços correspondentes à:

- **Compensação da potência activa de perdas** - utilização de produção para compensar perdas existentes no sistema de transporte.
- **Programação dinâmica** - utilização de meios de medição em tempo real, telemedicação, telecontrolo e de *hardware/software* necessários para transferir electronicamente uma parte o a totalidade da produção/demanda de uma área de controlo para outra.

No mercado regulado de energia eléctrica, o custo destes serviços encontravam-se incluídos no serviço de fornecimento de energia aos consumidores finais, pelo que não era necessário identificar o seu custo. Com a reestruturação do MEE, passagem para um mercado competitivo, estes serviços podem ser prestados por qualquer um dos intervenientes do mercado, o que implica que os custos destes serviços sejam determinados. Tendo em consideração que estes serviços são essenciais, é necessário salvaguardar o seu funcionamento de forma a garantir a robustez e fiabilidade do sistema de energia eléctrica [2, 13].

2.4.7. Power Exchange

A reestruturação do MEE implica a criação de um novo mercado, competitivo, onde ocorram as trocas de energia e de serviços. O mercado, *Power Exchange* (PX), permite aos diferentes

participantes comprarem, venderem energia e outros serviços com base em ofertas. Os participantes têm de submeter ofertas, a que corresponde a quantidade de energia que querem vender/comprar e o preço por quantidade (€/MWh). O PX vai seleccionar as ofertas, de acordo com as regras do mercado, de forma a igualar a produção à demanda. Se existirem ofertas de produção e de compra de energia, o PX, vai igualar a curva da produção com a curva da demanda, caso apenas existam ofertas de produção o papel do PX é minimizar os custos de compra de energia. Estes métodos de funcionamento implicam que exista um agente neutro, o operador de mercado (OM) [3, 14, 15].

2.5. Modelos de Mercados de Energia Eléctrica

Os MEE sofreram uma reestruturação ao nível da forma como é realizada a troca de energia eléctrica. Para garantir um ambiente de competitividade foi necessário criar modelos que permitissem efectuar a compra e venda de energia eléctrica sem que esse funcionamento coloca-se em causa a seguranças e fiabilidade de todo o SEE. Foram desenvolvidos alguns modelos para mercados de troca de energia, embora estes variem entre países devido às suas especificidades e diferenças, todos partilham bases comuns que permitem reuni-los em: bolsa obrigatória (*pool*), contratos bilaterais ou estruturas mistas [14-16].

2.5.1. Bolsa Obrigatória (*Pool Market*)

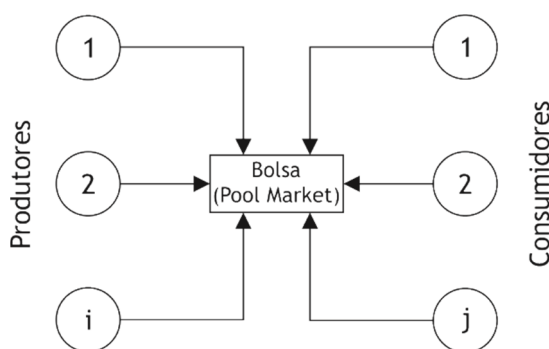


Figura 2.5 Modelo de bolsa (*pool market*) do MEE.

A figura 5 [15] ilustra o modelo de bolsa obrigatória (*pool market*) que representa o conceito de centralização do mercado onde toda a energia é comprada e vendida através da bolsa. Este modelo obriga todos os produtores a participarem na bolsa, e que os consumidores de energia eléctrica comprem toda a energia que necessitam para suprimir a demanda através

da bolsa (*pool*). A bolsa é caracterizada pela sua troca uni direccional, isto é, a energia passa dos produtores para a bolsa e da bolsa para os compradores [11].

Na bolsa obrigatória todos os produtores fazem propostas de preço (€/MWh) e quantidade (MW) para o fornecimento de energia ao OM. Estes preços podem-se basear em custos variáveis predeterminados (*Cost Based Pools*) ou, podem ser os produtores a escolher os preços livremente (*Price Based Pools*). Para a demanda, o OM pode fazer a previsão da demanda e realizar o despacho das unidades de produção (*one-sided pool*), ou reunir as propostas dos compradores (preço €/MWh e quantidade MW) para efectuar o despacho (*two-sided pool*) [1, 14, 16].

Antes de começar cada período de transacção do mercado cada produtor e comprador deve apresentar as suas propostas (quantidade MW, e preço por quantidade €/MWh). Todas as propostas de produção e compra são então reunidas de forma a produzir uma curva de produção e outra de compra (demanda), como podemos observar na Figura 6.

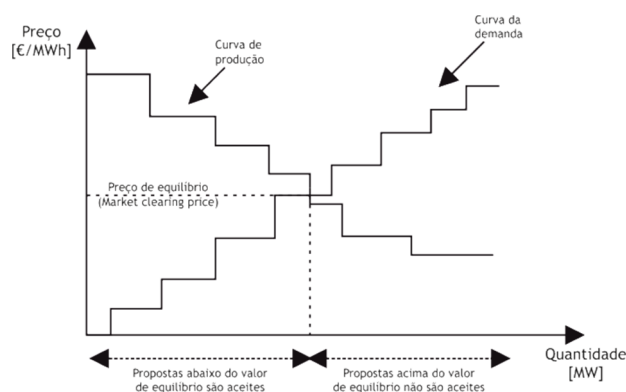


Figura 2.6 Determinação do preço de equilíbrio (*market clearing price*) para *two-sided pool*.

O ponto onde a curva de produção e a curva de compra se intersectam é denominado de preço de equilíbrio (*market clearing price*) e todas as propostas dos produtores com valor igual ou inferior ao preço de equilíbrio (*market clearing price*) vão ser aceites. Todos os produtores que entram em produção vão ter a sua energia paga ao valor do preço de equilíbrio, independentemente da sua proposta de produção ser de um valor inferior [1, 14, 16].

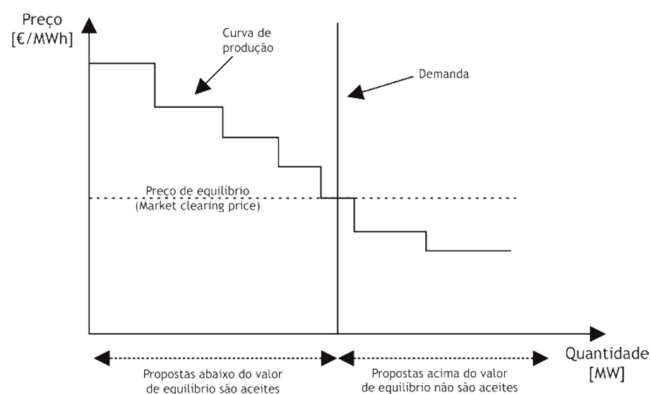


Figura 2.7 Determinação do preço de equilíbrio (*market clearing price*) para *one-sided pool*.

No caso em que temos apenas a curva de produção, Figura 7, a função do OM é minimizar os custos de produção. O OM tem como função suprimir toda a demanda através da bolsa, e efectuar o despacho das unidades de produção tendo em consideração se a solução atingida em bolsa é exequível.

As trocas de energia eléctrica em bolsa apenas ocorrem em mercados diários (bolsa obrigatória) e intradiários que correspondem, respectivamente, a transacções de energia eléctrica com entrega no dia seguinte ao da contratação e transacções referentes a ajustes realizado ao mercado no próprio dia [11].

2.5.2. Contratos Bilaterais

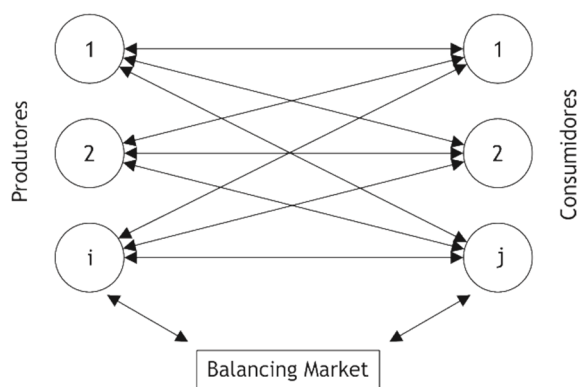


Figura 2.8 Modelo de contratos bilaterais do MEE.

Um modelo alternativo à bolsa obrigatória no MEE são os contratos bilaterais exemplificado na figura 8 [15]. Este modelo consiste na livre celebração de contratos bilaterais, que podem ter quaisquer obrigações e duração, entre vendedores e compradores para o fornecimento de

energia. Usualmente os vendedores são os produtores e os compradores são os consumidores, no entanto, contratos bilaterais permitem que os produtores assumam o papel de compradores (caso tenham escassez de produção) e conseqüentemente os consumidores se tornem vendedores [11].

Este tipo de contratos continua a estar sujeito ao uso regulado, pelo ISO, das redes de transporte. Isto implica que as entidades celebradoras do contrato bilateral informem qual a quantidade de energia a ser transaccionada.

Na prática vão sempre existir diferenças entre a quantidade de energia contratualizada e quantidade de energia medida, esta realidade implica que o ISO quantifique essa diferença e a suprima. Para suprimir esta diferença entre a energia produzida e a demanda o ISO realiza um mercado de balanceamento (*balancing market* ou *regulating power market*), que funciona como uma bolsa (*market pool*).

Paralelamente aos contratos bilaterais pode também existir um PX para troca voluntária de energia com iniciativa dos participantes no mercado. Esta PX pode oferecer trocas de energia para o dia seguinte e intradiárias para que os participantes beneficiem de uma ferramenta que lhes permita otimizar, aumentando ou diminuindo, a produção de energia prevista nos contratos bilaterais [14, 16].

Este modelo de contratos bilaterais e troca voluntária de energia (PX) foi implementado em diversos países europeus, como: Holanda (*Amsterdam Power eXchange*), França (*Powernext*), Países Nórdicos (*NordPool*), Polónia (*PoIPX*) e Austria (*EXAA*). Nalguns países existem mais do que PX para troca voluntária de energia: Alemanha (*EEX* e *LPX*) e Inglaterra (*UKPX*, *APX*, *PowerEX* e *IPE*) [14, 16].

2.5.3. Comparação entre Bolsa (*Pool Market*) e Contratos Bilaterais

Os dois modelos poderiam ser considerados equivalentes, mas tal não é possível devido ao facto dos preços e das quantidades nos contratos bilaterais não reflectirem a demanda em tempo real. Na bolsa de energia (*market pool*) os preços e as quantidades devem reflectir a demanda em tempo real. Isto verifica-se mais ainda se a bolsa/despacho das unidades for realizado o mais próximo do tempo real de utilização. Os preços apresentam assim uma maior volatilidade nos mercados em bolsa [15].

No entanto, ambos os modelos podem coexistir no mesmo mercado de energia eléctrica. Uma bolsa (*market pool*) pode ter contratos bilaterais associados e, nos contratos bilaterais pode existir uma bolsa voluntária de energia (PX). Então o que diferencia os dois modelos? Podemos separar os dois modelos tendo em consideração a forma como é realizado o despacho das

unidades de produção. Na bolsa (*market pool*) é feito um despacho centralizado onde o OM decide, apoiado por um algoritmo, o preço a ser pago pela energia e o despacho (por horas) das unidades de produção. Nos contratos bilaterais os próprios produtores podem decidir livremente como realizar despacho das suas unidades de produção [1, 10, 14].

Os mercados em bolsa (*market pool*) podem ainda ser separados em bolsas grossistas (*gross pools*) e em bolsas líquidas (*net pools*). Nas bolsas grossistas (*gross pools*) os produtores não têm influência directa na determinação da produção das suas unidades, a produção de cada unidade é decidida pelo OM. Nas bolsas líquidas (*net pools*) os produtores têm pelo menos a possibilidade de determinar a produção inicial das suas unidades, fornecendo as bases para qualquer proposta de alteração à produção previamente definida. A bolsa líquida (*net pool*) representa um sistema híbrido entre a bolsa (*pool*) e os contratos bilaterais, enquanto a bolsa grossista é aplicada à bolsa obrigatória.

Na maioria das bolsas de energia os produtores têm de fazer ofertas separadas para cada central eléctrica ou para cada unidade dessa central. Para a escolha das centrais/unidades que entram em funcionamento são tidos em conta, tipicamente, vários detalhes técnicos de cada central/unidade para que o despacho resultante seja executável (aumento da complexidade do problema). No caso dos contratos bilaterais, como as centrais/unidades entram em funcionamento segundo o despacho realizado pelo produtor, é da responsabilidade de cada produtor garantir que o despacho realizado seja executável.

Tabela 2.1 Comparação entre bolsa grossista (*gross pool*) e bolsa líquida (*net pool*) [4]

| | Bolsa grossista (<i>gross pool</i>) | Bolsa líquida (<i>net pool</i>) |
|--------------------|--|--|
| Despacho | Os produtores submetem propostas para a produção total das suas unidades | Os produtores submetem um despacho inicial, mais as propostas para a restante capacidade não utilizada de cada unidade, e propostas para a capacidade por eles agendada. |
| Volume de produção | É estabelecido com as regras do mercado grossista | É estabelecido com base na demanda total, sujeito a despacho feito pelos produtores, assim como submetem propostas para aumentar/diminuir a produção; A diferença do despacho realizado pelos produtores é determinada pelo preço em bolsa. |

Tendo em consideração que existem diversas formas de funcionamento do mercado de energia eléctrica, bolsas (*pools*) e/ou contratos bilaterais, seja qual for o tipo de modelo de mercado utilizado este pode ser baseado em despacho centralizado ou descentralizado. Na situação de despacho centralizado o ISO tem o controlo completo sobre o despacho de todas as unidades de produção. Na situação de despacho descentralizado são os produtores que elaboram o despacho das suas unidades, no entanto, esse despacho está sujeito a

modificações em tempo real que o ISO possa requerer através de mecanismos de balanceamento [1].

2.5.4. Mecanismos de Balanceamento e Trocas Intradiárias

Nos mercados de energia eléctrica a maioria da energia é transaccionada no dia anterior à sua produção através de um sistema centralizado. Isto coloca o problema de que como a demanda em tempo real nunca é igual à previsão realizada, será necessário utilizar um tipo de mercado de bolsa para resolver estes desvios entre a previsão e demanda em tempo real. Existem com este propósito os mercados intradiários e os mecanismos de balanceamento [11].

Os mercados intradiários decorrem no próprio dia para qual foi agendada a produção do mercado do dia anterior, e terminam o mais perto possível do tempo real de produção. Estes mercados foram criados com o intuito dos produtores poderem ajustar a produção contratada, e verificar se as últimas previsões da demanda são compatíveis com a produção agendada tendo em consideração as características técnicas de cada unidade de produção.

Como os mercados intradiário não ocorrem em tempo real, é necessário que existam mecanismos de balanceamento a funcionar em tempo real para que o ISO possa efectuar os ajustes necessários. No caso dos mercados em bolsa este balanceamento pode ser realizado pelo acerto em tempo real da produção agendada, utilizando as propostas feitas no dia anterior pelos produtores. Outro mecanismo de balanceamento para mercados em bolsa passa pelo envio de novas propostas pelos produtores para o aumento ou diminuição de produção (ou carga), relativo ao despacho ajustado.

Nos mercados de contratos bilaterais foram criados vários mecanismos de balanceamento, que na maioria dos casos se baseiam em bolsas líquidas (*net pools*). Neste funcionamento os produtores devem colocar toda a capacidade disponível das unidades para balanceamento, podendo a produção aumentar ou diminuir [1, 4, 14].

2.5.5. Mecanismos de Capacidade

No mercado de energia reestruturado não existe obrigatoriedade de fornecimento de energia por parte dos produtores. Este ambiente competitivo não exclui a necessidade de mecanismos de capacidade, o que levou a que estes mecanismos fossem implementados.

Existem diversas soluções para garantir o fornecimento de energia que podem ser organizadas nas seguintes categorias: leilões *Independent Power Producer* (IPP) regulados, sistemas baseados em quantidade de capacidade e sistemas de capacidade baseados em preços [7].

No caso dos leilões IPP regulados pode ser permitido ao ISO realizar um concurso e seleccionar um produtor para assinar um Acordo de Compra de Energia (PPA) de longa duração. Esta solução pode constituir um obstáculo, uma vez que, este tipo de acordos está relacionado ao tipo de funcionamento em mercado regulado e não incentiva a competitividade [7].

No caso dos sistemas baseados em quantidade de capacidade, o ISO vai calcular a capacidade que necessita no sistema e obter a mesma através de um bolsa de energia. Existem várias formas de sistemas baseados em quantidade de capacidade, tais como a: aquisição de reservas estratégicas, sistemas de reservas de operação e/ou requisitos de capacidade instalada (ICR).

No caso de sistemas de capacidade baseados em preços os produtores recebem pagamentos directos por capacidade disponível. O principal objectivo é garantir a segurança do fornecimento de energia e o pagamento é baseado num valor de energia disponível, ou através do cálculo do custo de produção em capacidade máxima. Esta solução realiza pagamentos garantidos ao produtor, (pagamentos de capacidade), pela capacidade em MW disponível independentemente da sua utilização ou, com base em energia produzida em adição ao preço de equilíbrio obtido em bolsa [1, 4, 14].

3. Mercado Ibérico de Energia Eléctrica

3.1. Caracterização do Sector Eléctrico Português

Em Portugal e até 1995 o sector eléctrico era gerido em exclusivo por empresas públicas, em regime de serviço público, que exerciam as actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica: a Energias de Portugal (EDP) em Portugal Continental, a EDA nos Açores e a EEM na Madeira.

O pacote legislativo de 1995 e a utilização dos princípios da Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro, estabeleceram as regras comuns com vista à criação do Mercado Interno de Electricidade. Desta forma, iniciou-se a liberalização do sector pela privatização da EDP e a criação de um Sistema Eléctrico Nacional (SEN), onde coexistem o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) mercado regulado e o Sistema Eléctrico Independente ou Não Vinculado (SENV) mercado liberalizado. Estas alterações implicam que exista uma entidade reguladora, motivo pelo qual foi criada a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). A ERSE, através de uma tarifa, regulava a remuneração dos sectores do SEN desde a produção até ao consumidor final [17].

O início da liberalização total do sector eléctrico começou com a publicação dos Decretos-Lei nº 184/2003 e 185/2003, de 20 de Agosto. Os seus princípios estão expressos na Directiva 2003/54/CE, de 26 Junho, que incentiva à criação do Mercado Ibérico de Energia Eléctrica (MIBEL) representado nos acordos celebrados entre Portugal e Espanha. A Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, estabelece o enquadramento do funcionamento do sector eléctrico no âmbito dos princípios de abertura e concorrência que passou a estar consagrado no Decreto-lei nº 29/2006 de 15 de Fevereiro. No Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de Fevereiro, estão identificados os princípios gerais referentes à organização e funcionamento do SEN, assim como, ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e estrutura dos mercados. Foram transpostos para ordem jurídica os princípios da Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que determinam as regras comuns para o mercado interno da energia eléctrica, e revoga a Directiva 96/92/CE [18, 19].

3.1.1. Organização do Sector Eléctrico Português

A reestruturação de 1995 baseou-se na existência de dois mercados, o Mercado Liberalizado (ML) e o Mercado Regulado (MR). Esta estrutura permite aos agentes económicos realizar contratos com o MR, cumprindo as condições impostas pela ERSE, ou negociar outras

condições em ML. O MR estava ligado ao SEP, que era regulado pela ERSE e englobava todos os produtores vinculados, distribuidores vinculados e a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), neste caso a REN. O ML estava ligado ao Sistema Eléctrico Independente (SEI) que englobava o SENV e os Produtores em Regime Especial (PRE).

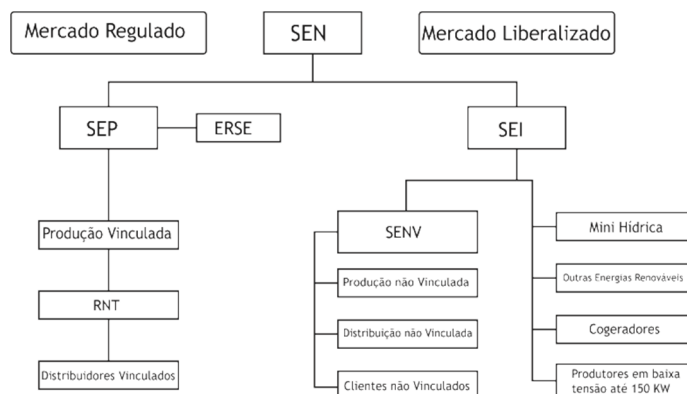


Figura 3.1 Organização do Sistema Eléctrico em 1995.

No ano 2000, as diversas fases do processo de privatização das várias empresas participadas pela holding foi concluído, a maioria do capital Social da EDP tornou-se privado. Para reforçar no sector do transporte a transparência e condições de isenção do operador do sistema, o Estado adquiriu 70% do capital da REN [20].

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, aprovou a estratégia nacional para a energia, que consistia no aprofundamento da liberalização e promoção de concorrência nos mercados energéticos. A estratégia foi materializada estabelecendo as novas bases em que assenta a organização do SEN, devido ao Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro. No Decreto-Lei n.º 172/2006 de 23 de Agosto e o Decreto-Lei n.º 264/2007 de 24 de Julho, ficaram enunciados os princípios de organização e funcionamento do SEN, assim como as regras gerais a aplicar ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, e, a organização dos mercados de electricidade. Estavam assim transpostos para legislação nacional, os princípios da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, que tinha como finalidade a criação de um mercado livre e concorrencial no sector da energia eléctrica [18, 19].

Estamos perante uma nova organização do sector de energia eléctrica, formando um Sistema Eléctrico Nacional Integrado. Nesta nova organização as actividades de produção e comercialização são exercidas num ambiente competitivo (regime de livre concorrência), mediante a emissão de licenças. As actividades de transporte e distribuição passam a ser realizadas através de concessões de serviço público.

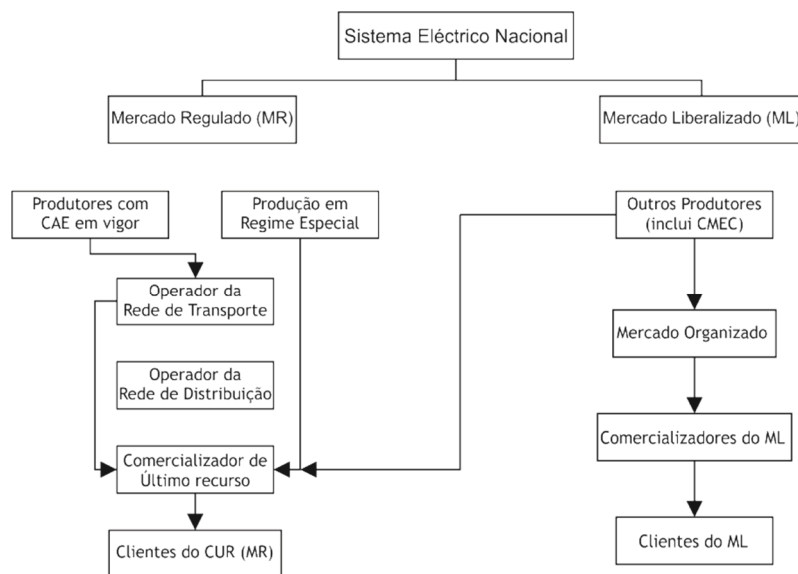


Figura 3.2 Actual organização do Sistema Eléctrico Português.

3.1.2. Produção e Modelos de Mercado de Energia Eléctrica

A produção de energia eléctrica, na actual organização do sector eléctrico está dividida em dois regimes. A Produção em Regime Ordinário (PRO), que engloba toda a produção de energia eléctrica proveniente de fontes tradicionais não renováveis e grandes centrais hidroeléctricas, e a PRE que engloba toda a produção de energia renováveis e a cogeração. Como o sector da produção da energia eléctrica está liberalizado, a optimização do planeamento da produção passa a ser realizada tendo em conta a maximização dos lucros de produção.

A liberalização do sector de produção de energia eléctrica implica que exista concorrência entre os diversos produtores, no entanto, como a maior parte da produção no sistema anterior derivava de Contratos de Aquisição de Energia (CAE) de longa duração, estes não podem ser esquecidos no processo de reestruturação. Esta reestruturação implica que o SEN aproxime o seu funcionamento do de um mercado, logo teve de ser constituído um mecanismo que permitisse incluir as centrais com CAE no mercado sem que o equilíbrio implícito a esses contratos fosse ignorado. O mecanismo escolhido passa pela criação dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), que possibilitam que a cessação voluntária dos CAE seja realizada ao mesmo tempo que permitem, às centrais que detinham esses contratos, a participação no mercado a prazo, mercado *spot (pool)*, mercado bilateral e mercados de alguns serviços do sistema. Como as receitas obtidas nestes mercados podem flutuar, e o valor de receita nos CAE está definida, a função dos CMEC é acertar a diferença entre o preço obtido no mercado e o valor que seria obtido no CAE, da seguinte forma:

- **Receita em mercado inferior àquela que seria obtida pelo CAE** - se a receita da central no mercado for inferior à que seria obtida pelo uso do CAE, o mecanismo actua no sentido de igualar os valores, cobrindo a diferença entre o valor obtido em mercado e o valor do CAE. Este valor torna-se um encargo do sistema e é cobrado a todos os consumidores através da Tarifa de Uso Global do Sistema (TUGS).
- **Receita em mercado superior àquela que seria obtida pelo CAE** - se a receita da central no mercado for superior à que seria obtida pelo uso do CAE, o mecanismo actua no sentido de igualar os valores, cobrando a diferença entre o valor obtido em mercado e o valor do CAE. Este valor é aplicado na dedução dos encargos do sistema eléctrico através da TUGS.

Caso as centrais não tenham cessado o respectivo CAE a sua remuneração continua assegurada pelas regras do contrato. Para estas centrais poderem participar no mercado foi criada uma entidade independente destes produtores, REN Trading, que realiza a gestão [21].

3.1.3. Transporte e Distribuição

A RNT é explorada por uma entidade mediante uma única concessão exclusiva e em regime de serviço público. Esta entidade, REN, é responsável pelo transporte de energia eléctrica em redes de muito alta tensão (MT) e alta tensão (AT). Esta exploração está compreendida na função de Operador de Sistema (ISO) que tem de realizar toda a gestão do sistema:

- Garantir a fiabilidade e qualidade de serviço da RNT em condições de segurança;
- Gerir os fluxos de energia eléctrica na RNT garantindo a interoperabilidade com as redes a que está ligada;
- Garantir a disponibilidade dos serviços de sistema aos utilizadores rede através de mecanismos de compensação de desvios de energia e respectivas liquidações;
- Garantir a segurança e fiabilidade do fornecimento de energia a longo prazo através do planeamento, construção e manutenção necessária ao correcto funcionamento da RNT;
- Realizar a gestão das instalações e meios técnicos de forma eficiente, para permitir o acesso a terceiros à RNT;
- Realizar a previsão das reservas necessárias para garantir a segurança do abastecimento a curto e médio prazo;

- Realizar a previsão de uso dos equipamentos de produção e reservas hidroeléctricas;
- Obter toda a informação necessária à gestão técnica global do sistema do OM e agente interessados.

A utilização dos serviços da rede de transporte está sujeita ao pagamento de encargos pela sua utilização, através das tarifas reguladas pela ERSE, à entidade exploradora da RNT [22].

A distribuição de energia eléctrica encontra-se atribuída a EDP Distribuição e tem como principal objectivo garantir a exploração e manutenção da rede de distribuição de forma segura, fiável e com qualidade de serviço. Isto engloba a correcta gestão dos fluxos de energia na rede de forma a assegurar a operacionalidade entre as redes a que está ligada e as instalações dos clientes. As redes de distribuição incluem redes de alta tensão, média tensão e as redes de baixa tensão. Tal como na RNT, a utilização das redes de distribuição está sujeita ao pagamento de encargos através de tarifas reguladas ERSE. A EDP Distribuição, como empresa de distribuição, está impedida de adquirir energia eléctrica com a finalidade de comercialização [23].

3.1.4. Comercialização

A comercialização de energia eléctrica foi uma das actividades que foi liberalizada. As entidades que queiram laborar na comercialização de energia eléctrica precisam obter uma licença onde estão enumerados os direitos e deveres a cumprir para que a actividade seja o mais transparente possível. Os comercializadores, entidades que obtiveram a licença, têm o direito a comprar e vender energia eléctrica, no entanto, necessitam pagar as tarifas reguladas, pela ERSE, de transporte e distribuição para obterem acesso às redes [24].

Os comercializadores dividem-se em: comercializador de último recurso (CUR), caso opere no mercado regulado, e comercializador livre caso opere no mercado livre.

O CUR tem o objectivo assegurar o fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores, operando num regime de tarifas e preços regulados. O CUR tem a obrigação de adquirir toda a energia eléctrica proveniente da PRE, podendo também participar em mercados livres, caso necessite de energia eléctrica para abastecer os seus clientes. A EDP Serviço Universal executa a função de CUR.

Os comercializadores livres realizam compra e venda de energia eléctrica através dos mecanismos disponibilizados pelo mercado e estão sujeitos ao pagamento das tarifas definidas pela ERSE. São exemplos de comercializadores livres, a EDP Comercial, a Endesa, a Elusa, a ENFORCESCO, a Glap Power, entre outros [24].

Como existem diversos comercializadores, o consumidor final pode escolher qualquer um de forma livre e sem custos envolvidos.

3.2. Caracterização do Sector Eléctrico Espanhol

O sistema eléctrico Espanhol, até Janeiro de 1995, era caracterizado por:

- Co-propriedade do Estado Espanhol e entidades privadas;
- O transporte e despacho eram realizados pela mesma entidade;
- O despacho era centralizado e considerava os custos históricos, estando estes dependentes de políticas energéticas como o excedente de gás natural obtido de contratos internacionais e a protecção à produção de carvão;
- O Estado controlava a regulação da tarifa;
- Existência de uma tarifa única em todo o país, baseada em históricos de custos, onde as zonas desfavorecidas eram compensadas através de subsídios ou benefícios [20].

3.2.1. Organização do Sector Eléctrico Espanhol

A aprovação e implementação da lei, *Ley del Sector Eléctrico* em Novembro de 1997, levou à alteração da estrutura do sector eléctrico espanhol. O Sector eléctrico Espanhol passou a estar organizado com a existência de dois sistemas: o sistema regulado e o sistema liberalizado.

No sistema regulado, a energia eléctrica é adquirida pelas empresas de distribuição no mercado grossista, conhecido por *Mercado Atacadista*. As actividades que realizam o transporte de energia eléctrica, rede de transporte e rede de distribuição, estão sob regulação e os consumidores recebem a energia de acordo com o regime de tarifas reguladas.

No sistema liberalizado, consumidores elegíveis e os comercializadores podem adquirir energia eléctrica através de contratos bilaterais ou em *Pool* (apresentando ofertas ao OM) [23].

A figura 11 representa a organização actual.

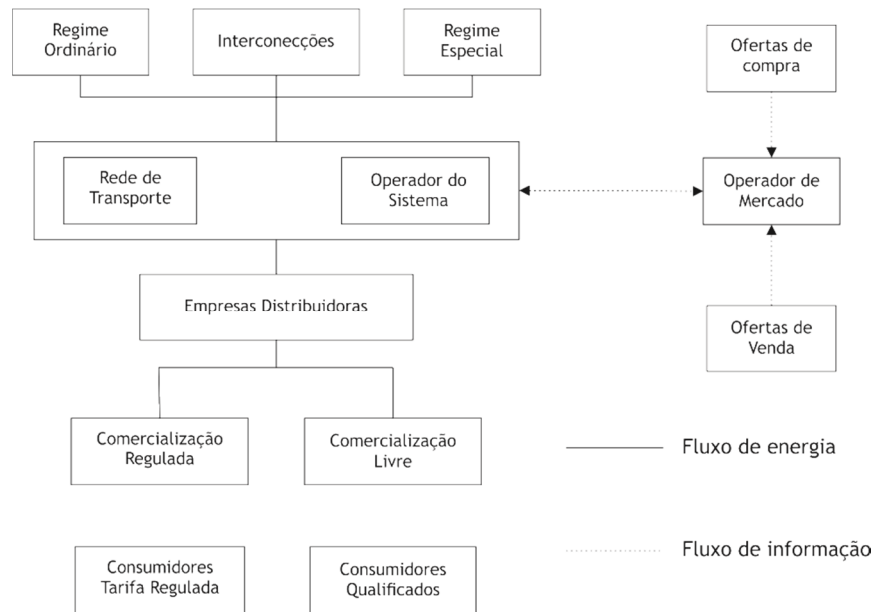


Figura 3.3 Actual organização do Sistema Eléctrico Espanhol.

3.2.2. Produção e Mercado de Energia Eléctrica

O mercado de energia eléctrica Espanhol encontra-se dividido em mercado diário e intradiário com funcionamento em *pool*.

No mercado diário os produtores, consumidores elegíveis, distribuidores e comercializadores entregam as propostas de compra e venda ao OM. O OM, através da determinação do preço de equilíbrio (*market clearing price*), vai realizar o despacho económico e informar o ISO acerca do mesmo. Este por sua vez vai juntar a informação do despacho com a dos contratos bilaterais de forma a verificar se existem restrições de transporte, congestionamentos, que inviabilizem o despacho. Caso o despacho seja validado, o ISO vai definir os níveis de serviço de sistema e proceder à sua alocação ou contratação. O Mercado intradiário, é composto por várias sessões que decorrem no dia em que o despacho do mercado está a ser executado e, serve para realizar ajustes na produção e demanda de forma a manter o equilíbrio entre ambas [20]. Em Espanha a função de OM, que era desempenhada até 1 de Julho pela OMEL, é agora desempenhada pela OMIE.

A produção de energia eléctrica encontra-se dividida em regime ordinário e regime especial, sendo a maior parte da energia fornecida pelo regime ordinário. Considerando estes dois regimes de produção, as transacções de energia eléctrica podem decorrer das seguintes formas:

- Mercado grossista ou *pool* diário e intradiário;

- Contratos Bilaterais;
- Leilões de libertação de capacidade de produção. Os principais participantes no mercado são obrigados por lei a realizar propostas de compra para uma quantidade pré-determinada de energia eléctrica.
- Leilões de *Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso*. Desde Junho de 2007 que é permitido aos CUR realizar leilões de energia eléctrica com o intuito de comprar energia a menor preço [25].

A energia correspondente à PRE tem de ser obrigatoriamente adquirida pelo sistema eléctrico, no entanto os produtores podem fazê-lo de duas formas, através de uma tarifa fixa ou através de operação em mercado. Caso o produtor opte por operar em mercado, este irá receber o valor obtido em mercado mais um prémio referente ao tipo de tecnologia utilizada. A PRE engloba todas as centrais com capacidade igual ou inferior a 50 MW e que utilizem como fonte de energia primária energias renováveis ou cogeração [25].

3.2.3. Transporte e Distribuição

As redes de transporte e de distribuição Espanholas são reguladas e geridas por empresas com o único objectivo de fornecer o transporte e distribuição de energia eléctrica. Todos os consumidores que escolherem comercializadores em mercado livre têm o direito de ter acesso às redes. Mas, para este ser disponibilizado, é necessário efectuar o pagamento das tarifas de acesso à empresa distribuidora.

A rede de transporte de energia eléctrica engloba todas as linhas de transmissão, subestações, transformadores, equipamentos com tensão superior a 220 KV, assim como outros equipamentos que permitam o transporte e interconexão internacional. A gestão da rede de transporte é realizada pela REE que, como Operador de Sistema (ISO), tem de realizar:

- Toda a gestão técnica e desenvolvimento da rede em alta tensão;
- Garantir a fiabilidade e segurança do fornecimento de energia eléctrica;
- Garantir a coordenação entre o sistema de transmissão, distribuição e a comercialização;
- Gerir os fluxos internacionais de energia eléctrica;
- Cumprir as demais obrigações em coordenação como OM [25].

3.2.4. Comercialização

A partir de 1 de Janeiro de 2003 tornou-se possível para o consumidor escolher livremente o fornecedor de energia eléctrica. Estes fornecedores têm total liberdade para definir os preços praticados aos seus clientes, e os seus custos são o preço pago na compra da energia eléctrica, em mercado grossista ou por contratos bilaterais, e as tarifas de acesso regulado às empresas de transporte e distribuição. Os CUR, nomeados pelo Governo, fornecem a energia eléctrica aos clientes regulados (baixa tensão e potência inferior a 10 KV). Com a criação dos CUR, a 1 de Julho de 2009, os distribuidores deixaram de poder fornecer energia eléctrica aos consumidores dando por terminada a separação entre a distribuição e a comercialização [25].

3.3. Mercado Ibérico de Energia Eléctrica

A estruturação do MIBEL adveio de uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha correspondendo a um importante passo na criação de um mercado interno de energia eléctrica na EU. Com a criação deste mercado foi permitida a livre concorrência entre todos os agentes livres presentes na península Ibérica.

Com vista à concretização deste objectivo, em 1998, Portugal e Espanha começaram os diálogos para a criação do MIBEL, tendo este sido oficializado a 14 de Novembro de 2001. Em seguida apresenta-se na figura 12 os acontecimentos mais relevantes da criação do MIBEL [20].

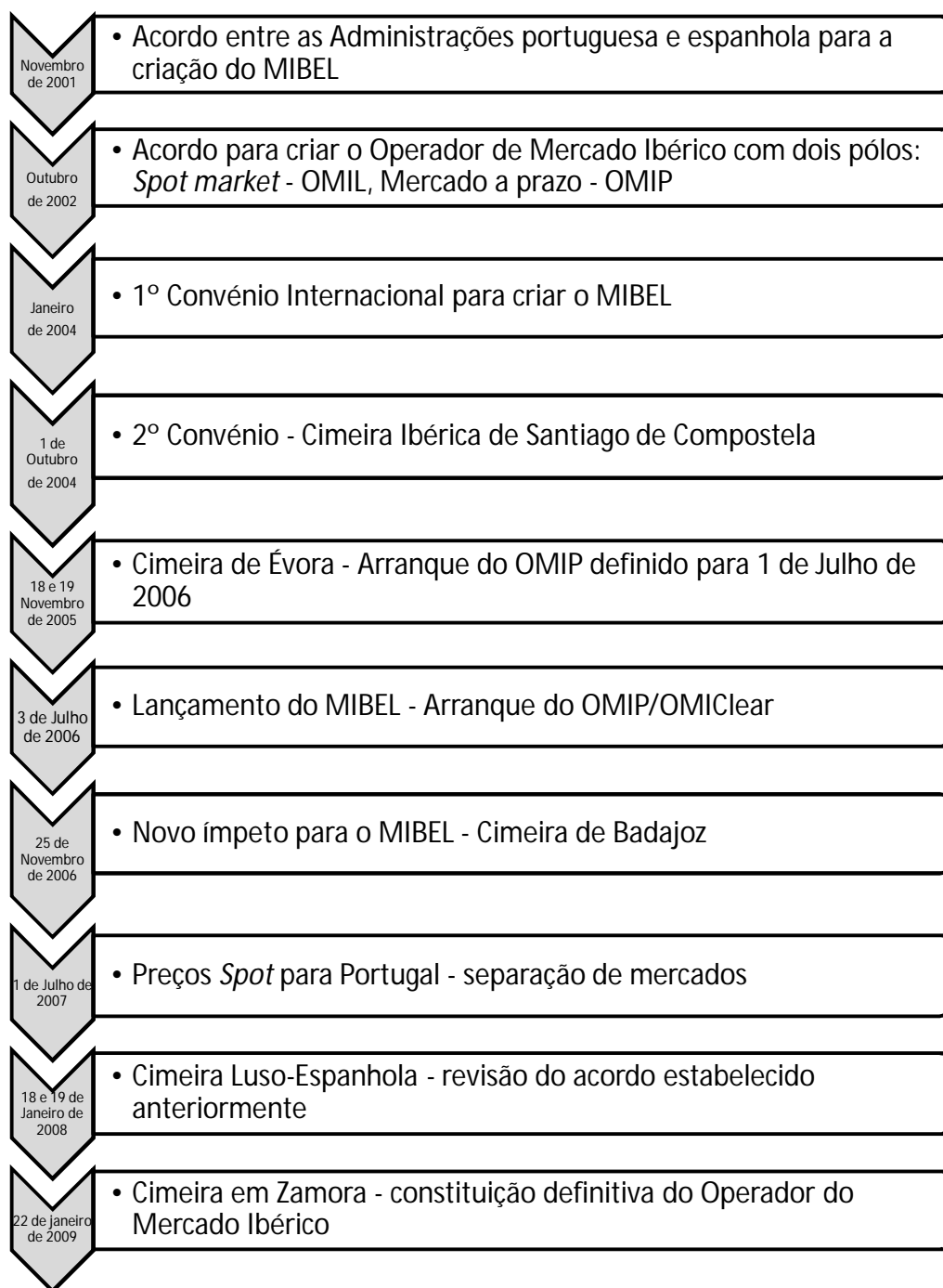


Figura 3.4 Sequência cronológica de eventos relevantes na criação do MIBEL.

As principais metas do MIBEL são:

- O benefício dos consumidores de energia eléctrica dos dois países com a integração dos respectivos sistemas eléctricos;

- O funcionamento do mercado deve estar estruturado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objectividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- O desenvolvimento do mercado de ambos os países deve ser favorecido com a utilização de uma única metodologia integrada de definição de preços de referência em toda a Península Ibérica;
- Permitir que todos os participantes disponham de livre acesso ao mercado, com condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objectividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do sector eléctrico, promovendo a livres concorrência entre as mesmas [26].

Embora todo o processo de criação do MIBEL tenha decorrido com sucesso, foi necessário abordar as questões que poderiam inviabilizar o funcionamento do mercado. Estas questões foram debatidas no XVIII Cimeira Luso-Espanhola, realizada em Valência, em Outubro de 2002. Nesta Cimeira ficou decidido o modelo de organização do MIBEL, que consistia na existência de um Operador de Mercado Ibérico (OMI), e as principais metas de concretização. As conclusões obtidas permitiram prefigurar a construção do MIBEL como uma abordagem intermédia regional do processo de integração dos mercados nacionais num mercado único Europeu, segundo um modelo de construção formado por três fases:

- Criação de uma plataforma física de suporte do mercado regional ibérico, apoiada no desenvolvimento das infra-estruturas de transporte e na articulação da planificação energética e das redes de transporte;
- Uniformidade dos enquadramentos legais e regulatórios das condições económicas de participação no MIBEL, assim como dos procedimentos de operação dos sistemas;
- Uniformidade das condições económicas de participação no mercado, através da convergência das metodologias de definição das tarifas, dos custos de transição para a concorrência, das condições de acesso às interligações, do grau de abertura dos mercados e da criação de um Operador de Mercado Ibérico;
- Harmonização da qualidade, fiabilidade e segurança de serviço [26].

3.3.1. Organização do MIBEL

No MIBEL a compra e venda de energia eléctrica encontra-se organizada através de um modelo misto, da qual fazem parte uma *pool* voluntária e os contratos bilaterais físicos e

financeiros. Tendo em conta que o MIBEL incorpora dois países, a função do OMI encontra-se dividida em dois:

- **Operador do Mercado Ibérico - pólo Português (OMIP)**, responsável pela gestão dos mercados a prazo.
- **Operador do Mercado Ibérico - pólo Espanhol (OMIE)**, responsável pela gestão dos mercados diário e intradiário;

3.3.2. Mercado a prazo

A OMIP, em conjunto com a OMIClear, é a entidade responsável pela gestão do mercado a prazo, a qual funciona como Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado. Esta entidade tem como objectivos contribuir para o desenvolvimento do MIBEL, promover preços de referência ibéricos, aumentar a competitividade do sector e disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de riscos. O OMIP desempenha as seguintes funções de forma a regular o funcionamento do mercado [27]:

- Admissão dos participantes;
- Gestão da negociação, definição e listagem dos contratos;
- Publicação de um Boletim de Mercado para disponibilizar a informação revelante sobre o mercado a prazo aos participantes e público em geral;
- Supervisionar, em conjunto com as Entidades de Supervisão, o funcionamento do mercado.

O mercado, regulado pela OMIP, tem regras específicas e as transacções realizadas correspondem a contratos de compra e venda de energia para uma maturidade no futuro (semana, mês, trimestre e ano). O OMIP disponibiliza os seguintes tipos de contratos;

- **Contratos Futuro** - é um contrato uniformizado de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir electricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma electricidade, a um preço determinado no momento da transacção. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transacção e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam directamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;

- **Contratos *Forward*** - é um contrato uniformizado de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir electricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma electricidade, a um preço determinado no momento da transacção. Este contrato não tem liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam directamente entre si, cabendo à Câmara de Compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;
- **Contratos *SWAP*** - é um contrato uniformizado em que existe a uma troca de posição em preço variável por uma posição em preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Estes contratos destinam-se a gerir ou tomar risco financeiro, sem que exista entrega do produto implícito mas apenas a liquidação das margens correspondentes [28].

Os contratos mais realizados, actualmente na OMIP, são os contratos Futuro. A uniformização de um contrato derivado sobre a energia eléctrica significa que a dimensão, a unidade em que se expressa o preço, o valor mínimo a entregar e as condições de entrega são pré-definidas. A OMIP tem ainda a opção de se efectuarem liquidações de operações em *Over-the-Counter* (OTC), estas já estão firmadas entre os intervenientes e é o mercado organizado a assumir o risco de crédito das contrapartes através da gestão das garantias necessárias [28].

No mercado a prazo a negociação pode realizar-se em dois níveis:

- **Negociação em contínuo** - decorre no horário definido no Regulamento de Negociação;
- **Negociação em leilão** - decorrem actualmente sessões específicas de leilão nas quatro primeiras quartas-feiras de cada mês, onde existem obrigações de compra para os CUR ibéricos [28].

3.3.3. Mercado diário e intradiário

A OMIE é a entidade que está responsável pela gestão do mercado diário e intradiário do MIBEL. O mercado diário, plataforma onde se transacciona a energia eléctrica, funciona de forma a obter um preço da energia para cada hora do dia durante todos os dias do ano [29].

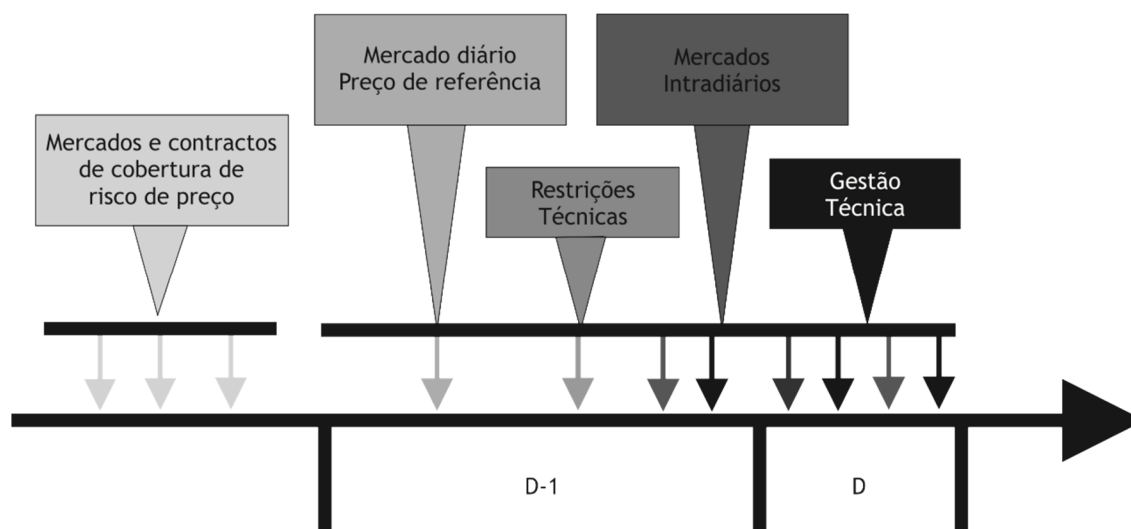


Figura 3.5 Sequência no tempo dos mercados e processos no MIBEL.

O funcionamento do mercado processa-se através do cruzamento da curva das ofertas de venda com a curva das ofertas de compra, de forma a encontrar o preço de mercado (*market clearing price*) pela intersecção das curvas [29]. Este processo está descrito mais pormenorizadamente no capítulo 2, secção 2.5.

As ofertas de venda de energia eléctrica realizadas, pelos produtores, neste processo podem ser simples ou incluir situações complexas. As ofertas simples são apresentadas para cada período horário e constituem-se pela quantidade de energia eléctrica a produzir e o respectivo preço. As ofertas que incluem situações complexas apresentam os mesmos parâmetros das ofertas simples, mais as restrições técnicas ou económicas seguintes:

- **Condição de invisibilidade** - permite fixar no primeiro lanço, de cada hora, um valor mínimo de funcionamento. Este valor só pode ser dividido se o preço for diferente de zero;
- **Gradação de carga** - evita mudanças bruscas nas unidades de produção, que devido a restrições técnicas não podem realizar essas mudanças acentuadas, definindo um valor máximo de variação da produção entre horas consecutivas;
- **Entradas mínimas** - permite a realização de ofertas para todas as horas, mas a unidade de produção só participa no despacho diário, se obtiver para o conjunto da sua produção diária uma entrada superior a uma quantia monetária fixa mais uma remuneração variável por cada MWh produzido;
- **Paragem programada** - permite que caso a unidade de produção tenha sido retirada do despacho por não cumprir a condição de entradas mínimas, esta realize uma

paragem programada de três horas. Assim, a unidade evita a paragem desde a última hora programada no dia anterior até a primeira hora do dia seguinte, mediante a aceitação do primeiro lanço para as três primeiras horas da sua oferta como ofertas simples, com a única condição de que a quantidade de energia oferecida diminua no primeiro lanço de cada hora;

O mercado intradiário é uma plataforma que complementa o mercado diário, sendo o seu propósito equilibrar a quantidade de produção à quantidade de carga até ao momento mais próximo possível do tempo real. Neste mercado os produtores e comercializadores podem ajustar as suas posições anteriores podendo qualquer um deles comprar ou vender energia eléctrica [29, 30].

O mercado intradiário encontra-se dividido em seis sessões, com a distribuição de horário presente na tabela 2.

Tabela 3.1 Horizonte temporal das sessões de mercado intradiário no MIBEL [31].

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

Neste mercado intradiário apenas podem apresentar ofertas os agentes que participaram no mercado diário ou que executaram um contrato bilateral, ou que estivessem indisponíveis durante o mercado diário e ficassem posteriormente disponíveis. Os agentes citados apenas podem participar no mercado intradiário para os períodos horários de programação que corresponderem aos incluídos na sessão do mercado diário na qual participarão ou não o fizeram por estar indisponíveis [29-31].

3.3.4. Interligações Portugal-Espanha

Tendo em consideração que o mercado diário engloba Portugal e Espanha, é necessário prever o fluxo de energia eléctrica que advém do despacho realizado em mercado e verificar se a capacidade das linhas de interligação entre os países suportam esse valor. Caso o valor do fluxo de energia eléctrica, proveniente do despacho do mercado, seja superior ao da capacidade da linha de interligação vai ocorrer o *market splitting* (ou separação de mercados) [29].

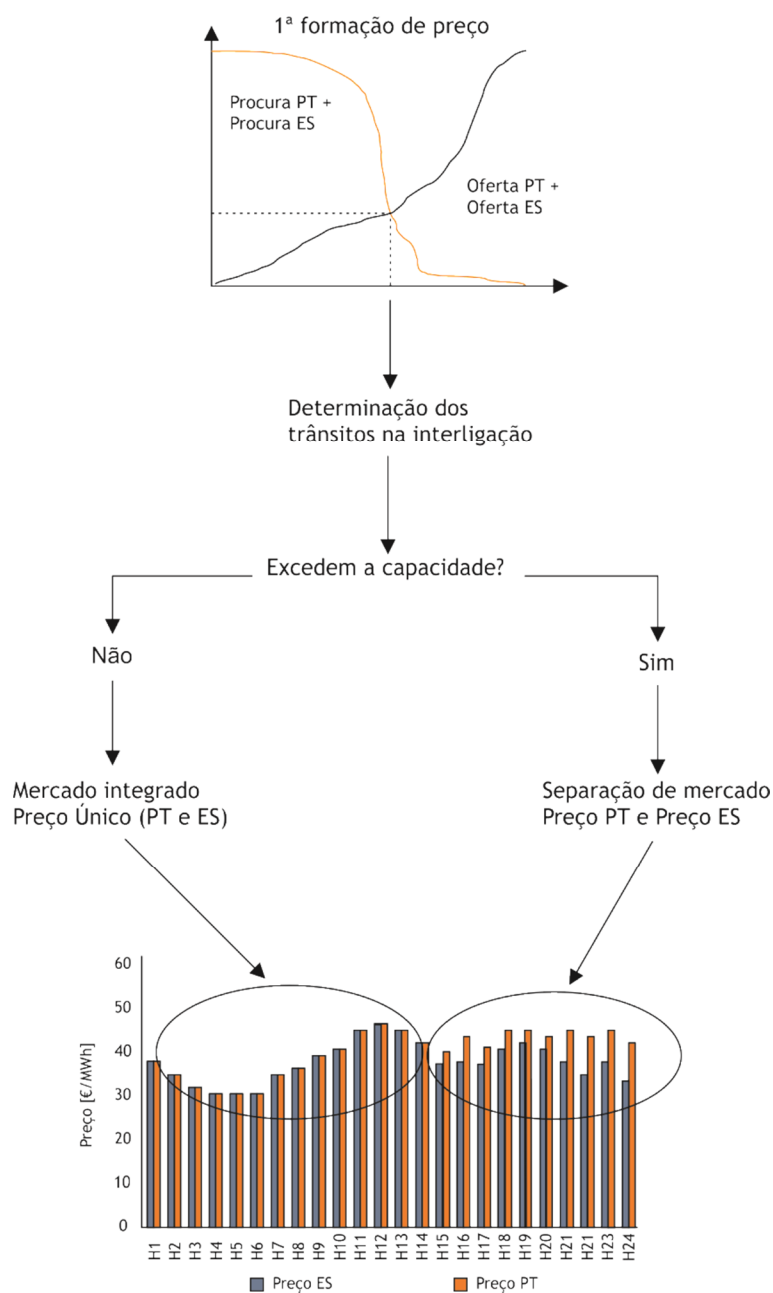


Figura 3.6 Congestionamento das linhas de interligação e consequente separação de mercados.

Caso esta separação ocorra vamos obter preços diferentes para cada mercado, como observado na 14.

As situações de separação do mercado são indesejáveis e por isso, têm sido desenvolvidos para projectos de reforço da RNT. Estes projectos vão permitir uma melhor integração de novos centros produtores, a melhoria do abastecimento e consumo e um comportamento mais flexível aos comportamentos dos centros produtores [32, 33].

O MIBEL tem como objectivo a melhoria da interligação entre Portugal e Espanha para que o número de separações de mercado diminua. Igualar a capacidade de transporte de energia eléctrica nos dois sentidos é visto como um ponto essencial para o adequado desenvolvimento do MIBEL [32, 33].

3.4. Serviços do Sistema no MIBEL

Os serviços do sistema (ou serviços auxiliares) são os serviços necessários para garantir o suporte dos serviços básicos de energia no sistema eléctrico. Estes serviços consistem nos elementos essenciais para o suporte da capacidade de transmissão de energia dos produtores para os consumidores, de forma a preservar a operação do sistema eléctrico em boas condições de fiabilidade e assegurar os níveis necessários de segurança e de qualidade. A caracterização deste tipo de serviços encontra-se no capítulo 2.

Apesar da criação do MIBEL a área de controlo de cada um dos países não se alterou. Os serviços do sistema são geridos pelos dois ISO, a REN em Portugal e a REE em Espanha, a quem compete definir os níveis requeridos e contratação dos serviços de sistema [34].

3.4.1. Restrições Técnicas

As restrições técnicas podem ser definidas como qualquer limitação relacionada com a utilização da rede ou do sistema que impede que a energia eléctrica seja fornecida aos consumidores de acordo com os critérios de segurança e fiabilidade [35]. O congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha é um caso de restrições técnicas. Se esse congestionamento ocorre nos sistemas eléctricos de cada país, o ISO respectivo, deverá aceitar ofertas que foram submetidas pelos produtores para alterar os valores de produção que lhe tinham sido atribuídos previamente. Estas propostas de alteração, incremento ou decréscimo, da produção devem ser analisadas pelo ISO de forma a encontrar a melhor solução para resolver as restrições técnicas com o menor custo possível. Todo este processo deve sempre ser realizado de forma a preservar a fiabilidade e segurança do sistema [34].

3.4.2. Reserva Primária

A utilização da reserva primária ocorre quando existem variações de frequência, às quais as unidades produtoras com reguladores de velocidade adequados devem responder de forma imediata. Estas variações ocorrem devido a diferenças entre a produção e a carga que caso não sejam suprimidas podem levar à saída de serviços de todas as unidades produtoras. Portanto, objectivo a reserva primária é manter a frequência dentro dos limites admissíveis, sendo activada sempre que existir um desequilíbrio entra a produção e a carga. Segundo [35], a banda máxima admissível de variação da frequência é de 100 mHZ e toda a potência pertencente a esta reserva deve ser activada quando ocorrerem desvios superiores a 200 mHZ.

Este serviço é obrigatório e não remunerado nos dois países, sendo os produtores pertencentes a esta reserva obrigados a disponibilizar uma banda de regulação de, no mínimo, 5% da sua potência produzida [35].

3.4.3. Reserva Secundária

Quando existe uma perturbação origina uma redução de frequência, o aumento da produção combinada com a redução da carga dependente da frequência vai estabilizar o sistema numa frequência que será ligeiramente inferior à nominal. De forma a prevenir que não ocorram outros desequilíbrios resultantes dessa diferença de frequência, é activada a reserva secundária. Esta reserva tem o objectivo de fazer com que o sistema regresse à frequência nominal e está associada a um controlo por zona da frequência e a um intercâmbio de potência entre as áreas. O controlo é normalmente realizado pelo AGC de cada área de controlo e deve ser activado num período inferior a 30 segundos após a ocorrência da perturbação. A entrada em operação, da reserva secundária, deve estar completa em menos de 15 minutos [35, 36].

As reservas secundárias em Portugal e Espanha são contratadas em separado e em mercados específicos. No caso Português, o ISO comunica até as 13 horas do dia anterior qual é a reserva secundária solicitada e os produtores enviam as propostas de venda discriminadas por sentido de regulação (em MW) assim como a banda de regulação secundária (€/MW). As propostas submetidas são ordenadas por ordem crescente e o preço da potência de reserva secundária corresponde ao último preço da proposta aceite pelo ISO. Se a reserva secundária for activada, a energia utilizada denomina-se de energia de regulação secundária e é paga ao preço da energia de regulação terciária obtido para a hora correspondente no mercado de reserva de regulação terciária.

A reserva secundária é paga em duas parcelas. Uma parcela corresponde ao valor a ser pago pela capacidade disponibilizada e corresponde ao preço da banda de regulação, a outra parcela corresponde à energia que foi mobilizada e é paga ao preço da energia de reserva terciária obtido para a mesma hora em que foi mobilizada [34].

3.4.4. Reserva Terciária

A reserva terciária serve como complemento à reserva secundária e é contratada tendo em conta a perda de capacidade de produção máxima que o sistema poderá ter de suportar. Esta é determinada pelo ISO, para cada hora do dia seguinte, segundo a capacidade de produção máxima que poderá sair de serviço devido a uma contingência simples acrescentada de 2% da carga prevista para esse período [34].

A contratação da reserva terciária é realizada, pelo ISO através de um mercado, após encerrar o mercado da reserva secundária (entre as 18 e 21 horas). As propostas para a reserva terciária devem ser apresentadas para unidades de produção que consigam fornecer potência no máximo após 15 minutos depois de activadas e manter essa produção durante no mínimo duas horas. Estas propostas incluem reservas para subir e para descer (em MW), interpretadas como os valores mais elevados de variações para subir e para descer a produção de um gerador no máximo ao fim de 15 minutos e ainda o preço da energia correspondente (€/MWh). A energia utilizada é valorizada ao preço marginal da última proposta aceite para regulação a subir e a descer.

3.4.5. Controlo de tensão

O objectivo do serviço de controlo de tensão é manter o sistema em operação, dentro dos limites de tensão, através do controlo dos fluxos de potência reactiva. Este serviço tem a capacidade de produzir energia reactiva para resolver situações em que o nível de tensão é baixo e, tem a capacidade de absorver energia reactiva em situações em que o nível de tensão é elevado. O serviço de controlo de tensão apresenta um funcionamento contínuo e dinâmico de forma a evitar variações bruscas da tensão [37].

O serviço de controlo de tensão, em Portugal, é um serviço obrigatório e não remunerado fornecido por equipamentos instalados ao longo das redes de transporte e distribuição. É responsabilidade do ISO monitorizar, em tempo real, o valor das tensões nos nós da rede para as contingências N-1, contingências que envolvem linhas duplas e a saída de operação sequencial da unidade de produção com maior capacidade de uma área de balanço e de uma linha da mesma área. Este deve então operar os diversos equipamentos de modo a manter o valor das tensões nodais dentro dos valores de referência [35].

As quantidades de potência reactiva necessária à manutenção da qualidade e segurança do serviço são definidas através de estudos de *Optimal Power Flow* (OPF).

3.4.6. Blackstart

O *Blackstart*, ou reposição do serviço, consiste na capacidade que uma unidade produtora tem de passar de uma condição de inoperacionalidade para um condição de operacionalidade sem recorrer à rede eléctrica ou qualquer fonte externa. São usualmente utilizados para este tipo de serviço pequenos geradores, turbina a gás ou gerador diesel, de forma a re-energizar parte da rede local e continuar progressivamente até todo o sistema estar de novo ligado. Estes geradores têm de ter capacidade de produzir e consumir potência reactiva, de forma a controlar o perfil de tensão no processo de reposição do serviço.

Para que seja possível re-energizar todo o sistema após um apagão é necessário que este tipo de serviço esteja disperso por todo o sistema. Isto implica que a este serviço estejam associados custos de investimento em equipamento, manutenção e operação do serviço.

O serviço de *blackstart* não é remunerado em Portugal e Espanha. Ambos os ISO têm definidos os planos de contingência, consistindo no objectivo de repor o fornecimento de energia de uma forma ordenada e segura o mais rapidamente possível.

3.5. Uniformização dos Serviços de Sistema no MIBEL

Os serviços de sistema mostram-se como um factor decisivo para o correcto funcionamento dos mercados de energia eléctrica na Europa. É por isso essencial que estes sejam o mais uniforme possível, de forma a melhorar o serviço prestado ao consumidor [38].

Tendo em consideração a natureza complexa das reservas primárias e secundárias, estas não são consideradas na uniformização. Torna-se então vantajoso do ponto de vista económico que se desenvolvam mecanismos para troca de reserva terciária em intervalos de tempo compreendidos entre o dia anterior e alguns minutos antes do tempo real, ou seja, antes da acção dos dispositivos automáticos [39, 40].

Os serviços de sistema em Portugal e Espanha, actualmente em funcionamento, apresentam diferenças. Enquanto o mercado de serviços Espanhol se encontra em funcionamento desde 1998, o Português apenas entrou em funcionamento em 2007 com o MIBEL. Esta diferença temporal pode explicar o facto de os serviços em Portugal ainda estarem em desenvolvimento, enquanto os serviços em Espanha já se encontram completamente

estabilizados e implementados devido à experiência adquirida dos anos de funcionamento [23].

A uniformização dos serviços em Portugal e Espanha é considerada benéfica e essencial ao bom funcionamento devido à maior segurança de abastecimento, a utilização de recursos de reserva em ambiente competitivo e também a diminuição dos congestionamentos que levavam à separação dos mercados. Pretende-se com a melhoria dos serviços no MIBEL que este seja mais eficiente, fiável, seguro e apresente melhor qualidade de sistema [38].

Tendo os operadores do sistema dos dois países sido solicitados para apresentarem uma solução para uniformizar e integrar os mercados ibéricos de serviços de sistema, estes expuseram o seguinte modelo ao Conselho de Reguladores do MIBEL em Fevereiro de 2008 os seguintes modelos:

- Modelo 1 - Troca de Serviços entre os Operadores de Sistema;
- Modelo 2 - Agentes que operam em diversos mercados em simultâneo;
- Modelo 3 - Mercado Integrado [23].

Os operadores de sistema propuseram-se a concretizar o Modelo1, no qual se estabelece uma relação directa entre os operadores de sistema e diferentes áreas de controlo para a realização de contratos de aquisição de reserva. Assim sendo, cada operador é responsável pelo equilíbrio na sua área e por efectuar as trocas de serviços de sistema com os outros operadores. Neste modelo a aquisição de reservas de uma área vizinha está apenas dependente do pagamento de energia. Fica então presente que a condição essencial para que as trocas de serviços possam ocorrer é a capacidade de interligação livre após as trocas estabelecidas no mercado diário e intradiário.

O modelo 1 foi dividido em três para implementação no MIBEL:

- Fase I - Criação e celebração de um acordo de intercâmbio de apoio entre os sistemas com o intuito de manter as condições de qualidade de abastecimento;
- Fase II - Ofertas de serviços do sistema apresentadas pelos operadores da rede de transporte vizinha para quando estiver esgotada a capacidade disponível do próprio sistema;
- Fase III - Oferta de Serviços de Sistema apresentada por cada TSO ao TSO vizinho, sendo incorporada na curva de ofertas em concorrência com as ofertas desse sistema nas condições de transparência e não discriminação estabelecidas previamente [41].

A fase I do plano de implementação ficou concluída no final de 2008 através da apresentação de um acordo conjunto para o estabelecimento de intercâmbios de apoio entre os sistemas. Neste acordo ficou definido que o pedido de intercâmbio de apoio ao sistema eléctrico é uma solução de último recurso. Este recurso apenas seria aplicado quando se esgotassem todos os recursos internos disponíveis.

Em Fevereiro de 2011, os operadores de sistema ibérico propuseram em conjunto na reunião do Comité Técnico do MIBEL que se alarga-se a uniformização e coordenação de trabalhos à interligação Franco-Espanhola. Este pedido tinha em vista a utilização da plataforma de intercâmbios de serviços de sistema, BALIT, já utilizada entre a RTE e a *National Grid*, na interligação entre o Reino Unido e a França. A vantagem desta solução residia no facto de a plataforma BALIT constituir o caminho para a implementação de uma solução multi-ISO para o intercâmbio entre sistemas eléctricos na Europa [41].

Estão previstos, para o futuro, os seguintes desenvolvimentos:

- Desenvolvimento das interligações entre Espana e França;
- Mercados de serviços de sistema dinâmicos e procedimentos uniformizados de apoio mútuo entre sistemas eléctricos na gestão em tempo real;
- Realização das medidas estabelecidas no 3º Pacote de Legislação Europeia sobre energia;
- Concretização da política Europeia de Energia e do Mercado interno Europeu de energia eléctrica.

4. Análise de Resultados do Mercado Ibérico

4.1. Introdução

Neste capítulo vão ser analisados alguns resultados do MIBEL acerca do mercado diário, intradiário e mercado de serviços de sistema. A análise realizada tem o intuito de verificar algumas características específicas do MIBEL e a sua evolução através da observação dos dados recolhidos.

Foram utilizados para análise acima referida dados referentes ao mês de Agosto de 2011 e 2016, assim como algumas médias anuais, com o intuito de verificar alguns comportamentos do MIBEL e se os valores analisados tinham alterado a amplitude das suas grandezas neste

período de cinco anos. O mês de Agosto foi escolhido de forma a ter a maior diferença temporal entre os valores disponíveis.

Na análise ao mercado é verificado a quantidade de energia eléctrica contratado em 2016 por cada um dos países do MIBEL e qual a diferença no valor de energia entre o mesmo período de 2011. É também abordado o mecanismo de *market splitting* e as principais tecnologias em mercado nos dois anos analisados, assim como a variação dos valores no mercado intradiário.

Os serviços de sistema serão também analisados tendo em conta a variação dos valores de reserva secundária e terciária.

Evidencio que os dados utilizados nesta análise são públicos e podem ser consultados no site do ISO Português e Espanhol, nomeadamente em (REN) e em (REE), e no site do operador de mercado ibérico (OMIE) [30, 42, 43].

4.2. Mercado Diário de Energia Eléctrica - Agosto

A maior parte das transacções de energia eléctrica realizadas ocorrem no mercado diário, onde as unidades operaram de forma livre e competitiva. As unidades produtoras propõem-se a fornecer uma certa quantidade de energia por, pelo menos, um preço mínimo por elas definido. Os Comercializadores propõem-se a comprar uma quantidade de energia por, no máximo, um valor pré estabelecido por eles. A gestão e operação deste tipo de trocas de energia é realizada, pelo OM, no mercado diário.

A seguir são analisados diversos resultados deste mercado, a energia contratada, o preço, o *Market splitting* e as tecnologias presentes em mercado.

As tabelas 4.1, 4.2 e 4.3, 4.4 apresentam os valores obtidos no Mercado diário de energia eléctrica para o mês de Agosto de 2016 e de 2011, respectivamente. Os dados apresentados correspondem aos preços mínimos, médios e máximos, assim como a energia adquirida que vão ser analisados graficamente nas secções seguintes.

Tabela 4.1 Resultados do Mercado diário no mês de Agosto de 2016, lado Português.

| Mercado Diário - Portugal - Agosto de 2016 | | | | | |
|--|----------------------|---------------------|----------------------|-------------------------|--|
| Dia | Preço Mínimo (€/MWh) | Preço médio (€/MWh) | Preço Máximo (€/MWh) | Energia adquirida (MWh) | Energia adquirida com contratos Bilaterais (MWh) |
| 01/08/16 | 34,59 | 43,12 | 48,00 | 133 497 | 133 497 |
| 02/08/16 | 35,52 | 42,60 | 47,01 | 135 625 | 135 625 |
| 03/08/16 | 37,63 | 44,90 | 48,95 | 134 955 | 134 955 |
| 04/08/16 | 38,52 | 43,22 | 47,89 | 134 583 | 134 583 |
| 05/08/16 | 34,84 | 41,18 | 48,10 | 134 650 | 134 650 |
| 06/08/16 | 34,34 | 38,91 | 45,17 | 123 102 | 123 102 |
| 07/08/16 | 26,49 | 32,75 | 45,20 | 124 120 | 124 120 |
| 08/08/16 | 30,00 | 41,66 | 48,34 | 132 999 | 132 999 |
| 09/08/16 | 32,50 | 39,83 | 45,10 | 132 566 | 132 566 |
| 10/08/16 | 25,97 | 35,83 | 47,20 | 140 624 | 140 624 |
| 11/08/16 | 26,90 | 38,93 | 46,94 | 139 403 | 139 403 |
| 12/08/16 | 34,00 | 42,12 | 45,28 | 132 985 | 132 985 |
| 13/08/16 | 35,85 | 41,43 | 45,00 | 120 149 | 120 149 |
| 14/08/16 | 34,00 | 38,85 | 47,03 | 112 281 | 112 281 |
| 15/08/16 | 34,49 | 41,28 | 47,89 | 115 108 | 115 108 |
| 16/08/16 | 41,70 | 44,86 | 48,95 | 128 312 | 128 312 |
| 17/08/16 | 40,00 | 43,48 | 47,10 | 129 937 | 129 937 |
| 18/08/16 | 37,92 | 43,56 | 47,62 | 129 282 | 129 282 |
| 19/08/16 | 37,63 | 42,21 | 46,10 | 128 147 | 128 147 |
| 20/08/16 | 34,97 | 39,39 | 47,69 | 116 909 | 116 909 |
| 21/08/16 | 31,00 | 37,03 | 47,69 | 116 137 | 116 137 |
| 22/08/16 | 32,94 | 41,38 | 46,10 | 125 660 | 125 660 |
| 23/08/16 | 35,69 | 41,35 | 45,19 | 128 871 | 128 871 |
| 24/08/16 | 37,92 | 41,85 | 44,70 | 129 758 | 129 758 |
| 25/08/16 | 36,33 | 41,45 | 45,09 | 129 330 | 129 330 |
| 26/08/16 | 35,69 | 41,67 | 45,10 | 129 887 | 129 887 |
| 27/08/16 | 36,79 | 41,37 | 45,19 | 116 764 | 116 764 |
| 28/08/16 | 35,30 | 40,66 | 44,69 | 109 595 | 109 595 |
| 29/08/16 | 33,79 | 41,52 | 46,19 | 130 266 | 130 266 |
| 30/08/16 | 33,69 | 43,00 | 47,90 | 135 639 | 135 639 |
| 31/08/16 | 38,76 | 43,85 | 46,69 | 135 075 | 135 075 |

Tabela 4.2 Resultados do Mercado diário para o mês de Agosto de 2016, lado Espanhol.

| Mercado Diário - Espanha - Agosto de 2016 | | | | | |
|---|----------------------|---------------------|----------------------|-------------------------|--|
| Dia | Preço Mínimo (€/MWh) | Preço médio (€/MWh) | Preço Máximo (€/MWh) | Energia adquirida (MWh) | Energia adquirida com contratos Bilaterais (MWh) |
| 01/08/16 | 34,59 | 43,12 | 48,00 | 589 273 | 732 476 |
| 02/08/16 | 35,52 | 42,60 | 47,01 | 590 795 | 734 587 |
| 03/08/16 | 37,63 | 44,91 | 48,95 | 596 222 | 742 841 |

| | | | | | |
|----------|-------|-------|-------|---------|---------|
| 04/08/16 | 38,52 | 43,25 | 47,89 | 561 603 | 754 286 |
| 05/08/16 | 34,84 | 41,18 | 48,10 | 536 181 | 735 913 |
| 06/08/16 | 34,34 | 38,91 | 45,17 | 477 681 | 659 653 |
| 07/08/16 | 26,49 | 32,75 | 45,20 | 446 537 | 624 500 |
| 08/08/16 | 30,00 | 42,17 | 48,34 | 509 818 | 710 981 |
| 09/08/16 | 32,50 | 39,83 | 45,10 | 510 859 | 712 363 |
| 10/08/16 | 25,97 | 35,83 | 47,20 | 518 180 | 721 110 |
| 11/08/16 | 26,90 | 38,93 | 46,94 | 503 469 | 700 946 |
| 12/08/16 | 34,00 | 42,12 | 45,28 | 479 969 | 678 901 |
| 13/08/16 | 35,85 | 41,43 | 45,00 | 447 694 | 633 408 |
| 14/08/16 | 34,00 | 38,85 | 47,03 | 417 324 | 572 256 |
| 15/08/16 | 34,49 | 41,28 | 47,89 | 395 077 | 570 829 |
| 16/08/16 | 41,70 | 44,86 | 48,95 | 484 098 | 677 808 |
| 17/08/16 | 40,00 | 43,48 | 47,10 | 512 724 | 705 004 |
| 18/08/16 | 37,92 | 43,56 | 47,62 | 516 461 | 708 342 |
| 19/08/16 | 37,63 | 42,21 | 46,10 | 506 365 | 698 041 |
| 20/08/16 | 34,97 | 39,39 | 47,69 | 455 672 | 641 891 |
| 21/08/16 | 31,00 | 37,03 | 47,69 | 419 369 | 595 061 |
| 22/08/16 | 32,94 | 41,38 | 46,10 | 516 212 | 704 135 |
| 23/08/16 | 35,69 | 41,35 | 45,19 | 527 867 | 724 786 |
| 24/08/16 | 37,92 | 41,85 | 44,70 | 535 371 | 733 918 |
| 25/08/16 | 36,33 | 41,45 | 45,09 | 531 616 | 731 455 |
| 26/08/16 | 35,69 | 41,67 | 45,10 | 529 282 | 723 094 |
| 27/08/16 | 36,79 | 41,37 | 45,19 | 479 986 | 660 246 |
| 28/08/16 | 35,30 | 40,66 | 44,69 | 430 026 | 600 916 |
| 29/08/16 | 33,79 | 41,52 | 46,19 | 533 897 | 727 844 |
| 30/08/16 | 33,69 | 43,02 | 47,90 | 559 393 | 742 402 |
| 31/08/16 | 38,76 | 43,85 | 46,69 | 549 972 | 741 879 |

Tabela 4.3 Resultados do Mercado diário no mês de Agosto de 2011, lado Português.

| Mercado Diário - Portugal - Agosto de 2011 | | | | | |
|--|----------------------|---------------------|----------------------|-------------------------|--|
| Dia | Preço Mínimo (€/MWh) | Preço médio (€/MWh) | Preço Máximo (€/MWh) | Energia adquirida (MWh) | Energia adquirida com contratos Bilaterais (MWh) |
| 01/08/11 | 40,00 | 51,71 | 55,23 | 99 614 | 99 614 |
| 02/08/11 | 44,32 | 52,20 | 55,00 | 104 113 | 104 113 |
| 03/08/11 | 52,96 | 54,72 | 58,80 | 99 999 | 99 999 |
| 04/08/11 | 45,00 | 53,08 | 58,17 | 87 618 | 87 618 |
| 05/08/11 | 41,52 | 52,73 | 60,00 | 86 314 | 86 314 |
| 06/08/11 | 39,20 | 48,90 | 54,23 | 75 707 | 75 707 |
| 07/08/11 | 44,87 | 51,40 | 59,63 | 66 984 | 66 984 |
| 08/08/11 | 35,00 | 49,80 | 56,77 | 77 128 | 77 128 |
| 09/08/11 | 38,42 | 48,71 | 55,50 | 84 156 | 84 156 |
| 10/08/11 | 31,05 | 48,52 | 55,51 | 87 796 | 87 796 |
| 11/08/11 | 40,68 | 53,26 | 57,28 | 98 463 | 98 463 |
| 12/08/11 | 40,00 | 52,93 | 59,84 | 87 727 | 87 727 |
| 13/08/11 | 50,42 | 54,15 | 56,23 | 75 089 | 75 089 |
| 14/08/11 | 43,25 | 52,02 | 58,12 | 66 327 | 66 327 |

| | | | | | |
|----------|-------|-------|-------|--------|--------|
| 15/08/11 | 43,37 | 53,61 | 59,00 | 76 734 | 76 734 |
| 16/08/11 | 48,16 | 54,67 | 57,00 | 91 195 | 91 195 |
| 17/08/11 | 42,00 | 52,87 | 58,00 | 91 164 | 91 164 |
| 18/08/11 | 44,56 | 54,30 | 58,17 | 91 817 | 91 817 |
| 19/08/11 | 41,21 | 54,09 | 60,07 | 95 550 | 95 550 |
| 20/08/11 | 44,79 | 53,27 | 58,46 | 80 562 | 80 562 |
| 21/08/11 | 44,90 | 51,51 | 62,00 | 68 968 | 68 968 |
| 22/08/11 | 39,20 | 54,59 | 59,84 | 91 292 | 91 292 |
| 23/08/11 | 51,13 | 58,22 | 65,25 | 84 559 | 84 559 |
| 24/08/11 | 49,57 | 58,35 | 68,21 | 88 594 | 88 594 |
| 25/08/11 | 50,13 | 56,53 | 64,75 | 84 847 | 84 847 |
| 26/08/11 | 45,12 | 54,23 | 59,84 | 86 769 | 86 769 |
| 27/08/11 | 52,60 | 55,89 | 60,18 | 80 760 | 80 760 |
| 28/08/11 | 49,00 | 53,54 | 60,20 | 79 735 | 79 735 |
| 29/08/11 | 50,42 | 58,29 | 64,50 | 88 914 | 88 914 |
| 30/08/11 | 51,00 | 57,91 | 63,50 | 86 961 | 86 961 |
| 31/08/11 | 44,75 | 55,63 | 62,64 | 77 525 | 77 525 |

Tabela 4.4 Resultados do Mercado diário para o mês de Agosto de 2016, lado Espanhol.

| Mercado Diário - Espanha - Agosto de 2011 | | | | | |
|---|----------------------|---------------------|----------------------|---------------------------------|--|
| Dia | Preço Mínimo (€/MWh) | Preço médio (€/MWh) | Preço Máximo (€/MWh) | Energia adquirida (MWh) (€/MWh) | Energia adquirida com contratos Bilaterais (MWh) |
| 01/08/11 | 40,00 | 51,71 | 55,23 | 459 850 | 661 173 |
| 02/08/11 | 44,32 | 52,20 | 55,00 | 475 109 | 677 413 |
| 03/08/11 | 52,96 | 54,72 | 58,80 | 484 879 | 684 158 |
| 04/08/11 | 45,00 | 53,08 | 58,17 | 483 260 | 681 706 |
| 05/08/11 | 41,52 | 52,73 | 60,00 | 490 561 | 680 006 |
| 06/08/11 | 39,20 | 48,90 | 54,23 | 437 295 | 613 744 |
| 07/08/11 | 44,87 | 51,40 | 59,63 | 377 279 | 539 799 |
| 08/08/11 | 35,00 | 49,84 | 56,77 | 454 444 | 641 569 |
| 09/08/11 | 22,07 | 47,43 | 55,50 | 471 359 | 663 728 |
| 10/08/11 | 26,07 | 47,66 | 55,51 | 470 410 | 672 236 |
| 11/08/11 | 40,68 | 53,26 | 57,28 | 472 850 | 665 113 |
| 12/08/11 | 40,00 | 52,93 | 59,84 | 462 269 | 669 694 |
| 13/08/11 | 50,42 | 54,15 | 56,23 | 418 516 | 612 140 |
| 14/08/11 | 43,25 | 52,02 | 58,12 | 372 131 | 553 055 |
| 15/08/11 | 43,37 | 53,61 | 59,00 | 384 824 | 565 469 |
| 16/08/11 | 48,16 | 54,67 | 57,00 | 458 706 | 656 841 |
| 17/08/11 | 42,00 | 52,87 | 58,00 | 478 828 | 680 118 |
| 18/08/11 | 44,56 | 54,30 | 58,17 | 488 888 | 692 239 |
| 19/08/11 | 41,21 | 54,09 | 60,07 | 496 873 | 692 128 |
| 20/08/11 | 44,79 | 53,27 | 58,46 | 425 444 | 614 671 |
| 21/08/11 | 44,90 | 51,51 | 62,00 | 372 296 | 561 833 |
| 22/08/11 | 39,20 | 54,59 | 59,84 | 474 559 | 680 180 |
| 23/08/11 | 51,13 | 58,22 | 65,25 | 509 343 | 707 273 |

| | | | | | |
|----------|-------|-------|-------|---------|---------|
| 24/08/11 | 49,57 | 58,35 | 68,21 | 531 414 | 714 416 |
| 25/08/11 | 50,13 | 56,53 | 64,75 | 529 284 | 718 864 |
| 26/08/11 | 45,12 | 54,23 | 59,84 | 519 807 | 717 622 |
| 27/08/11 | 52,60 | 55,89 | 60,18 | 432 920 | 620 099 |
| 28/08/11 | 49,00 | 53,54 | 60,20 | 380 781 | 569 201 |
| 29/08/11 | 50,42 | 58,29 | 64,50 | 501 911 | 697 962 |
| 30/08/11 | 51,00 | 57,91 | 63,50 | 523 471 | 726 533 |
| 31/08/11 | 44,75 | 55,63 | 62,64 | 520 546 | 722 261 |

4.2.1. Energia Contratada

A energia contratada, no mercado diário, corresponde à energia comprada com o intuito de satisfazer as necessidades do SEE.

Na figura 4.1 pode-se observar a variação diária da energia contratada, no mercado diário ao longo do mês de Agosto de 2011 e 2016. A energia de cada dia corresponde ao somatório das energias contratadas em cada hora desse dia.

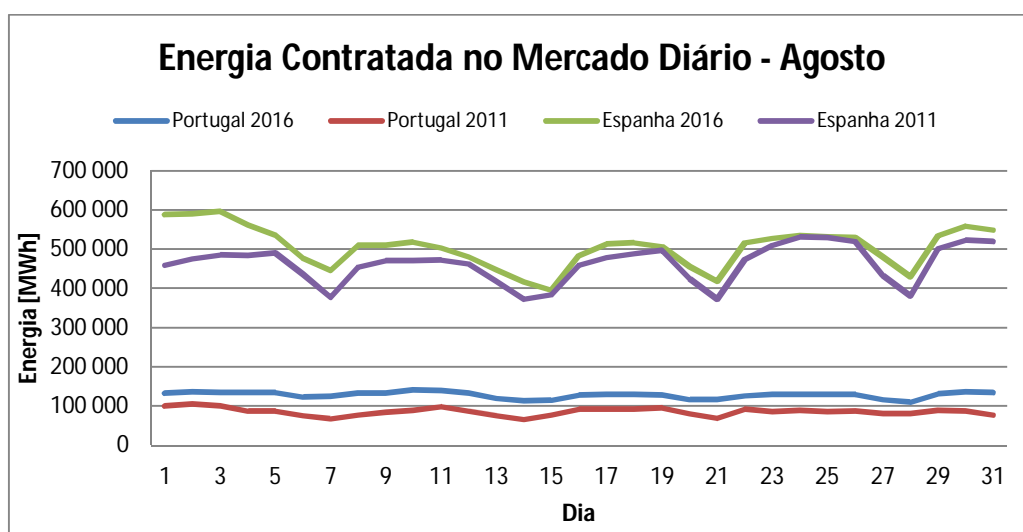


Figura 4.1 Energia contratada no Mercado Diário em Portugal e Espanha - Agosto de 2016.

Pela análise do gráfico pode-se constatar que a energia obtida por Portugal, em comparação com a adquirida por Espanha, tem pouca relevância para o funcionamento do mercado. A energia contratada por Portugal corresponde a aproximadamente 20% do total da energia transferida no mercado diário. A diferença de valores, ver tabela 4.5, é de tal forma acentuada que podemos afirmar que é a Espanha que determina o preço da energia no mercado ibérico. Na figura 4.1 pode-se observar ainda que entre Agosto de 2011 e Agosto de 2016 existiu um aumento considerável da quantidade de energia contratada no mercado diário, aproximadamente 15%, em relação ao mesmo período de 2011.

Tabela 4.5 Energia contratada durante o mês de Agosto de 2016

| Mercado Diário | Total Energia (MWh) |
|----------------|---------------------|
| Portugal | 3 966 216 |
| Espanha | 15 668 993 |
| MIBEL | 19 635 209 |

Esta diferença de energia contratada deve-se ao maior número de consumidores existentes no lado Espanhol e às maiores necessidades energéticas deste país.

Analisando a tabela 4.6, verifica-se que os contratos bilaterais representam cerca de 22.6% da energia contratada durante o mês de Agosto, confirmando que é no mercado diário que ocorre a maior quantidade de transacções de energia.

Tabela 4.6 Energia contratada com os contratos bilaterais - Agosto 2016

| MIBEL | Total Energia (MWh) |
|---|---------------------|
| Mercado Diário | 19 635 209 |
| Contratos Bilaterais | 5 732 879 |
| Mercado Diário com Contratos Bilaterais | 25368088 |

4.2.2. Preços no Mercado Diário

Os preços de Mercado Diário apresentados na figura 4.3 correspondem ao preço pago (*market clearing price*) à última unidade produtora a integrar o despacho realizado pelo OM .

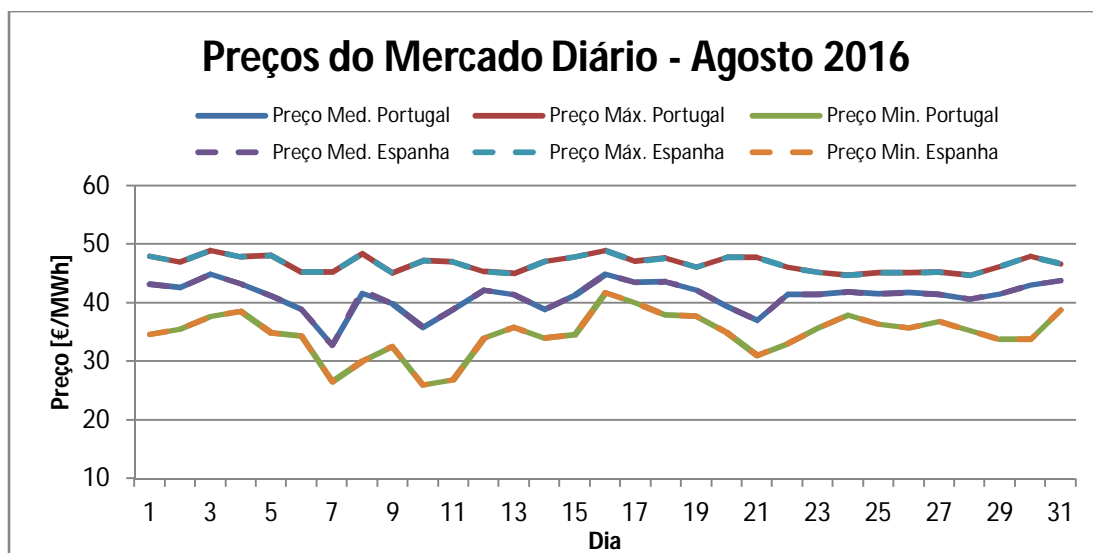


Figura 4.2 Variação dos preços médios, máximos e mínimos no Mercado Diário em Portugal e Espanha - Agosto de 2016.

Analisando o gráfico pode-se verificar que, durante todo o mês de Agosto, os preços de Portugal e Espanha são quase sempre iguais. Isto é um bom indicador para o desempenho do MIEBL, visto que assinala que quase não existiram separações de mercado.

Passando-se à análise dos valores de energia contratada no Mercado Diário dos períodos correspondentes ao mês de Agosto de 2011 e 2016, figura 4.4 e 4.5, pode-se verificar que existiu uma diminuição do preço médio da energia. Este pode ser um bom indicador considerando que um dos propósitos da reestruturação do mercado era a diminuição dos preços da energia eléctrica através da competitividade no sector da produção.

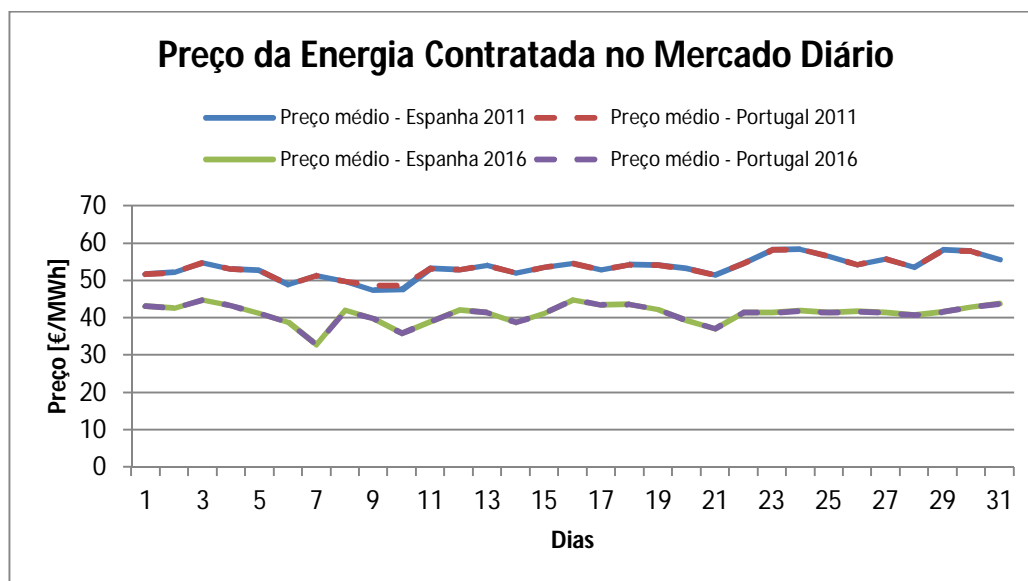


Figura 4.3 Comparação entre os preços da energia contratada em Agosto de 2011 e 2016.

Pode-se observar na figura 4.5 que o preço médio da energia contratada em 2016 sofreu uma diminuição quando comparado com o período homólogo do ano 2011. Embora o ano de 2016 não tenha terminado, verifica-se que o comportamento dos preços se apresenta idêntico, exceptuando a variação contrária em Fevereiro e o aumento mais acentuado dos preços em Maio e Junho de 2016.

Verifica-se também, que em 2016 o preço nos dois países difere com menos periodicidade, o que indica que ocorreram menos separações de mercado. Esta diferença no preço de mercado indica que ocorreram congestionamentos nas linhas de interligação no sentido de Portugal para Espanha.

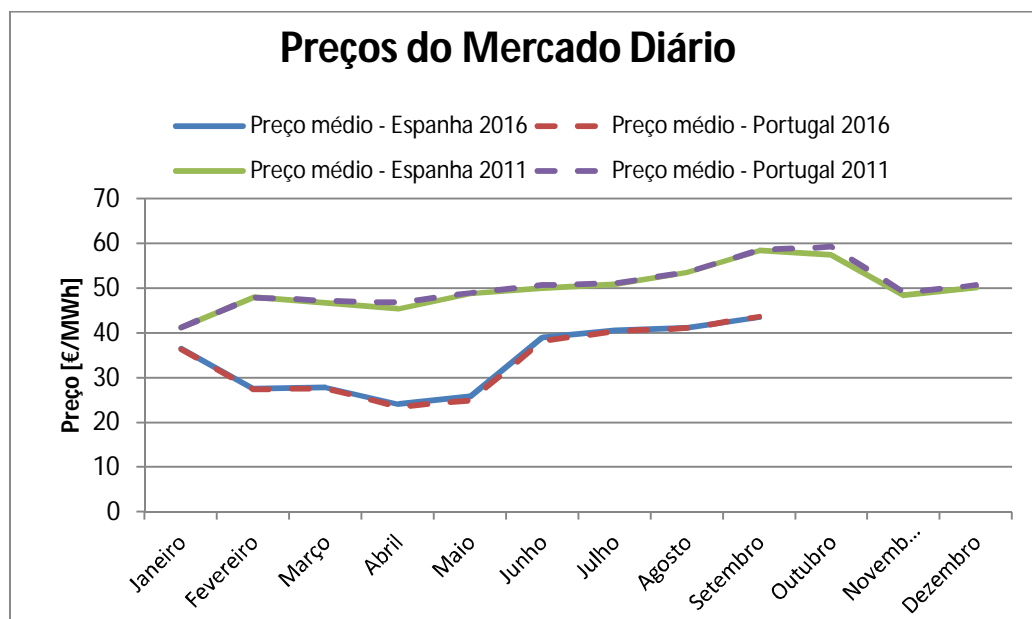


Figura 4.4 Comparação do preço de energia contratada entre 2011 e 2016.

Comparando os dois anos, verifica-se que em 2011 o congestionamento das linhas acontecia maioritariamente no sentido de Espanha para Portugal, no entanto, em 2016 esta tendência inverteu-se passando a maior parte dos congestionamentos a ocorrer no sentido de Portugal para Espanha.

A menor ocorrência de variações nos preços de mercado entre Portugal e Espanha é um bom indicador para o MIBEL, visto que demonstra uma evolução positiva no desempenho deste como mercado único.

Na figura 4.6 pode-se observar a variação do preço do Mercado Diário ao longo do mês de Agosto de 2016.

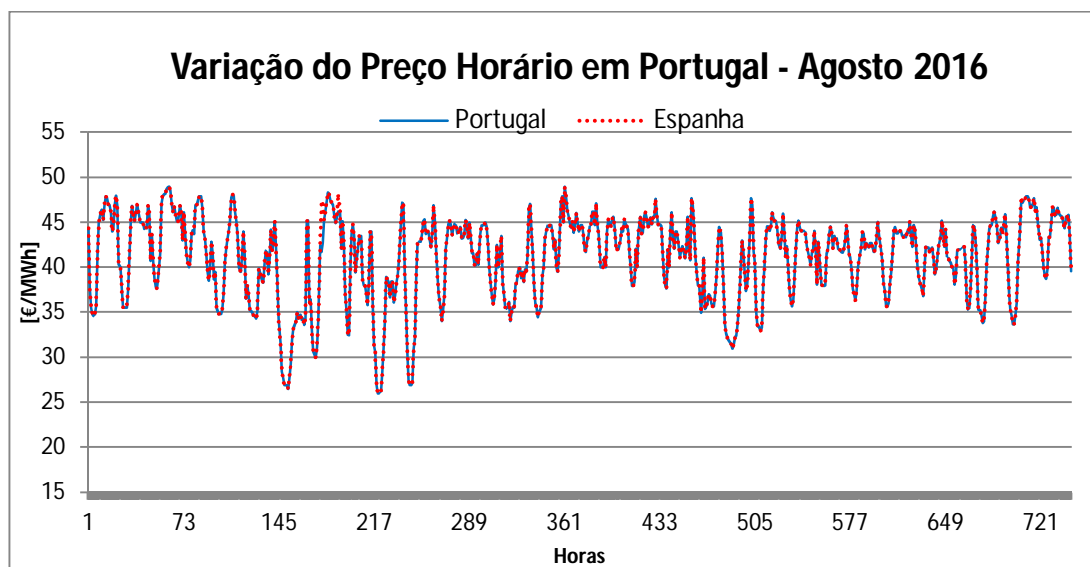


Figura 4.5 Variação horária do preço do Mercado Diário em Portugal - Agosto de 2016

Observa-se na figura 4.6 a volatilidade que existe na variação dos preços no mercado diário. Por outro lado, o facto de o preço em Espanha ter sido ligeiramente superior ao preço em Portugal, entre a 162 e a 192 hora, significa que ocorreu *Market splitting* devido ao congestionamento das linhas de interligação no sentido de Portugal para Espanha.

4.2.3. Market Splitting

O *Market Splitting* é um mecanismo de separação de mercados utilizado na gestão das interligações entre Portugal e Espanha, que permite efectuar a alocação da capacidade disponível de forma segura. Após a alocação da capacidade em mercado, os congestionamentos são resolvidos pelos ISO de cada país através de acções de balanço coordenadas entre ambos.

No MIBEL o funcionamento do mercado de energia diário decorre da simbiose dos mercados de Portugal e Espanha. Este funcionamento em mercado único está sujeito à capacidade de transmissão de energia eléctrica das linhas de interligação entre os dois países. Caso estas atinjam a capacidade máxima, vai ocorrer a separação do mercado, e passa-se a ter um mercado diário com preços de energia eléctrica diferentes para cada um dos países.

Se a variação dos preços durante o dia 8 do mês de Agosto de 2016 for analisada, figura 4.7, verifica-se que existe uma separação de preços entre Portugal e Espanha das 8 horas às 11 horas e das 21 às 23 horas. Esta variação indica-nos que ocorreu a separação dos mercados.

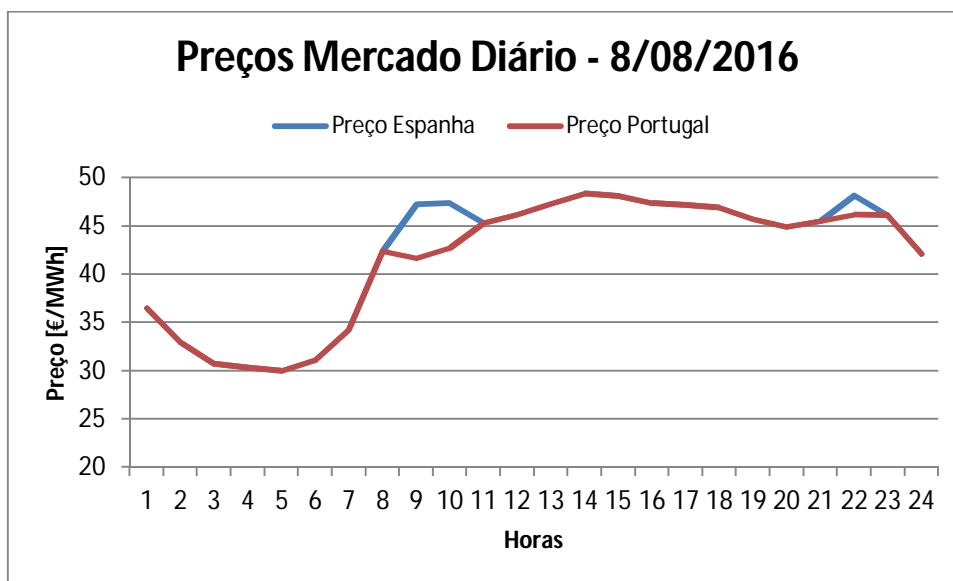


Figura 4.6 Variação do preço da energia contratada no dia 8 de Agosto de 2016.

A figura 4.8 apresenta os valores de importação e exportação de energia eléctrica para o dia em análise. Pode-se observar que antes de ocorrer a separação de mercado existe uma variação acentuada da energia eléctrica transmitida de Portugal para Espanha, e que os períodos horários onde ocorreram separações de mercado coincidem, precisamente como esperado, com os picos de transmissão de energia entre os países.

Verifica-se também, que a capacidade máxima de transmissão de energia pela interligação entre os países decorreu pelas 8 horas e que o mecanismo de *market splitting* foi utilizado, originando a separação de mercados.

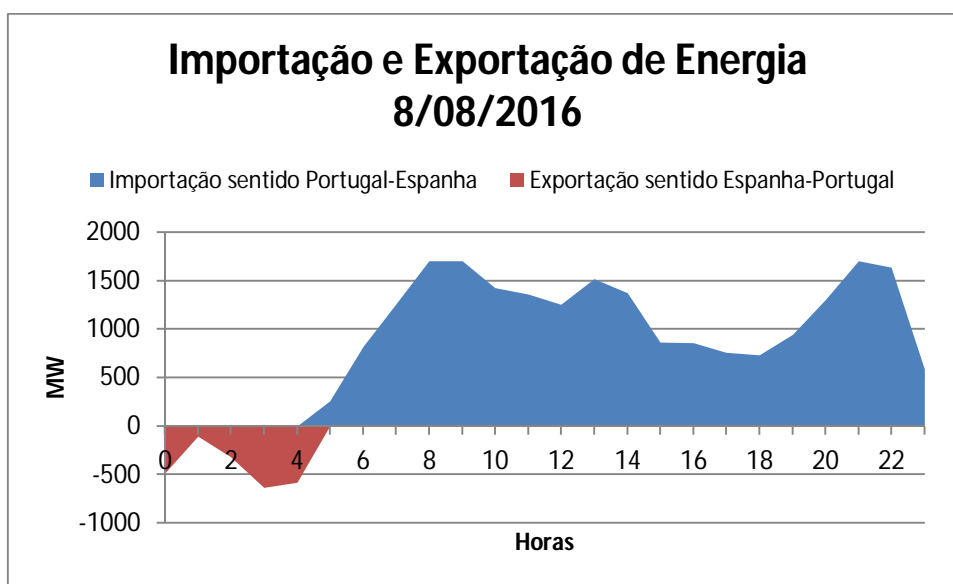


Figura 4.7 Importação e Exportação de energia eléctrica a 8 de Agosto de 2016.

Procedendo ao cálculo da diferença de preços entre os mercados de Portugal e Espanha, figura 4.9, pode-se ficar a saber quando existe separação de mercados e qual o sentido do congestionamento. Quando ocorre um congestionamento no sentido de Portugal para Espanha, o preço em Espanha vai aumentar porque é necessário colocar uma central em serviço que tinha ficado acima do preço de mercado obtido.

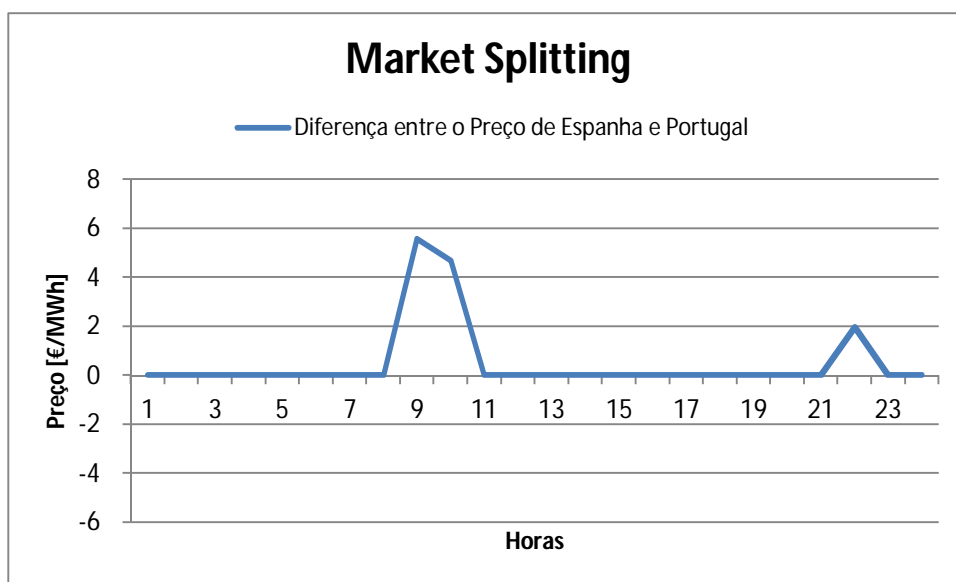


Figura 4.8 Cálculo da diferença de preços entre os Mercados de Portugal e Espanha.

Neste caso, como foi obtida uma diferença positiva, pode-se concluir que o congestionamento ocorreu no sentido de Portugal para Espanha.

Nas figuras 4.10 e 4.11 observa-se a variação da capacidade disponível e da ocupação das linhas de interligação para o mês de Agosto dos anos de 2011 e 2016, respectivamente.

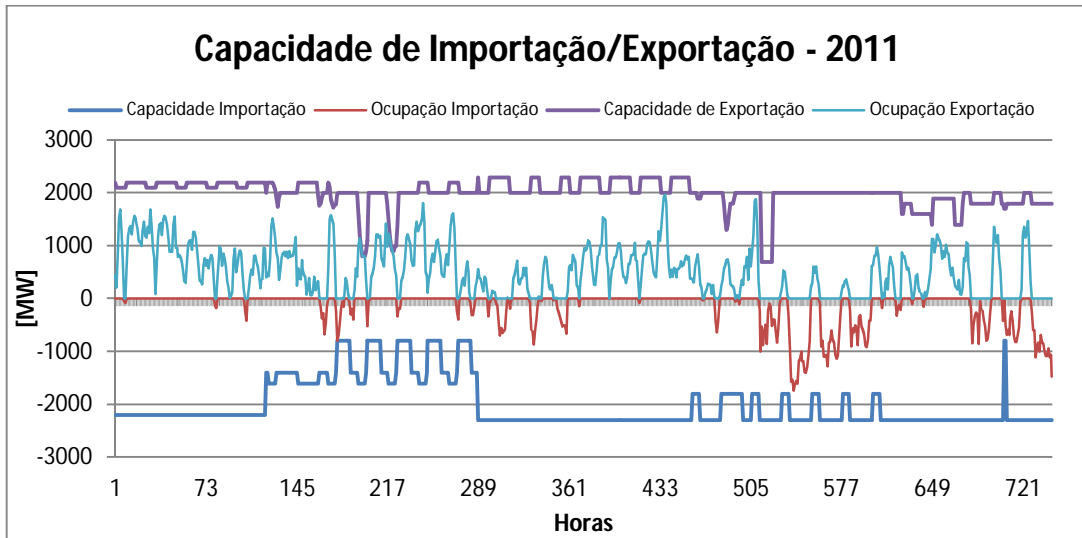


Figura 4.9 Variação em Agosto de 2011 da capacidade disponível e da ocupação da linhas de interligação.

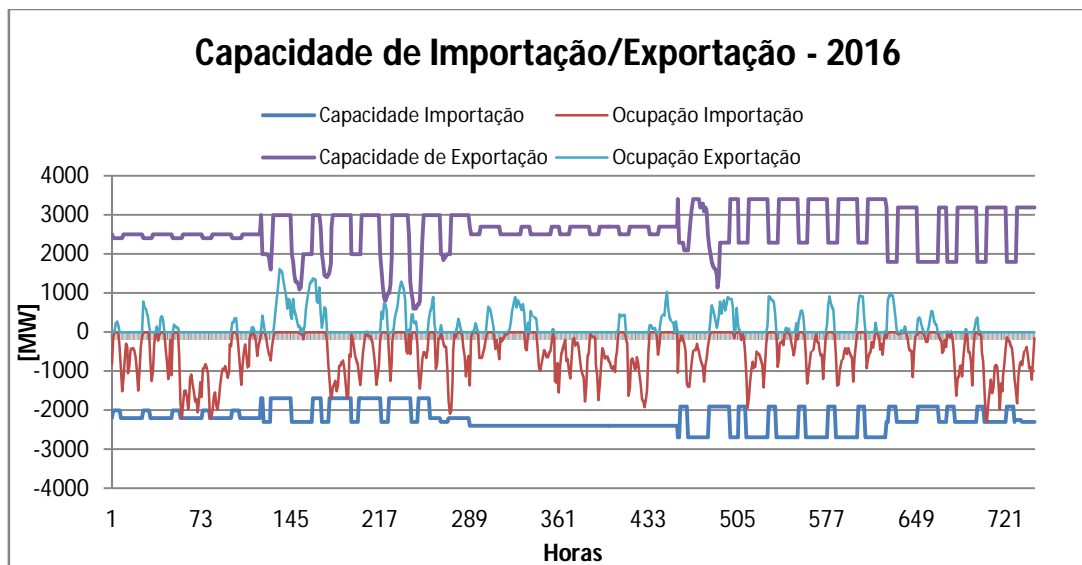


Figura 4.10 Variação em Agosto de 2016 da capacidade disponível e da ocupação da linhas de interligação.

Nestas figuras pode-se identificar qual é o país que teve uma maior quantidade de energia eléctrica exportada ou importada, e verificar que ocorreu uma separação de mercado caso a ocupação das linhas de interligação iguale a capacidade disponível. Identifica-se também, a alteração do comportamento de importação/exportação para o mês de Agosto dos dois anos analisados, como referido na análise da figura 4.5.

4.2.4. Tecnologias a Mercado

É utilizado o termo tecnologias, para se referir ao tipo de fonte primária utilizada para a produção da energia eléctrica que vai a mercado. Embora existam diferenças na regulamentação entre Portugal e Espanha, como é o caso da PRE que em Portugal não vai a mercado e a existência de energia nuclear em Espanha, o funcionamento do MIBEL permite que os consumidores sejam fornecidos por energia proveniente de ambos os países.

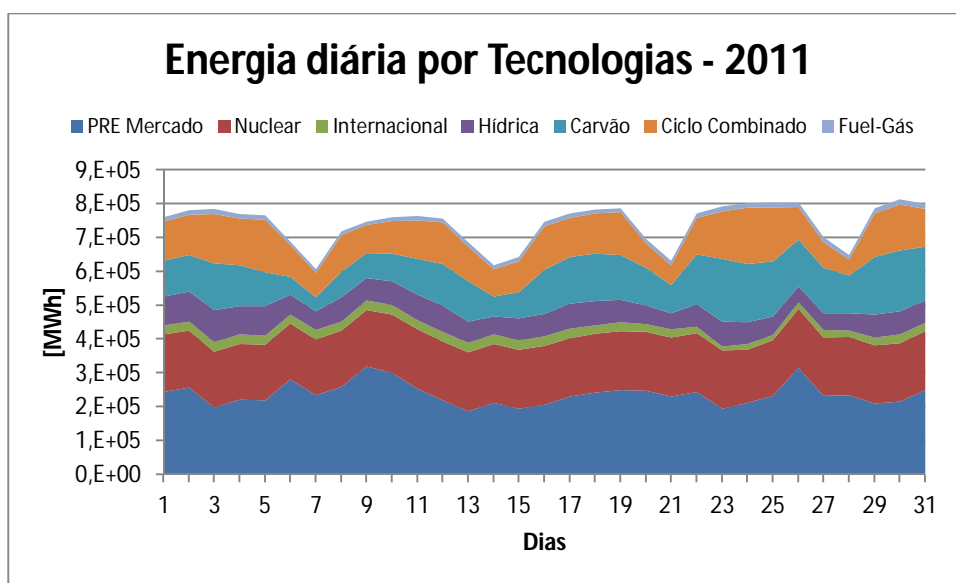


Figura 4.11 Energia diária, por tecnologia, que vai a mercado em Agosto 2011.

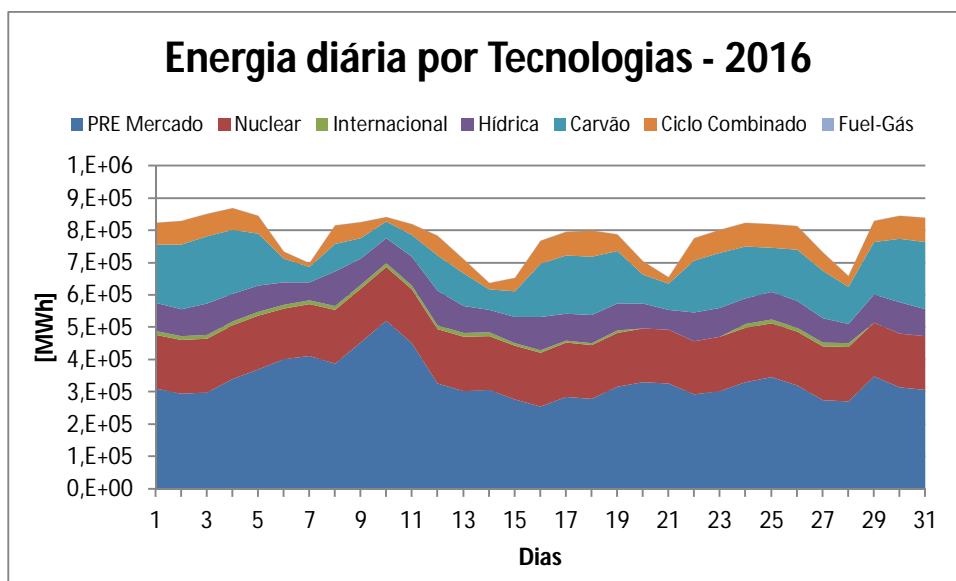


Figura 4.12 Energia diária, por tecnologia, que vai a mercado em Agosto 2016.

As figuras 4.12 e 4.13 identificam as tecnologias que foram a mercado no mês de Agosto de 2011 e 2016, respectivamente. Destas figuras pode-se observar que a energia em mercado aumentou de 2011 para 2016. Pode-se também observar a existência de energia eléctrica internacional no mercado. Denomina-se por energia internacional, toda a energia que seja proveniente do exterior do MIBEL, como por exemplo a energia proveniente das ligações de Espanha com a França e Espanha com Marrocos.

Das tecnologias que foram a mercado, deve ser salientado o caso da energia proveniente da PRE que aumentou a sua participação em mercado. A pouca presença de energia hídrica pode derivar do facto de Agosto corresponder a um mês de pouca precipitação.

O aumento da quantidade de energia eléctrica em mercado leva ao aumento da competição neste, o que pode ajudar a explicar a diminuição dos preços verificada na figura 4.4.

4.2.5. Mercado Intradiário

O mercado intradiário serve como mecanismo de equilíbrio, possibilitando que os produtores ajustem a produção das suas unidades tendo em conta o despacho realizado no dia anterior e a demanda existente.

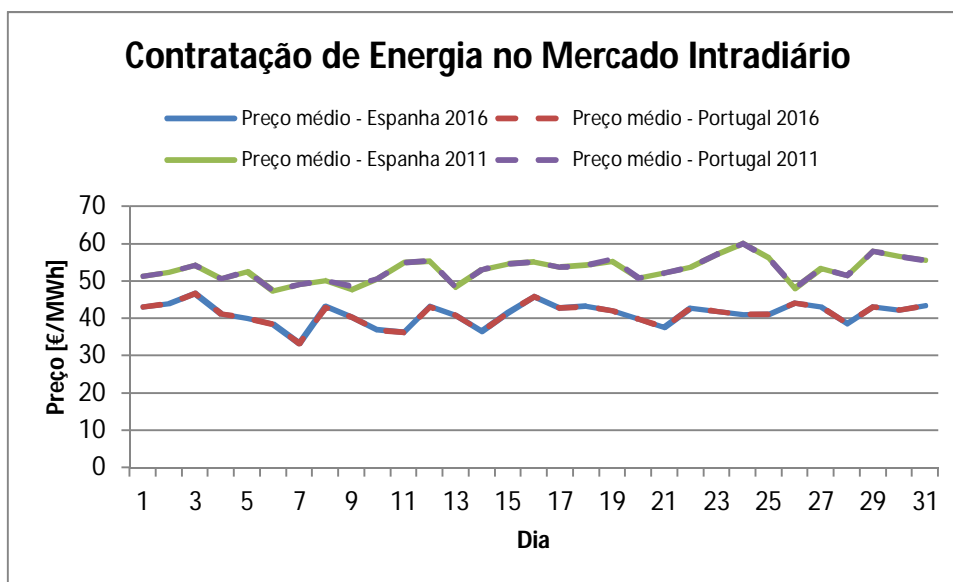


Figura 4.13 Variação o preço da energia contratada no Mercado Diário em Agosto de 2011e 2016.

Pode-se observar na figura 4.14 que o preço pago pela energia eléctrica no mercado intradiário, em Agosto de 2016, foi menor do que preço pago no mesmo período do ano de 2011.

Na figura 4.15 verifica-se uma diminuição do volume transaccionado entre Agosto de 2011 e Agosto de 2016.

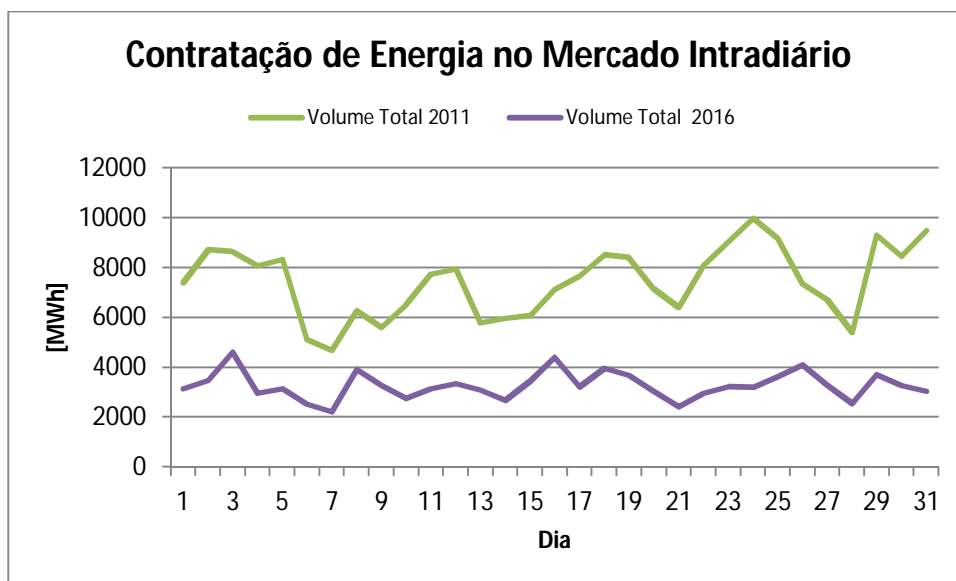


Figura 4.14 Variação do volume de energia no Mercado Intradiário de Agosto de 2011 e 2016.

Esta diminuição permite considerar que as previsões da demanda são cada vez mais exactas, evitando assim a necessidade de transaccionar um grande volume de energia neste mercado para equilibrar a produção com a procura. Este facto é um bom indicador da melhoria na previsão da carga do MIBEL.

4.2.6. Mercado de Serviços de Sistema

A contratação de reserva secundária e terciária é realizada em Portugal através de mercados criados para o efeito desde Julho de 2007. Em Espanha os serviços do sistema, nomeadamente, a reserva secundária, a reserva terciária, a gestão de desvios e a resolução de restrições técnicas, são contratados em mercados próprios desde 1998.

Para a análise aos dados ser mais simples, convém explicar como se realiza a sua contratação.

Os agentes de cada área de balanço apresentam as propostas de venda para cada hora de contratação, ao mesmo tempo que o ISO especifica o requisito da banda de reserva de regulação secundária. Estes requisitos decompõem-se em dois termos, um deles diz respeito à reserva a subir e corresponde a 2/3 da banda especificada e a outra à banda a descer e corresponde ao restante 1/3 da banda especificada.

Em seguida, o ISO ordena as propostas por ordem crescente e determina as propostas aceites através da intersecção da curva das propostas com a recta vertical que corresponde ao valor especificado para aquela hora. O valor que resulta da intersecção é o valor ao qual a banda de reserva de regulação vai ser contratada. De acordo com os dados analisados a banda de regulação secundária é sempre superior, como seria esperado, ao valor de banda necessário para cada hora. As propostas enviadas por cada produtor são sempre aceites na totalidade, o que implica que a última proposta a ser aceite é sempre despachada na íntegra.

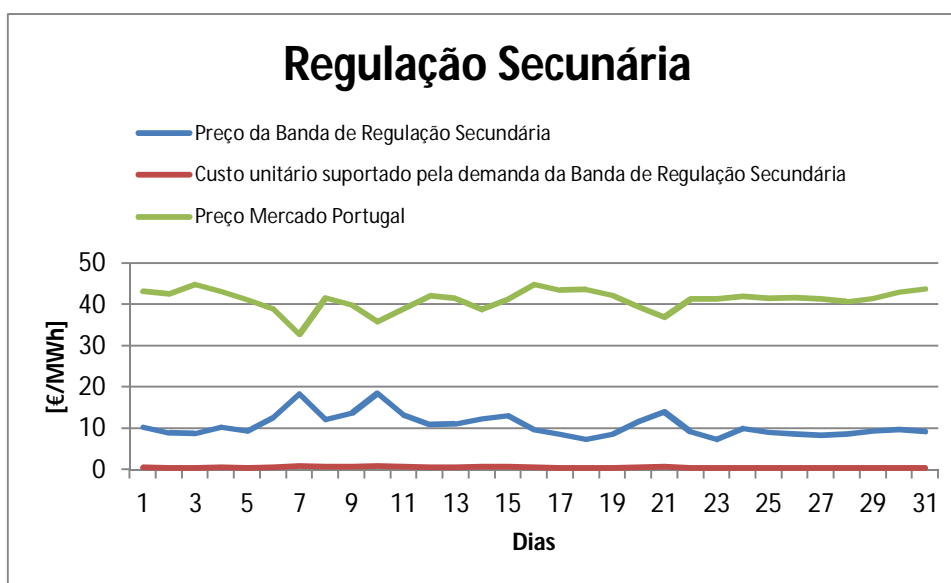


Figura 4.15 Comparação da variação do preço da banda de Regulação Secundária com a evolução do preço diário do Mercado Diário - Agosto 2016

Ao analisar a figura 4.16, verifica-se que durante todo o mês de Agosto o preço de Mercado Diário foi superior ao preço da banda de regulação secundária. Verifica-se também, que o preço de banda de regulação secundária responde de forma inversa ao comportamento apresentado pelo preço de mercado diário.

A reserva terciária corresponde também a um serviço do sistema que pode é contratado em ambiente de mercado.

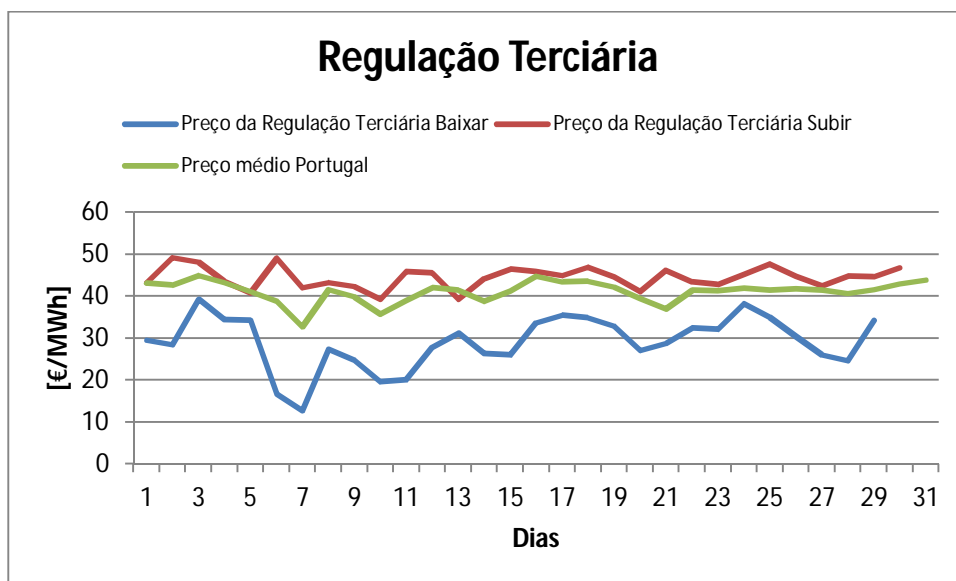


Figura 4.16 Evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer e comparação com o preço médio diário em Portugal - Agosto de 2016.

Pode-se observar pela figura 4.17, que o preço diário da regulação a subir foi sempre mais elevado do que o preço diário da regulação a descer, e que o preço médio do mercado diário em Portugal mantém-se quase sempre dentro da banda de regulação terciária.

Convém assinalar que o preço de regulação terciária a baixar deve ser interpretado como o preço que o produtor está a perder para diminuir a sua produção. Desta forma, as propostas de reserva de regulação terciária são ordenadas de forma decrescente. Se existir excesso de produção no sistema, o ISO reúne as propostas de energia de regulação terciária e começa a chamar as mais caras de forma sucessiva até que a necessidade de energia de regulação terciária seja satisfeita. O preço a pagar pela energia de regulação terciária corresponde ao preço da última proposta de regulação terciária que foi activada na hora em causa.

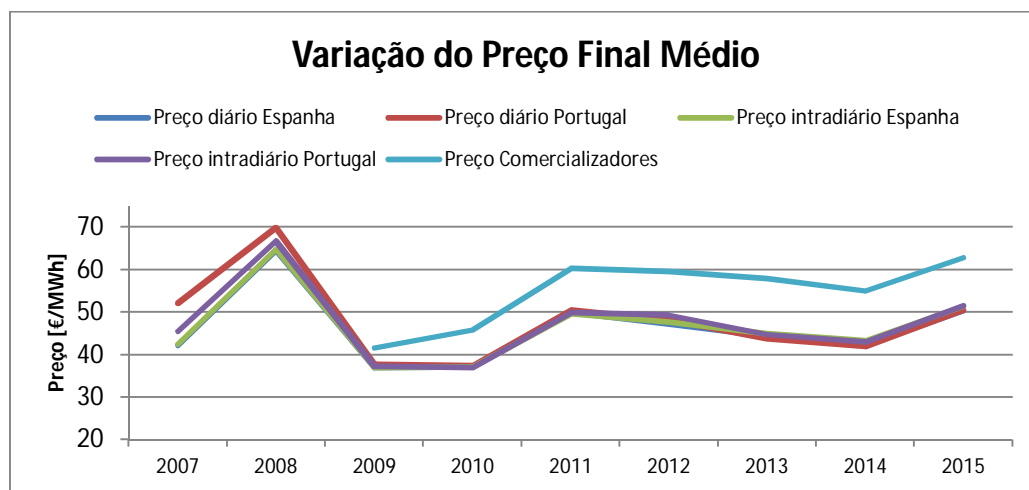


Figura 4.17 Evolução do preço final médio da energia contratada pelos comercializadores de referência, comercializadores livres e consumidores directos.

Pode-se observar na figura 4.17 que o preço pago pela energia eléctrica contratada pelos comercializadores de referência, comercializadores livre e os consumidores directos no mercado de energia eléctrica apresenta um comportamento idêntico ao do mercado diário e intradiário. Verifica-mos que ocorre uma variação negativa de 2009 para 2011 e de 2014 para 2015. Durante o período de 2011 a 2014, apresenta uma evolução positiva.

O consumidor directo vai pagar a energia consumida directamente ao preço do mercado, o comercializador livre e de referência são o último agente antes do consumidor final.

Na análise aos gráficos, ao longo deste capítulo, foi colocada a possibilidade de que a diminuição do preço da energia era um bom indício da melhoria no funcionamento do mercado, no entanto, esta variação pode não se dever a uma melhoria do mercado mas a questões económicas, variações de preços das matérias-primas das centrais, etc.

Se apenas fosse considerada a variação de 2011, para 2016, havia realmente uma diminuição dos preços em mercado, no entanto, se for considerado toda a evolução desde o início do MIBEL (2007), podemos afirmar que praticamente não existiram diferenças nos preços de mercado. Podemos então concluir de uma forma algo rudimentar, visto que o preço de mercado depende de muitos factores internos e externos ao sector, que não se encontra cumprido o objectivo de diminuição de preços com a implementação do mercado liberalizado.

5. Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões do trabalho desenvolvido sobre o tema de Mercados de Energia Eléctrica - MIBEL. É realizada uma síntese das tarefas efectuadas nos capítulos anteriores, destacando as mais importantes. Indicam-se algumas sugestões de trabalhos futuros.

5.1. Conclusões principais

Nesta dissertação foi abordada a reestruturação do sector de energia eléctrica e a implementação do MIBEL.

O sector de energia eléctrica era caracterizado por monopólios verticalmente integrados em toda a sua estrutura, desde a produção, o transporte, a distribuição até à comercialização. Estes monopólios eram controlados por uma única empresa que operava em toda a área geográfica do país, ou seja sem concorrência.

Nos anos 90 iniciou-se a reestruturação do sector de energia eléctrica, Chile e Inglaterra, que alterou todo o funcionamento do SEE. Este processo consistiu na desregulação do sector que anteriormente funcionava de uma forma verticalmente integrada para um sistema horizontal. Este novo sistema possibilitava a liberalização das diferentes estruturas que agora se apresentavam independentes (em termos de exploração) de forma a existir concorrência.

De todas as estruturas do SEE, o transporte e a distribuição de energia eléctrica merecem especial atenção. Estas estruturas funcionam através de empresas públicas, ou por concessões a privados, visto que não seria viável a construção de novas redes de transporte e distribuição. De forma a coordenar todas as operações necessárias ao bom funcionamento de todo o sistema de energia eléctrica, foi criado o Operador Independente do Sistema, tendo como principal objectivo manter a segurança e fiabilidade do sistema através da coordenação dos participantes. Outro aspecto a salientar está relacionado com o início da criação de mecanismos de mercado, passando-se assim de uma situação em que apenas era possível negociar energia através da realização de contratos bilaterais, para um funcionamento em mercado de energia eléctrica, denominado como mercado *pool*. No mercado *pool*, a energia eléctrica é transaccionada através da agregação de propostas de compra e venda, ou só de venda, e é determinado o preço de custo marginal. Este preço de custo marginal é conseguido pela intersecção da curva da produção com a curva da demanda e é o preço que todas as unidades produtoras despachadas vão receber pelo fornecimento de energia eléctrica. Para controlar todo o processo de compra e venda, despacho das unidades produtoras consoante o

preço de custo marginal, foi criado o Operador de Mercado. O mercado funcionar com contratos bilaterais firmados directamente, no entanto, os mercados com base nos contratos bilaterais necessitam sempre da existência de um mercado de balanceamento, *pool*, de forma a realizar os acertos necessários entre produção e a demanda. Pode-se ter então um funcionamento misto onde existe mercado *pool* e contratos bilaterais.

Tendo em conta todo este processo de reestruturação, pelo mundo fora, iniciou-se o processo de formação do MIBEL. Para Portugal criar as condições de abertura necessárias no mercado de energia eléctrica foi necessário regular as redes de transporte e distribuição, uma vez que era inviável duplicar essas redes. Era então necessário que ocorresse a cessação dos CAE, visto que, estes eram um entrave à participação e competição da produção no mercado. Para não prejudicar as entidades produtoras envolvidas na cessação destes contratos foram criados os CMEC.

Depois de diversos impasses e negociações entre Portugal e Espanha, o primeiro passo para a criação do MIBEL foi dado em 1998 e começou em operação em 2007. Com o objectivo de ser imparcial, o mercado deve funcionar com base na transparência, objectividade, liquidez, auto-organização e de forma integrada com os mesmos preços em toda a Península Ibérica. A implementação deste mercado foi também realizada com o intuito de aproveitar, da forma mais eficiente, os recursos existentes em Portugal e Espanha e adoptar uma metodologia única que levasse à definição de um único preço na Península Ibérica. O bom funcionamento do MIBEL encontra-se muito dependente das interligações existentes entre os dois países uma vez que, quando a capacidade máxima das linhas é atingida, os despachos realizados não podem ser executados e é necessário recorrer a um mecanismo denominado *Market Splitting*. Este mecanismo permite realizar a separação de mercados passando de um funcionamento em preços únicos, para um funcionamento de preços independentes em Espanha e Portugal devido ao congestionamento das linhas de interligação. Sendo um dos principais objectivos do MIBEL a operação em mercado único, é necessário que as linhas de interligação sejam reforçadas para reduzir ao máximo os congestionamentos. Tem-se assistido a um aumento progressivo destas linhas, no entanto, este pode ainda não ser suficiente uma vez que, ainda ocorrem separações de mercado.

Sendo um dos principais objectivos do MIBEL tornar possível a existência de um mercado único de referência a nível da Península Ibérica, de forma a possibilitar uma evolução para um mercado de maiores dimensões a nível Europeu, é essencial que exista uma boa coordenação entre o OM e o ISO. O primeiro encontra-se encarregue do despacho económico das unidades de produção de energia eléctrica, enquanto o ISO tem como função a coordenação técnica da exploração do SEE, de forma a manter o sistema em funcionamento com segurança, fiabilidade e estabilidade. Os serviços do sistema (ou serviços auxiliares) surgem com esta finalidade e são operados e contratados, pelo ISO, em mercados próprios.

5.2. Conclusões específicas

A análise aos dados obtidos centra-se na caracterização e observação do comportamento do mercado, bem como na evolução apresentada nos seus parâmetros de forma a avaliar se o MIBEL está a aproximar-se dos objectivos pretendidos. A análise foi referente ao mês de Agosto de 2011 e 2016, de forma a obter uma análise entre a maior quantidade de valores próximos da implementação e os mais actuais possível.

Relativamente ao Mercado Diário, foram analisados os resultados referentes à energia contratada, ao preço no Mercado Diário, ao *Market Splitting* e ainda às tecnologias que vão a mercado. Os resultados obtidos mostram que a energia contratada por Espanha no mercado diário é muito superior à contratada por Portugal devido principalmente ao número de consumidores que fornece. É importante salientar que em Portugal toda a energia proveniente da PRE entra directamente na rede, o que diminui a quantidade de energia adquirida pelo mercado. Em Espanha os produtores têm a opção de ir a mercado, ou de produzirem directamente para a rede a uma tarifa definida.

Relativamente aos preços obtidos no Mercado Diário, verificou-se que existe uma diminuição dos preços relativamente ao mesmo período entre 2011 e 2016.

Relativamente ao mecanismo de *Market Splitting*, verificou-se que a sua utilização em 2016 diminuiu, quando comparado com 2011. O sentido do congestionamento permite identificar qual o país no qual o preço foi mais elevado. A maior percentagem ocorreu no sentido de Portugal para Espanha pelo que, nesta situação, o preço em Espanha aumentou tendo sido necessário colocar em serviço a última central que não foi despachada em Espanha e que, naturalmente, é mais dispendiosa (tem maior preço marginal). De modo geral, a subida de preço ocorre no país que está a importar a energia.

Nos mercados de Serviços de Sistema verifica-se que em Portugal a banda contratada a subir foi sempre superior à banda contratada a descer porque o TSO contrata uma dada banda, repartindo-a em 2/3 a subir e 1/3 a descer. O TSO Espanhol não usa a regra referida anteriormente mas, verificou-se que a banda contratada a subir foi sempre superior à banda contratada a descer. Comparando a banda contratada em Portugal com a banda contratada em Espanha, verifica-se que esta última é muito superior pois a dimensão do sistema eléctrico Espanhol também o é.

Relativamente à energia de regulação terciária mobilizada, verificou-se que houve mais energia mobilizada a descer e que esta energia foi quase sempre superior à energia secundária mobilizada. Este comportamento tem como fundamentação o facto de a energia

terciária ser utilizada para substituir e complementar a energia secundária, assim como para colmatar erros nas previsões de eólica.

De forma geral, pode-se concluir que o Mercado Ibérico de Energia Eléctrica apresentou uma evolução positiva entre o ano de 2011 e o ano de 2016. Para este resultado contribuiu o progressivo aumento da capacidade das interligações existentes entre Portugal e Espanha pois, tal como referido anteriormente, o mercado funcionou cada vez mais como um mercado único ao nível da Península Ibérica, ocorrendo uma diminuição da utilização do mecanismo de *Market Splitting*.

5.3. Sugestões de trabalhos futuros

Como possíveis desenvolvimentos futuros, seria interessante que a legislação Portuguesa, no que diz respeito à produção em regime especial, passe a permitir a participação da PRE no Mercado Diário do MIBEL. Esta alteração poderia ser um grande passo para que a energia disponível no Mercado Diário Português aumentasse e, conseqüentemente houvesse a possibilidade de ocorrer um decréscimo nos preços praticados neste mesmo mercado.

Em relação aos Serviços de Sistema, é extremamente importante que se prossiga com a aplicação do modelo de uniformização actualmente em execução, melhorando a coordenação e contratação dos Serviços de Sistema no MIBEL e possibilitando, num futuro próximo, a implementação de uma solução multi-TSO para o intercâmbio entre os sistemas eléctricos na Europa.

6. Referências bibliográficas

1. Santana, J., *A concorrência no sector eléctrico*. 2003, IST/UTL, Lisboa.
2. Gomes, M.H.R., *Novos mecanismos de mercado de energia eléctrica e de serviços auxiliares em sistemas eléctricos*. 2007, Universidade do Porto.
3. GERMAIN, C.J.E., *Multi-agent system for modelling the restructured energy market*. 2006.
4. Rudnick, H., *The electric market restructuring in South America: successes and failures on market design*. Plenary Session, Harvard Electricity Policy Group, San Diego, California, 1998.
5. Larsen, E. and D. Bunn, *Deregulation in electricity: understanding strategic and regulatory risk*. Journal of the Operational Research Society, 1999. **50**(4): p. 337-344.
6. Iacobucci, E., M. Trebilcock, and R.A. Winter, *Economic Deregulation of Network Industries: Managing the Transition to Sustainable Competition*. Research Paper, 2004(23).
7. Bacon, R. and J. Besant-Jones, *Global electric power reform, privatization, and liberalization of the electric power industry in developing countries 1*. Annual Review of Energy and the Environment, 2001. **26**(1): p. 331-359.
8. Crow, R.T., *What works and what does not in restructuring electricity markets: "not invented here" is a recipe for disaster*. Business Economics, 2002. **37**(3): p. 41-57.
9. Joskow, P.L., *Restructuring, competition and regulatory reform in the US electricity sector*. The Journal of Economic Perspectives, 1997. **11**(3): p. 119-138.
10. Berizzi, A., et al., *Impact of bilateral contracts on the Italian electricity market*. Bulk Power System Dynamics and Control-VI, 2004.
11. Lai, L.L., *Power system restructuring and deregulation: trading, performance and information technology*. 2001: John Wiley & Sons.
12. Joskow, P.L., *Deregulating and regulatory reform in the US electric power sector*. 2000.
13. Zhong, J., *On some aspects of design of electric power ancillary service markets*. 2003: Chalmers University of Technology.
14. Barroso, L.A., et al. *Classification of electricity market models worldwide*. in *International Symposium CIGRE/IEEE PES, 2005*. 2005. IEEE.
15. Mahnitko, A., J. Gerhards, and S. Ribakovs, *Some aspects of pricing in the electric power markets*. ELEKTROENERGETIKA, 2009. **2**(4).
16. Petrov, K., *Electricity Markets and Principle Market Design Models*. KEMA Consulting GmbH, 2004.

17. *O negocio da electricidade em Portugal - Galp*. 2016 [cited 2016 Agosto, 14]; Available from: <http://www.galpenergia.com/PT/agalpenergia/os-nossos-negocios/Gas-Power/Power/Paginas/Negocio-da-electricidade-em-Portugal.aspx>.
18. Net2U. *Mibel - Legislação Portuguesa*. 2007 2007-02-27 [cited 2016 Agosto, 14]; Available from: <http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&mem=listado&relmenu=43&relcategoria=1043®ini=0>.
19. Net2U. *Mibel - Regulamentação Europeia*. 2007 2007-02-27 [cited 2016 Agosto, 14]; Available from: <http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&mem=listado&relmenu=81&relcategoria=1042®ini=0>.
20. Saraiva, J.P.T., M.T.C.P. da Silva, and P. de Leão, *Mercados de Electricidade-Regulação e Tarifação de Uso das Redes*. 2002: FEUP Edições.
21. Net2U. *Mibel - Documentos Constitutivos*. 2007 2007-02-27 [cited 2016 Agosto, 15]; Available from: <http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&relcategoria=1040&relmenu=38>.
22. *Portal ERSE - Tarifas e Preços*. 2016 [cited 2016 Agosto, 15]; Available from: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>.
23. Silva, C., *Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Electricidade no ano de 2010*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.
24. *Portal ERSE - Comercialização*. 2016 [cited 2016 Agosto, 14]; Available from: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/comercializacao/Paginas/default.aspx>.
25. *Sistema Electrico Espanhol*. 2016 [cited 2016 Agosto, 15]; Available from: <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoespanhol/Pages/SistElectES.aspx>.
26. Omip. *OMIP > OMIP > MIBEL*. 2016 [cited 2016 Agosto, 15]; Available from: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>.
27. Omip. *OMIP > OMIP > Perfil*. 2016 [cited 2016 Agosto, 15]; Available from: <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx>.
28. *Portal ERSE - Mercado a Prazo*. 2016 [cited 2016 Agosto, 15]; Available from: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>.
29. *Portal ERSE - Mercado Diario*. 2016 [cited 2016 Agosto, 14]; Available from: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiarario/Paginas/default.aspx>.
30. *OMIE*. 2016 [cited 2016 Agosto, 15]; Available from: <http://www.omie.es/pt/inicio>.

31. *Mercado Intradiajrio | OMIE*. 2016 [cited 2016 Agosto, 15]; Available from: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-in>.
32. de Matos Cardoso, C.F., *A Interligação Eléctrica entre Portugal e Espanha*. 2011, Master's thesis, Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa.
33. Redes, R.-D.P.d., *Capacidades Indicativas de Interligação para Fins Comerciais para o Ano de 2012*. 2011: Lisboa.
34. Lopes, J.P., et al., *Desenvolvimento de ferramentas de análise do impacto técnico da integração de microprodução e veículos eléctricos-parte II*. INESC Porto, 2012. **30**.
35. REGULADORA, E., *Manual de procedimentos do gestor do sistema*. 2009.
36. Kuzle, I., D. Bosnjak, and S. Tesnjak. *An overview of ancillary services in an open market environment*. in *Control & Automation, 2007. MED'07. Mediterranean Conference on*. 2007. IEEE.
37. Raineri, R., S. Rios, and D. Schiele, *Technical and economic aspects of ancillary services markets in the electric power industry: an international comparison*. *Energy policy*, 2006. **34**(13): p. 1540-1555.
38. *Portal ERSE - Harmonização Regulatória*. 2016 [cited 2016 Agosto, 15]; Available from: <http://www.erse.pt/pt/mibel/compatibilizacaoregulatoria/Paginas/default.aspx>.
39. Doorman, G.L. and R. van der Veen, *An analysis of design options for markets for cross-border balancing of electricity*. *Utilities Policy*, 2013. **27**: p. 39-48.
40. Van der Veen, R., A. Abbasy, and R. Hakvoort. *A qualitative analysis of main cross-border balancing arrangements*. in *2010 7th International Conference on the European Energy Market*. 2010. IEEE.
41. Esteves, J. *Interligações e Mercado de Serviços de Sistema-A realidade do MIBEL no contexto Europeu*. in *Acedido em: http://www.erse.pt/pt/Eventos/2011/Documents/Workshop%20ERSEGESEL*. 2011.
42. *REN*. 2016 [cited 2016 Agosto, 14]; Available from: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/Paginas/default.aspx>.
43. *ESIOS electricidad REE*. 2016 [cited 2016 Agosto, 14]; Available from: <https://www.esios.ree.es/es>.