



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

**Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica de Energia e
Automação**



Análise da integração dos mercados de banda de reserva secundária de Portugal e Espanha

IVO FILIPE LAMEIRÃO CARVALHO

(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores)

**Dissertação de Mestrado para obtenção do grau de Mestre em Engenharia
Eletrotécnica – ramo de Energia**

Orientadores:

**Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professor João Hermínio Ninitas Lagarto**

Júri:

**Presidente: Professor Luís Manuel dos Santos Redondo
Vogais: Professor Nivalde José de Castro
Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa**

Maio 2018

Agradecimentos

Quero começar por agradecer a todos aqueles que fizeram parte da minha vida contribuindo para o meu sucesso, e que ao longo desta me ajudaram a construir a pessoa que sou.

Um agradecimento aos meus orientadores, Professor Jorge Sousa e Professor João Lagarto, por terem aceite esta dissertação, por toda a disponibilidade, sugestões e contributos científicos disponibilizados que me possibilitaram concluir a dissertação. Quero também agradecer ao Professor Nivalde de Castro que me proporcionou a possibilidade de integrar o projeto de pesquisa "Regulação Econômica da Geração Termoelétrica: formas de contratação e metodologia de cálculo do custo de operação" desenvolvido com o apoio da ENEVA no âmbito do Programa de P&D regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL/Brasil.

Com muito orgulho, amor e carinho agradeço aos meus pais e à minha irmã, que me apoiaram em todos os momentos da minha vida. Aos meus avós, em especial ao meu avô Carvalho, pelos valores e motivação que me transmitiram tornando possível alcançar esta etapa.

Agradeço ainda à minha namorada por todo o apoio, paciência e motivação que sempre me deu.

Por fim, um agradecimento aos meus amigos mais próximos que me ajudaram a percorrer este caminho.

Resumo

As tendências europeias relativamente ao setor elétrico sugerem a integração dos vários mercados de eletricidade. Neste sentido, verificou-se um esforço agregado dos vários países, criando mercados regionais com a participação dos mesmos. No caso de Portugal, o MIBEL criou um mercado único de energia elétrica na Península Ibérica, mas os mercados de serviços de sistema, encontram-se isolados nos dois países. Estes serviços não possuem uma definição e classificação uniformizada internacionalmente, mas são eles que garantem o correto funcionamento e a segurança de um sistema elétrico.

Orientações mais recentes, por parte da União Europeia, levam ao desenvolvimento e criação de projetos de integração de mercados de reservas. Um dos serviços contratados na forma de mercado é a reserva secundária, que tem como função manter o equilíbrio entre a geração e o consumo, de modo a que a frequência volte aos valores de referência quando ocorre uma perturbação, ou desequilíbrio no sistema elétrico.

No presente trabalho foi desenvolvido um modelo que possibilita a simulação de mercados de banda de regulação secundária, com o qual se faz uma análise de preços e quantidades transacionadas no mercado de reservas secundárias português e espanhol. Foi também feita uma análise ao Despacho n.º 4694/2014 e à Diretiva n.º 3/2017 de modo a compreender a sua influência no preço da banda de regulação secundária portuguesa.

Através do modelo e fazendo algumas considerações é possível simular a integração dos dois mercados e notar aspetos onde poderá ser necessária a harmonização de algumas regras. Os resultados da integração revelam benefícios para os consumidores portugueses e para os produtores espanhóis, porém verificam-se prejuízos para os produtores portugueses e para os consumidores espanhóis. Relativamente à influência do Despacho n.º 4696/2014, foi constatada uma evolução do preço da banda de regulação secundária portuguesa mais próxima com o preço da banda espanhola.

Abstract

Indications from the European electricity sector, suggest the integration of the various electricity markets. In this sense, there was an aggregated effort of the various local system managers, creating regional markets with the participation of several countries. In the case of Portugal, MIBEL created a single energy market in the Iberian Peninsula, but the markets for ancillary services are isolated in both countries. These services don't have an internationally standardized definition and classification, but they guarantee the correct operation and safety of an electrical system.

More recent guidance from the European Union leads to the development and creation of projects to integrate reserve markets. The secondary reserve control is one of the ancillary services contracted in a market. This service function is to maintain the balance between generation and consumption, so that the frequency returns to the reference values when a disturbance or an imbalance occurs in the electric system.

The present work shows some of the existing proposals regarding models of market harmonization and integration. In this study, a model was developed that simulates secondary reserve markets, with which it was done an analysis of prices and reserve capacity contracted in the Portuguese and Spanish secondary reserves market.

Using the model and making some considerations it is possible to simulate the integration of the two markets, and to expose aspects where it might be necessary to harmonize some rules. The results show benefits for the Portuguese system operator, indirectly for Portuguese consumers, and for the Spanish suppliers. However, the integration is negative for Portuguese suppliers and for the Spanish system operator.

Índice

Capítulo 1 – Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento.....	3
1.2 - Motivação e Objetivos	4
1.3 - Estrutura do texto	6
Capítulo 2 - Serviços de sistema.....	7
2.1- Definição de serviços de sistema	11
2.2 - Classificação dos serviços de sistema	13
2.3 - Contratação e remuneração de serviços de sistema	16
2.4 - Integração de mercados de serviços de sistema.....	20
Capítulo 3 - O Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL).....	37
3.1- Caracterização do sistema elétrico.....	39
3.2- Sistema elétrico português.....	40
3.3- Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL)	43
3.4- Estrutura de mercados do MIBEL.....	46
3.4.1 - Mercado Diário	47
3.4.2 - Mercado intradiário	48
3.4.3 - Contratos Bilaterais	49
3.4.4 – Outros tipos de contratos	50
3.5- Serviços de sistema no MIBEL.....	50
3.6- Enquadramento do Despacho n.º 4694/2014	58
Capítulo 4 - Modelo integrado do mercado de reserva secundária no MIBEL.....	59
4.1 – Introdução	61
4.2 – Formulação matemática do modelo.....	61
4.3 - Algoritmo de resolução do modelo	64
4.4 - Validação do modelo.....	70
Capítulo 5 - Análise de resultados.....	79
5.1 – Introdução	81
5.2– Análise da influência do Despacho n.º 4694/2016	82

5.3– Análise de preços.....	86
5.4 – Análise de quantidades	90
5.5 – Análise de quantidades e preços do mercado integrado	94
5.6 – Resumo comparativo dos mercados analisados.....	99
Capítulo 6 - Conclusões e desenvolvimento futuro.....	103
6.1 - Conclusões	105
6.2 – Desenvolvimento futuro	107
Referências Bibliográficas	111
Anexos	119

Índice de Figuras

Figura 2.1: ORT participantes do projeto TERRE [20].....	31
Figura 3.1: Produção bruta de energia elétrica gerada e capacidade instalada em Portugal, por tipo de tecnologia em 2014 (Adaptado de [24]).....	40
Figura 3.2: Regime de mercado liberalizado português [28].	42
Figura 3.3:Estruturação do MIBEL [34].	45
Figura 3.4: Sequência no tempo dos mercados e processos no MIBEL [36].....	47
Figura 3.5: Estrutura por sessões do mercado intradiário do MIBEL [32].....	48
Figura 3.6: Participação dos vários mercados no MIBEL.	50
Figura 4.1: Representação de uma hora do mercado de regulação secundária.....	63
Figura 4.2: Algoritmo de resolução do modelo de mercado de banda de regulação secundária.	69
Figura 4.3: Atribuição de licitações oferecidas e capacidade de banda contratada.	67
Figura 4.4: Preço real e preço simulado da banda secundária de 3 a 9 de março de 2014, em Portugal.	72
Figura 4.5: Quantidade real e quantidade simulada de banda secundária total contratada, de 3 a 9 de março de 2014, em Portugal.....	73
Figura 4.6: Preço real e preço simulado da banda secundária de 1 a 7 de dezembro de 2014, em Portugal.	73
Figura 4.7: Quantidade real e quantidade simulada de banda secundária total contratada, de 1 a 7 de dezembro de 2014, em Portugal.....	74
Figura 4.8: Preço real e preço simulado da banda secundária de 3 a 9 de março de 2014, em Espanha.....	75
Figura 4.9: Quantidade real e quantidade simulada de banda de regulação secundária total contratada, de 3 a 9 de março de 2014, em Espanha.	76
Figura 4.10: Preço real e preço simulado da banda secundária de 1 a 7 de dezembro de 2014, em Espanha.....	76
Figura 4.11: Quantidade real e quantidade simulada de banda secundária total contratada, de 1 a 7 de dezembro de 2014, em Espanha.	77
Figura 5.1: Preço médio trimestral da banda de regulação secundária no mercado português, no mercado espanhol e diferença de preço entre os dois mercados, de 1 de janeiro de 2013 a 30 de setembro de 2017.....	83

Figura 5.2: Correlação entre o preço médio trimestral da banda de regulação secundária portuguesa e espanhola de janeiro de 2013 a setembro de 2017.....	86
Figura 5.3: Preços de mercado da banda de regulação secundária de 3 a 9 de março de 2014.	86
Figura 5.4: Preços da banda de regulação secundária de regulação de 1 a 7 de dezembro de 2014.....	88
Figura 5.5: Banda de regulação secundária simulada contratada, de 3 a 9 de março de 2014 no mercado português e espanhol isolados e no mercado integrado.....	91
Figura 5.6: Banda de regulação secundária simulada contratada, de 1 a 7 de dezembro de 2014 no mercado português e espanhol isolados e no mercado integrado.	93
Figura 5.7: Contribuição de banda de regulação secundária a subir contratada, por país, de 3 a 9 de março de 2014 no mercado integrado.	94
Figura 5.8: Contribuição de banda de regulação secundária a baixar contratada, por país, de 3 a 9 de março de 2014 no mercado integrado.	95
Figura 5.9: Contribuição de banda de regulação secundária a subir contratada, por país, de 1 a 7 de dezembro de 2014 no mercado integrado.	97
Figura 5.10: Contribuição de banda de regulação secundária a baixar contratada, por país, de 1 a 7 de dezembro de 2014 no mercado integrado.	97

Índice de Tabelas

Tabela 5.1: Coeficientes de correlação para os vários trimestres de janeiro de 2013 até setembro de 2017.....	85
Tabela 5.2: Preço médio ponderado pela quantidade nos dias analisados nos vários mercados simulados, de 3 a 9 de março de 2014.....	87
Tabela 5.3: Preço médio ponderado por dia nos vários mercados simulados, de 1 a 7 de dezembro de 2014.....	89
Tabela 5.4: Médias semanais das bandas de regulação secundárias contratadas por hora em Portugal, Espanha e no mercado integrado, de 3 a 9 de março de 2014.....	92
Tabela 5.5: Médias semanais das bandas de regulação secundárias contratadas por hora em Portugal, Espanha e no mercado integrado de 1 a 7 de dezembro de 2014.	93
Tabela 5.6: Banda de regulação secundária a subir média contratada por dia no mercado integrado, de 3 a 9 de março de 2014.....	96
Tabela 5.7: Banda de regulação secundária a baixar média contratada por dia no mercado integrado, de 3 a 9 de março de 2014.....	96
Tabela 5.8: Banda de regulação secundária a subir média contratada por dia no mercado integrado, de 1 a 7 de dezembro de 2014.....	98
Tabela 5.9: Banda de regulação secundária a baixar média contratada por dia no mercado integrado, de 1 a 7 de dezembro de 2014.....	98
Tabela 5.10: Capacidade contratada, preço médio e custo total de banda de regulação secundária, de 3 a 9 de março de 2014.....	100
Tabela 5.11: Capacidade contratada, preço médio e custo total de banda de regulação secundária, de 1 a 7 de dezembro de 2014.....	100

Lista de Siglas

CGA	Controlo de Geração Automática
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GAMS	General Algebraic Modeling System
GGs	Gestor Global do Sistema
ISO	Independent System Operator
OMEL	Operador del Mercado Eléctrico (actual OMIE)
OMI	Operador Mercado Ibérico
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português
ORT	Operador da Rede de Transporte
REE	Red Eléctrica de España
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNT	Rede Nacional de Transporte
SENV	Sistema Eléctrico Não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
TERRE	Trans European Replacement Reserves Exchanges

Lista de Variáveis

BES	Bem-estar social, em €;
$BRStotal$	Banda de regulação secundária total contratada;
C	Número total de licitações de compra;
e	Erro absoluto médio em percentagem para as 168 horas de cada semana;
H	Número de horas;
λc_c	Preço da licitação de compra c , em €/MW;
Lic_m	Somatório da potência oferecida das licitações de venda anteriores à última licitação de venda necessária para satisfazer a necessidade de banda de regulação secundária;
Lic_n	Somatório da potência oferecida das licitações de venda, até à licitação posterior, necessárias para satisfazer a necessidade de banda de regulação secundária;
λv_v	Preço da licitação de compra v , em €/MW;
Nt	Necessidade total de banda de regulação secundária procurada pelos ORT, em MW;
Pc_c	Potência casada da licitação de compra c , em MW;
$Pc_c^{máx}$	Valor máximo de cada licitação de compra c , em MW;
Pv_v	Potência casada da licitação de venda v , em MW;
$Pv_v^{máx}$	Valor máximo de cada licitação de venda v , em MW;
$RStotal_h$	Valor de regulação secundária estabelecido como necessidade total;
R_t	Valor real do preço ou da banda de regulação contratada na hora t , em €/MW ou MW, respetivamente;

$\rho_{x,y}$	Coeficiente de correlação entre as variáveis x e y , dadas pelo preço médio trimestral da banda de regulação secundária em Portugal e em Espanha;
S_t	Valor da simulação do preço ou da banda de regulação contratada na hora t , em €/MW ou MW, respetivamente;
V	Número total de licitações de venda;
vm	Licitação de venda anterior à última licitação de venda necessária para satisfazer a necessidade de banda de regulação secundária;
vn	Última licitação de venda necessária para satisfazer a necessidade de banda de regulação secundária;
$\bar{x}$	Média do preço trimestral da banda de regulação secundária em Portugal, para a janela temporal analisada, em €/MW;
x_t	Preço médio trimestral da banda de regulação secundária em Portugal, para uma hora t , em €/MW;
$\bar{y}$	Média do preço trimestral da banda de regulação secundária em Espanha, para a janela temporal analisada, em €/MW;
y_t	Preço médio trimestral da banda de regulação secundária em Espanha, para uma hora t , em €/MW;

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo introdutório é realizada uma contextualização do presente estudo. As principais motivações e objetivos para a elaboração do mesmo são indicadas, assim como a estrutura da dissertação.

1.1 - Enquadramento

Ultimamente tem-se assistido a importantes mudanças nos sistemas elétricos um pouco por todo o mundo no sentido de tornar o setor cada vez mais liberalizado e competitivo.

A separação das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização facilita a entrada de novas empresas e o aparecimento de concorrência nos segmentos da produção e comercialização. Como fruto da concorrência, surge uma maior eficiência na gestão e organização do sector, que se reflete no preço pago por todos os utilizadores da energia elétrica. Consequentemente, a eficiência leva também a uma melhor gestão dos recursos naturais [1].

Dada a necessidade de tornar o setor elétrico cada vez menos dependente de recursos naturais esgotáveis, a utilização de fontes de energia renováveis de uma forma mais eficiente é uma realidade presente em todo o mundo.

Com a utilização cada vez mais expressiva de fontes de energia renováveis, cresce também o grau de incerteza e instabilidade quanto à previsão e disponibilidade deste tipo de recursos energéticos, sendo necessária uma melhor e mais eficiente gestão do sistema.

A energia elétrica apresenta propriedades que a tornam um bem de consumo com características muito específicas. Apesar de ao longo das últimas décadas terem sido feitos grandes esforços e fortes investimentos no desenvolvimento tecnológico e industrial com o objetivo de encontrar novas soluções, ainda não é possível efetuar o armazenamento de energia elétrica, em quantidades significativas e de forma economicamente viável, por forma a possibilitar a desassociação temporal total, entre a produção e o consumo [2].

Toda a complexidade requerida na correta gestão do sistema elétrico, faz com que seja absolutamente necessário um conjunto de serviços complementares com mecanismos que possam garantir a segurança, correto funcionamento e uma operação eficiente do sistema. Esse tipo de serviços são denominados como serviços de sistema. Sendo que, estes serviços são um tema já amplamente discutido com diferentes formas de fornecimento consoante o sistema elétrico em causa.

As instalações conectadas a um sistema elétrico devem operar dentro de uma gama de frequências definida para cada país. Dada a necessidade de manter a

frequência dentro dessa gama, o equilíbrio entre a geração e o consumo desempenha uma função principal neste âmbito. Para manter o equilíbrio os controladores de frequência atuam nos geradores no sentido de regular a potência ativa do sistema.

O serviço de sistema que permite manter a frequência dentro dos valores estipulados no MIBEL é o controlo de frequência, e encontra-se hierarquizado em três níveis de controlo das reservas de potência ativa no sistema, sendo elas: o controlo de reserva primária, controlo de reserva secundária e o controlo de reserva terciária.

O controlo de reserva secundária atua no sentido de evitar que perturbações consideráveis que ocorrem no sistema elétrico, possam causar grandes variações de frequência. A reserva secundária atua em complemento à reserva primária com a função de repor a frequência no seu valor nominal. Este tipo de reserva é ativada através uma margem de potência disponibilizada a subir ou a baixar, formando então uma banda que é contratada pelo operador do sistema. No caso do MIBEL este tipo de serviço é contratado num mercado de reservas de regulação secundárias onde os fornecedores do serviço apresentam as suas propostas de venda de banda de reserva e o preço dessa licitação.

1.2 - Motivação e Objetivos

A complexidade dos mercados de eletricidade cria a hipótese de constantes alterações no sentido de corrigir e reestruturar o setor elétrico. Como consequência dos novos modelos de mercado, surgem indicações e propostas no sentido de integração dos vários mercados elétricos. O MIBEL é um de muitos exemplos de integração de mercados, que foi concebido tendo como objetivo final a criação de um mercado interno de eletricidade europeu, de onde foram constituídos mercados regionais no espaço da União Europeia. Neste contexto surge a integração dos mercados de eletricidade da Península Ibérica. O MIBEL constitui-se a nível europeu como um mercado regional de energia elétrica, tendo a sua génese o propósito da integração e cooperação dos setores elétricos de Portugal e Espanha, por forma a uniformizar as condições técnicas e económicas dos dois países.

Seguindo esta tendência num contexto europeu existe a intenção de integração não só de mercados de energia elétrica mas também da possibilidade da criação de um mercado único de serviços de sistema entre vários gestores do sistema dos diferentes países.

Este estudo surge então no seguimento das tendências verificadas na Europa, propondo-se a analisar a integração do mercado de banda de regulação secundária no MIBEL. Dadas as semelhanças existentes entre o mercado português e espanhol, faz sentido o estudo e avaliação de hipóteses no sentido de criar condições para uma possível integração entre estes dois mercados, que apesar de vários procedimentos idênticos no seu funcionamento, este é realizado e gerido de forma isolada entre Portugal e Espanha.

A responsabilidade da gestão técnica e operacional do sistema cabe ao operador de sistema, que atua como entidade independente. Contudo, em várias áreas, essa função é da responsabilidade da entidade concessionária da rede de transporte. Apesar das muitas semelhanças entre o mercado português e o espanhol existem ainda vários processos que não são idênticos nos dois países, é também com base nesses processos que esta dissertação sugere algumas regras que podem ser harmonizadas de modo a criar condições de concorrência e proporcionar um mercado integrado mais competitivo entre os vários intervenientes.

Com vista à integração do mercado de banda de regulação secundária, é analisada a evolução do mercado português assim como do espanhol. Para isso foi implementado um modelo na plataforma informática GAMS (General Algebraic Modeling System), numa abordagem que visa a simulação dos vários mercados em estudo. O objetivo a que se propõe esta dissertação é a de efetuar uma análise relativa ao preço da banda de regulação secundária, assim como analisar a quantidade de banda de regulação secundária contratada nos três mercados estudados (português, espanhol e mercado integrado). Foram então consideradas duas semanas para fazer esta análise, sendo elas de 3 a 9 de março de 2014 e de 1 a 7 de dezembro de 2014.

Foram analisadas estas duas semanas pois o estudo foca-se ainda na compreensão e verificação da influência que o Despacho n.º 4694/2014 teve no mercado de banda de regulação secundária português. O despacho em causa foi publicado no segundo trimestre do ano 2014 e aborda os princípios da formação do preço da banda de regulação secundária auferido pelos fornecedores que participam no mercado de serviços de sistema, tomando por referência o mercado de serviços de sistema Espanhol, portanto, as duas semanas em análise referem-se a uma data anterior à entrada em vigor do despacho e a outra depois da implementação e consolidação do mesmo no mercado. Para compreender melhor a influência do Despacho n.º 4694/2014 e da Diretiva n.º 3/2017, que também aborda a formação do preço da banda regulação secundária, fez-se também uma análise da correlação entre

o preço da banda de regulação secundária portuguesa e espanhola, considerando a sua evolução de 1 de janeiro de 2013 até 30 de setembro de 2017.

Esta dissertação contou com o apoio do projeto de pesquisa "Regulação Económica da Geração Termoelétrica: formas de contratação e metodologia de cálculo do custo de operação", coordenado pelo Prof. Nivalde de Castro, desenvolvido com o apoio da ENEVA no âmbito do Programa de P&D regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL/Brasil.

1.3 - Estrutura do texto

A presente dissertação encontra-se estruturada em seis capítulos, tal como se segue:

O primeiro capítulo enquadra o presente trabalho, efetuando-se uma introdução do tema através de um enquadramento do setor elétrico e do serviço de banda de regulação secundária. Seguidamente é apresentada a motivação e são também referenciados os objetivos a que o estudo se propõe. Por fim é definida a estrutura do texto.

O segundo capítulo contém uma descrição das principais definições dos serviços de sistema assim como das classificações utilizadas em várias regiões. São também apresentadas formas de contratação e remuneração dos serviços de sistema. O último ponto deste capítulo relata propostas de integração de mercados de serviços de sistema.

No terceiro capítulo é caracterizado o sistema elétrico português e as principais estruturas do MIBEL. São também descritos os serviços de sistema considerados no MIBEL e, finalmente, é feito um enquadramento do Despacho n.º 4694/2014.

No quarto capítulo é desenvolvido o modelo utilizado na simulação dos mercados de banda de regulação secundária estudados, assim como é feita uma validação do modelo para o caso do mercado português e para o mercado espanhol.

No quinto capítulo verifica-se a influência do Despacho no preço da banda de regulação secundária portuguesa, são apresentados os casos de estudo e analisados os resultados obtidos com o modelo relativos aos três mercados.

Por último, o sexto capítulo enuncia as principais conclusões obtidas com a realização do presente trabalho, bem como algumas sugestões de perspectivas para trabalhos futuros, no sentido de despertar possíveis desenvolvimentos do estudo documentado.

Capítulo 2

Serviços de sistema

Neste capítulo são especificadas definições de serviços de sistema, assim como diferentes classificações, formas de contratação e remuneração. São também sugeridas algumas abordagens de integração de mercados de serviços de sistema.

2.1- Definição de serviços de sistema

O adequado funcionamento de um mercado de energia elétrica está baseado no correto funcionamento do sistema elétrico e, para isso, um conjunto de serviços complementares torna-se necessário para assegurar uma operação do sistema eficiente e segura. Tais serviços são denominados serviços de sistema [3].

Segundo a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), serviços de sistema são os serviços necessários para o auxílio no transporte de energia elétrica desde o vendedor até ao consumidor, tendo como foco as áreas de controlo e transporte para manter seguras e viáveis as operações nos sistemas de transporte de energia [4].

Em [5], definem-se os serviços de sistema como as tarefas desempenhadas por equipamentos que geram, controlam e transportam eletricidade no apoio dos serviços básicos de capacidade de geração, fornecimento de energia e entrega de potência. Estes serviços normalmente são associados à venda de energia elétrica, mas não correspondem à energia que foi vendida, sendo que a sua função é garantir um bom funcionamento das redes interligadas, proporcionando uma correta continuidade de serviço e o controlo dos níveis de tensão e frequência. A sua natureza varia mediante o segmento em consideração (geração, transporte ou distribuição), existindo, portanto, agregações de vários tipos de serviços para os diferentes segmentos elétricos. Além disso, conforme ressalta [6], a classificação dos serviços de sistema varia também em função das regras e dos padrões de cada região ou país.

Com a obrigação de preencher todos os requisitos de quantidade e qualidade da energia elétrica, é necessário um conjunto de serviços de sistema para manter a segurança, viabilidade e o correto funcionamento de todo o sistema elétrico. Os requisitos de qualidade da energia elétrica baseiam-se na continuidade do serviço e no controlo da frequência e tensão dentro dos padrões definidos.

Em condições normais de operação e em regime permanente, as instalações conectadas ao sistema de distribuição devem operar dentro de uma gama de frequências definida para cada país. Dado que a energia elétrica possui a característica de não poder ser armazenada em grandes quantidades, há a necessidade de um equilíbrio constante entre geração e consumo. Nesse sentido, os controladores de frequência atuam diretamente nos geradores no sentido de regular a potência ativa do sistema [7]. Quando o consumo é maior do que a produção, a frequência tende a diminuir, originando problemas na rede. Portanto, é o equilíbrio entre a geração e a carga que define a frequência de uma rede [7]. Nos setores mais sensíveis, como a

indústria, o controle de frequência tem especial relevância, pois nos motores elétricos a variação da frequência, mantendo a tensão constante, provoca uma variação do binário da corrente de magnetização assim como da velocidade nominal da máquina, podendo danificar processos mais sensíveis. A variação da frequência em transformadores pode também levar a um sobreaquecimento e causar perdas de eficiência.

O controle de tensão é outro dos serviços essenciais para o normal funcionamento do sistema elétrico. Destina-se a manter a tensão dentro dos limites estabelecidos e compensar os requerimentos de potência reativa dos sistemas. Este é provido pelos geradores, compensadores síncronos e estáticos que servem como suporte de potência reativa. Uma queda de tensão pode ocasionar a diminuição da intensidade luminosa das lâmpadas e o aumento da corrente nos motores e, ainda, pode causar a interrupção do fornecimento de energia elétrica e a sobrecarga de certos elementos da rede [8].

A obtenção dos custos associados a geradores com suporte de tensão é uma tarefa difícil visto que, dependendo das tecnologias utilizadas pelos diferentes fabricantes dos equipamentos, resultam em diferentes preços. Neste sentido, apenas os geradores devem ser considerados fornecedores de serviços de sistema [3].

Outro serviço essencial é a capacidade de restauração autónoma (em inglês, *Black Start*). Tal como o nome indica, a restauração autónoma é a capacidade que algumas unidades geradoras têm de entrar em funcionamento mesmo não existindo energia na rede. Para isso, é necessária uma instalação de geração auxiliar, que quando acionada incorre em custos de combustível. Em situações extremas pode ocorrer a interrupção do consumidor por falhas de elementos do sistema. Para repor o normal funcionamento da rede deverão existir recursos para a rápida restauração do serviço, sendo elas as unidades geradoras com capacidade de restauração autónoma e linhas de transporte com canais de comunicação adequados [3].

Finalmente, as reservas são outro importante serviço incluído nos serviços de sistema. Estas têm o objetivo de estar prontas para a entrada em funcionamento num curto intervalo de tempo. Em [4], são definidos dois tipos de reserva: a reserva girante e a não girante. A reserva girante é a folga de geração que está sincronizada com o sistema e pode ser suprida num tempo menor ou igual a 10 minutos. A reserva não girante é a folga de geração que não se encontra ligada ao sistema, mas pode-se ligar e fornecer energia num intervalo de tempo não superior a 10 minutos.

2.2 - Classificação dos serviços de sistema

Conforme destaca [9], os serviços de sistema não são um tema novo, uma vez que as funções desempenhadas por eles foram concebidas por empresas verticalmente integradas desde que os sistemas elétricos começaram a ser formados no início do século XX. Contudo, com a reestruturação observada na maioria dos países a partir da década de 1980 (com a desverticalização do setor) tornou-se necessário definir, medir e remunerar de forma mais eficiente estes serviços.

No que diz respeito à sua definição e, mais especificamente sua classificação, não existe consenso tendo em vista que existem diferenças nos padrões e critérios adotados pelos diferentes países e regiões [6]. Não existindo uma única forma de classificação dos serviços de sistema, são as várias entidades regulatórias que definem os diferentes tipos de serviços.

Reforçando esta ideia conforme ressalta [10], nos últimos anos temos assistido a um crescimento da integração de recursos energéticos renováveis e da geração distribuída, que introduzem novos desafios à gestão da rede. A grande quantidade de informações e o facto das várias normas empregarem abordagens não homogêneas, há uma grande dificuldade em realizar uma análise comparativa entre os vários sistemas. A falta de harmonização é uma dificuldade acrescida para os fabricantes de equipamentos visto não conseguirem produzir equipamentos para um mercado amplo, além disso, devido à complexidade de requisitos torna-se difícil definir um padrão rigoroso.

Entre as várias classificações adotadas pelos diferentes sistemas elétricos, destaca-se o agrupamento classificativo utilizado pela FERC. Os serviços de sistema são então divididos em seis grupos diferentes:

- Previsão e despacho – Normalmente são realizados pelos operadores de sistema independentes, e consistem na previsão e despacho das unidades de geração assim como de transporte para manter o bom funcionamento da rede de energia.
- Controlo de tensão e compensação da potência reativa – O objetivo deste tipo de serviço é manter o nível de tensão dentro dos níveis adequados, compensando possíveis quedas de tensão. Para isso, é necessário que a compensação da potência reativa seja feita próxima das cargas, pois há certa dificuldade na transmissão de potência reativa.

- Compensação de perdas – Devido às perdas que ocorrem no transporte de energia entre as unidades geradores e os pontos de distribuição de energia elétrica, é necessário que estas perdas sejam repostas pelas unidades geradoras. As perdas dependem e variam com diversos fatores, o que faz com que os custos associados à reposição da energia perdida sejam também variáveis.
- Proteção do sistema – Definida também como as reservas operacionais, que têm como objetivo manter a integridade da rede interligada. A proteção do sistema funciona de modo a compensar as variações da carga utilizando reservas de geração *online* (reservas girantes) para responder às discrepâncias entre a energia gerada e aquela que é efetivamente consumida pelas cargas. Ao contrário do acompanhamento de carga, os serviços de reservas funcionam para a resposta ao fornecimento de cargas maiores.
- Acompanhamento de carga – Com base no princípio de que as cargas têm um carácter inconstante que se reflete num balanço variável e instantâneo, cada centro gerador interligado ao sistema tem de ter capacidade geração para manter a frequência constante. Cada área de controlo que esteja interligada com o sistema mantém capacidade de geração online disponível para responder às pequenas variações da carga. O acompanhamento da carga implica que os intervenientes com grandes mudanças de geração, disponibilizem os seus planos de produção atempadamente [11].
- Desequilíbrio energético – É um serviço necessário pois é praticamente impossível para uma área de controlo igualar a geração com a carga consumida num sistema interligado, devido às discrepâncias existentes entre a carga prevista e a carga no momento [4]. Este serviço destina-se, principalmente, a servir como um mecanismo de contabilidade para garantir uma compensação adequada nas pequenas discrepâncias inevitáveis entre fluxos reais e agendados.

Tal como mencionado anteriormente, as definições de serviços de sistema variam de acordo com a regulamentação vigente em cada país, portanto, certos serviços podem estar contemplados e agregados em diferentes grupos. Uma visão diferente, e mais utilizada pelos operadores de rede de transporte (ORT), relativa à separação dos vários serviços existentes, pode ser abordada com a seguinte classificação [3]:

- Regulação primária

- Regulação secundária
- Regulação terciária
- Controlo de tensão
- Capacidade de restauração autónoma (*Black Start*)

A operação do sistema realiza-se com a carga variando constantemente, exigindo então, que a geração a acompanhe para que a frequência seja mantida constante.

Neste contexto acontece a regulação primária, que ocorre quando cada unidade geradora, por meio do seu regulador de velocidade, reage a qualquer variação de frequência decorrente do desequilíbrio momentâneo entre carga e geração. A unidade geradora deve acompanhar o regulador de velocidade variando a sua produção de energia de modo a manter a frequência no nível definido.

A regulação secundária consiste no controlo automático de geração que algumas unidades geradoras possuem, funcionando de forma semelhante à regulação primária, ou seja, sempre que exista um desequilíbrio na carga, a velocidade do gerador varia. O objetivo desta regulação é manter um erro de frequência nulo usando os recursos de geração elétrica mais próximos do problema.

A necessidade de reservas depende de possíveis discrepâncias entre o balanço energético na fase de planeamento e o balanço energético em tempo real. Existem diferentes razões para possíveis discrepâncias. Uma é a incerteza geral, especialmente no lado do consumo, visto que há sempre alguma incerteza na previsão de carga. Mas a fonte mais importante de incerteza é o risco de contingências. Muitas vezes, uma interrupção de um componente importante no sistema causará uma necessidade momentânea de geração adicional, normalmente, a maioria dos sistemas tem um requisito conhecido como critério do tipo n-1 para reservas girantes correspondentes à maior unidade na produção ativa [11].

A reserva girante é utilizada em resposta às variações imprevisíveis tanto da carga, quanto da geração, reagindo em função dos sinais enviados pelo regulador de velocidade das unidades geradoras e pelo controlo automático de geração. Com a variação do sistema elétrico, toda a geração, transporte e distribuição têm de ser monitorizadas constantemente e estas variações ocorrem em todos os setores. Elas podem ser causadas por falhas no sistema de geração, no sistema de transporte ou pela variação abrupta das cargas. A estas variações inesperadas do estado do sistema chamamos contingências, sendo que requerem o uso de montantes significativos da reserva girante para o controlo da geração, assim como para manter a segurança e fiabilidade do sistema. Nos mercados competitivos de energia elétrica, este é um serviço

opcional que cada unidade de geração pode decidir os montantes de participação no mercado de energia e no mercado de serviços de sistema. O operador do sistema tem a tarefa de comprar serviços de sistema em função do custo mínimo possível para satisfazer os critérios técnicos de operação do sistema.

Existe ainda a reserva suplementar que tem como função, caso seja necessário, a prontidão de unidades geradoras que possam entrar rapidamente em serviço para manter a segurança do sistema ou substituir eventuais redeclarações de geradores que se declarem indisponíveis para a operação. Este serviço é utilizado como um recurso da regulação primária e secundária.

Apesar de não existir um agrupamento unânime entre os vários países, e cada um contratar estes serviços de sistema de diferentes formas - quer seja através de um mercado concorrencial ou com uma estrutura verticalizada, os serviços complementares à produção de energia encontram-se definidos numa tarifa que é aditiva e que vai ser paga pelo consumidor final - todos os serviços anteriormente descritos visam manter um adequado funcionamento do sistema elétrico dentro dos padrões de qualidade especificados, tentando por isso ultrapassar as dificuldades que se verificam no sistema. Todos esses serviços tentam suprimir falhas que possam eventualmente acontecer quer a nível da produção, do transporte ou da distribuição de energia, recorrendo a diversos meios de regulação da tensão e da frequência ou através da capacidade de restauração autónoma.

2.3 - Contratação e remuneração de serviços de sistema

Dada a necessidade do uso integrado e coordenado dos dispositivos de controlo, a utilização dos serviços de sistema requer um agente independente e neutro para realizar a correta e segura operação do sistema elétrico. De acordo com [9], os serviços de sistema são adquiridos pelos operadores dos sistemas visando, sobretudo, a qualidade e o bom funcionamento da rede. Conforme destaca [6], a contratação dos serviços que precisam de uma administração centralizada é sempre realizada pelo operador em todos os sistemas do mundo, de tal modo que cabe a ele “solicitar a quantidade necessária para atender os requerimentos do sistema, sob condições de qualidade, confiabilidade e segurança”.

Dado o facto de hoje em dia estes serviços estarem expostos à concorrência e prever-se uma maior cooperação e intercâmbio de serviços, a escolha entre a

remuneração baseada num mercado ou pagamentos negociados, depende do serviço específico. Para facilitar a concorrência na prestação destes serviços, não devem depender da localização de ativação do serviço, mas ainda assim existe uma diferenciação entre os serviços associados à potência ativa e reativa. O equilíbrio de potência reativa afeta principalmente a tensão no ponto de ligação local na rede. Os serviços de sistema associados à potência reativa devem, portanto, ser fornecidos localmente e o balanço de potência ativa é registado no sistema de potência síncrono. Exceto para as trocas de perdas ativas e potenciais congestionamentos, a potência ativa é injetada arbitrariamente na rede. A capacidade de restauração autónoma é um serviço que depende parcialmente da localização geográfica, portanto, é mais apropriado usar pagamentos negociados para estes serviços. O desenvolvimento de uma solução baseada no mercado parece mais adequado para reservas operacionais (secundária e terciária) [11].

É importante destacar que o operador do sistema possui alguns mecanismos de contratação desses serviços. De acordo com [12], existem os seguintes mecanismos para proceder com a contratação:

- fornecimento obrigatório
- contratos bilaterais com os geradores
- processo de leilão
- através de um mercado *spot*

O fornecimento obrigatório é o mecanismo mais simples para contratar o fornecimento de um serviço. De forma geral, é utilizada nos sistemas que não possuem um mercado de eletricidade. Entretanto, conforme assinala [13], mesmo os sistemas que possuem um mercado de energia elétrica podem utilizar esse método para alguns serviços, como se verifica no caso português e espanhol. De acordo com estes autores, o serviço de controlo primário de frequência é fornecido de forma obrigatória em Espanha. [6] destaca que há algumas desvantagens associadas a esta forma de contratação. Por exemplo, o operador pode requerer mais recursos do que o necessário, incorrendo assim em custos adicionais para os geradores. Por outro lado, geradores potencialmente mais eficientes podem ser prejudicados pelo tratamento uniforme aplicado pelo operador.

Os contratos bilaterais, por sua vez, são o mecanismo que os operadores utilizam para cobrir os requerimentos de reserva, geralmente ao longo de um período específico de tempo [6]. Nesse procedimento, os operadores podem negociar a quantidade e o preço com cada fornecedor de forma separada. Contudo, como consequência, o preço

e a quantidade negociados são fixos ao longo de todo o período do contrato. Essa condição pode implicar em perdas significativas para um dos participantes do contrato caso as condições do mercado mudem de forma significativa.

Os mecanismos de contratação por leilões ou via mercado *spot* são processos competitivos nos quais o operador procura obter os serviços necessários para o bom funcionamento do sistema ao menor preço possível. Estes mecanismos distinguem-se no que respeita ao prazo de contratação. Enquanto os leilões são empregados para contratação de longo prazo, o mercado *spot* é utilizado para a contratação a curto prazo. [8] alerta que, apesar de se tratarem de mecanismos mais competitivos e transparentes, estes processos incorrem em maiores custos administrativos. Além disso, nestes mecanismos, é possível que algum dos agentes exerça poder de mercado.

De acordo com [9], pode-se separar os diferentes serviços de sistema de acordo com os mecanismos normalmente adotados para contratá-los. Assim, tipicamente contratam-se os serviços de regulação, acompanhamento de carga, reserva girante, reserva não girante e reserva suplementar através de mecanismos de mercado, por exemplo, via mercados horários. Os serviços de capacidade de restauração autónoma e controlo de tensão são normalmente contratos por mecanismos de longo prazo, por exemplo, via leilões ou contratos bilaterais.

Com a introdução de ambientes competitivos no setor elétrico, os serviços de sistema passaram a ser considerados em separado do fornecimento da energia, uma vez que o seu fornecimento implica custos aos fornecedores. Além disso, afetam de forma significativa a eficiência das unidades geradoras. Assim, torna-se necessário identificar, classificar e atribuir um preço aos vários serviços de sistema, para que seja possível comercializá-los e remunerá-los de forma adequada [14].

Neste sentido, os serviços de sistema podem ser não-remunerados ou remunerados por um dos três esquemas [12]:

- preço regulado
- preço de oferta (*Pay as Bid Price*);
- preço marginal (*Marginal Clearing Price (MCP)*)

Apesar de um sistema não remunerado ser bastante conveniente para o operador, este tende a não ser economicamente ótimo. Isso ocorre por duas razões principais. Primeiro, destaca-se que não há incentivo para que um gerador forneça de forma eficiente esses serviços. Segundo, o fato de não os remunerar implica em um

necessário incremento do preço da energia elétrica por parte das unidades geradoras, tendo em vista os custos incorridos para seu fornecimento.

Por definição, um preço regulado é estabelecido pelo regulador ou pelo operador do sistema e, normalmente, é o mesmo para todos os fornecedores do serviço, sendo válido por um período determinado de tempo [12]. Essa forma de remuneração é particularmente justificada quando há agentes que exercem poder de mercado. Contudo, o preço regulado não é um sistema desejável, tendo em vista que este reflete de forma imperfeita o custo real do fornecimento do serviço, sobretudo quando o custo varia ao longo do tempo ou em função de outras circunstâncias.

No sistema do tipo *Pay as Bid Price*, o gerador é remunerado ao preço da sua própria oferta. Este método é adequado quando a qualidade dos serviços de sistema oferecidos é altamente diferenciada, e, portanto, estas ofertas não são facilmente comparáveis. Apesar de tudo, conforme ressaltam [12] e [6], esse esquema não apresenta incentivo para que o gerador faça a oferta ao seu preço marginal, exceto quando a concentração de mercado for baixa.

O esquema do tipo *Marginal Clearing Price* é o mais utilizado pelos operadores [6]. Nesta modalidade, todos os fornecedores cujas ofertas sejam aceites são remunerados pelo preço da última oferta aceite no mercado. Este esquema dá incentivos reais aos fornecedores para estes oferecerem ao seu custo marginal. Por outro lado, não é aplicável a produtos diferenciados porque todas as ofertas têm de ser comparáveis. Sob condições de concorrência, o preço de mercado aproxima-se do preço marginal [12].

A remuneração por um serviço pode combinar diversos componentes, os quais tentam refletir os diferentes custos incorridos pela unidade geradora que forneceu o serviço. Deve-se ressaltar que, conforme assinala [6], apesar de intuitivamente uma remuneração justa dever contemplar todos os componentes de custo, essa metodologia não está necessariamente correta. Por exemplo, é possível que alguns componentes sejam compensados de forma implícita noutros pagamentos. Ou ainda, questões técnicas ou administrativas podem impedir que se calcule com precisão alguns dos componentes. Nesse sentido, conclui-se que a estrutura de remuneração vai depender do tratamento que cada país, região ou sistema utilizar para um determinado tipo de serviço.

De forma geral, conforme destacam [3], [6] e [13], os custos associados ao fornecimento dos serviços de sistema são recuperados por meio das tarifas de

eletricidade aplicadas ao consumidor final. Para [3], “a comercialização em separado, do produto energia e dos seus serviços associados, não tem sido feita de forma explícita, sendo os custos correspondentes a esses serviços embutidos na tarifa aplicada ao consumidor”. Assim, tem-se um produto - a energia elétrica - que está associado a um determinado padrão de qualidade. Por este produto, e sua qualidade associada, o consumidor paga uma tarifa regulada que já contém, de forma embutida, a recuperação dos custos associados à utilização dos serviços de sistema.

2.4 - Integração de mercados de serviços de sistema

O primeiro mercado organizado de energia elétrica foi criado em Inglaterra e País de Gales em 1990. Este tipo de alteração envolve muitas mudanças estruturais que proporcionam a introdução de mecanismos competitivos na geração e na comercialização. Como resultado deste movimento, existe hoje um maior número de agentes que atuam no setor elétrico, desde companhias de geração, transporte, distribuição e comercialização, operadores do mercado e de sistema, assim como agências regulatórias.

Normalmente, os mercados de eletricidade estão relacionados com o mercado de potência ativa. No entanto, devido à cada vez maior utilização de recursos energéticos de caráter volátil, a operação e viabilidade do sistema elétrico exige serviços de sistema para garantir o correto funcionamento e segurança do sistema. Não existindo uma definição absoluta para serviços de sistema, estes podem ser definidos como os serviços que são necessários para operar o sistema elétrico com os níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço dentro dos limites definidos. Estes serviços podem ser divididos em várias classificações, por exemplo: solução de restrições técnicas, controlo de frequência (que envolve os diferentes tipos de reservas), controlo de tensão/potência reativa e o arranque autónomo.

Em certos países o fornecimento deste tipo de serviços é obrigatório, noutros são contratados de forma bilateral ou sob a forma de um mercado. Contudo, os custos globais do fornecimento destes serviços não estão em linha com a sua importância para o sistema. Eles têm uma importância fulcral para a segurança e viabilidade do sistema, mas, de um modo geral, os custos correspondentes são muito reduzidos quando comparados com os custos envolvidos no fornecimento de potência ativa [15].

Em [15] definem-se os serviços de sistema como sendo o conjunto de produtos diferenciados da produção de energia, que estão relacionados com a segurança e confiabilidade do sistema elétrico. E estão organizados em três grupos divididos da seguinte forma: serviços de potência ativa (também denominados como serviços de reservas) para assegurar o equilíbrio entre a geração e a procura, serviços de potência reativa/controlo de tensão e arranque autónomo.

Visto que os serviços de reservas são adquiridos nas áreas de cada um dos países, existem debates no sentido de criar um mecanismo integrado, pelo menos, da reserva terciária. Neste contexto, em [15], são propostos os seguintes modelos:

- No modelo 1, é preservado o papel dos ORT na aquisição dos serviços de sistema, o que define que cada ORT gere o mercado com uma relação de exclusividade com os fornecedores dos serviços da sua área, podendo, no entanto, haver uma troca de serviços entre os ORT caso exista capacidade de interligação disponível. A desvantagem deste modelo reside na necessidade de criar uma definição clara dos critérios de estabelecimento de preços dos serviços oferecidos, com uma harmonização total dos mesmos.
- No modelo 2, é necessária a integração dos dois mercados de modo a que os fornecedores dos serviços de ambos os mercados terem a possibilidade de fazerem licitações de venda nas duas áreas. Para isso, seria necessário ter reservada uma capacidade de interligação adequada entre os dois países, além disso, exige uma maior coordenação entre os dois ORT, visto que os mesmos fornecedores de serviços de sistema podem licitar nos mercados das duas áreas.
- O modelo 3 representa uma integração total dos dois mercados. Para a reserva terciária, todos os fornecedores de serviços submetem as suas ofertas à entidade gestora do mercado, que as organiza por ordem de preço crescente onde são mobilizadas. Este modelo exige a criação de uma entidade superior para fazer a gestão do mercado. Normalmente é um modelo que trás vantagens visto ser possível mobilizar reservas mais baratas visto os ORT não estarem limitados aos fornecedores da sua área.

Com diferentes simulações, em [15] ficou claro que a quantidade de energia terciária transacionada entre os dois países depende diretamente da capacidade de interligação dos mesmos. Os resultados evidenciam que a redução de custos depende

também da capacidade de interligação, e que um aumento da capacidade é suficiente para aumentar potenciais poupanças.

Em [16], são discutidas diferentes definições de serviços de sistema, as suas características e desafios para manter a viabilidade do sistema com o mínimo de custos de reservas. Observando experiências práticas em vários mercados competitivos na Europa, Austrália e Nova Zelândia. É discutida também a energia eólica como prestadora de serviços de sistema.

A filosofia do Operador de Sistema Independente (do inglês, *Independent System Operator* (ISO)) reside na coordenação dos serviços de sistema para garantir: a viabilidade e evitar a criação de um monopólio nos procedimentos de operação, não discriminação de acesso aos serviços e eficiência de custos. Para isso o ISO foca-se essencialmente no agendamento e no despacho.

O agendamento significa que o ISO deve coordenar a agenda, de modo a antecipar cargas antes de serem atribuídos os recursos de geração e transporte. Estes podem ser designados em diferentes períodos de tempo quer na semana anterior, no dia anterior ou uns minutos antes da hora de fecho.

O despacho é outra das principais tarefas onde o ISO decide quais as fontes de geração que devem operar e a que nível (comissionamento de grupos), de modo a minimizar os custos fixos e variáveis de operação (trânsito de energia).

Neste trabalho, é sugerida a troca de serviços de sistema de duas formas, em que a sua escolha depende da natureza dos sistemas de potência e do tipo de serviços. Quando existe um fornecimento obrigatório, geralmente estabelecida pelos ORT, alguns serviços como o controlo de tensão, frequência e serviços de reservas, são definidos e ajustados de um modo padrão.

Outra forma de fornecimento de serviços de sistema depende do tempo de vida dos contratos assinados entre o comprador e o vendedor. Nos contratos de longo prazo, em que a quantidade de serviços é menos provável que altere ao longo do tempo, os participantes estão mais interessados em incluir os outros serviços. Por outro lado, nos contratos de curto prazo ou no mercado *spot*, que se baseia no mercado imediato de oferta e procura, há mais vantagens em excluir os serviços de sistema devido ao risco do preço de mercado.

De acordo com a informação recolhida de um questionário que averiguava a performance dos serviços de sistema em alguns países da Europa, o controlo de tensão e frequência são considerados obrigatórios. A maioria dos ORT adquire os serviços de sistema a geradores, dispositivos de controlo de tensão da rede e clientes interruptíveis (reservas girantes e permanentes), que representam grande parte dos fornecedores de serviços de sistema. Devido à obrigatoriedade de prestação do serviço de controlo de frequência em alguns países não há pagamento por esses serviços, enquanto os países nórdicos pagam com base nos contratos negociados [16].

Na Austrália, inicialmente os serviços de sistema eram negociados em contratos bilaterais de longo prazo, entre a NEMMCO (National Electricity Market Management Company) e os fornecedores. Desde 2001, os serviços de controlo de frequência são negociados num mercado competitivo.

Na Nova Zelândia, o mercado de curto prazo de serviços de sistema é composto pelo controlo de frequência, mas o controlo de tensão e a capacidade de arranque autónomo são contratados no mercado de longo prazo. A negociação é contratada pela *Electricity Market Company* (EMCO), com base no mercado diário de licitações submetidas em blocos de meia hora. A Trans Power é a organização responsável pela operação do sistema e pela aquisição de serviços de sistema.

A energia eólica enfrentou diferentes desafios durante o seu desenvolvimento e implementação. Atualmente, centrais hidroelétricas e térmicas são as mais utilizadas no fornecimento de serviços de sistema. A utilização de energia eólica para o fornecimento destes serviços é um desafio dada a sua dificuldade de previsão. Utilizando turbinas eólicas de velocidade variável, que têm uma potência gerada e fator de potência controlável, tornou-se possível fornecer serviços de sistema para fornecer a potência reativa necessária para manter o nível de tensão. No entanto, os conversores de tensão, limitações de corrente e imprevisibilidade do vento são limitações para a integração no despacho do ISO. Os custos da utilização de turbinas eólicas como controladores do nível de tensão ou compensadores de potência reativa é um assunto que deve ser aprofundado. De forma às turbinas eólicas serem usadas como controladoras de frequência, devem ter a capacidade de controlar a sua margem de potência ativa produzida, isso pode ser feito de duas formas: a primeira forma é mantendo a velocidade de rotação num nível diferente da velocidade ótima; a outra é alterando o ângulo de afinação da turbina. O ISO irlandês é um dos operadores mais desenvolvidos na incorporação da energia eólica como fornecedor de serviços de sistema [16].

Em [16], aconselha-se que os custos do fornecimento de serviços de sistema devem ser recuperados através dos clientes que utilizam a rede de energia elétrica e que os custos da gestão deste sistema sejam suportados pelo ISO. A abordagem de provisão obrigatória dos serviços de sistema pode tornar os geradores incapazes de fornecer todos os serviços necessários. Uma solução possível é a elaboração de um mercado de serviços de sistema com preços altos o suficiente que possam influenciar decisões de investimento, incentivando as inovações, mas garantindo uma concorrência leal. A utilização de energia eólica no fornecimento de serviços de sistema é uma nova forma de investimento que levou a inovações nos mercados.

Em [17], é abordado o sistema elétrico brasileiro no que respeita aos serviços de sistema, neste caso a estrutura do sistema elétrico do país proporciona que, historicamente, quase todos os serviços de sistema sejam prestados por geradores hidrelétricos. Com base nas normas brasileiras observa-se a seguinte classificação de serviços de sistema [17]:

- Controlo primário de frequência e reserva de potência para o controlo primário de frequência.
- Controlo secundário de frequência e reserva de potência para o controlo secundário de frequência.
- Controlo de tensão destinada ao controlo de tensão da rede de operação, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.
- Arranque autónomo.
- Sistema Especial de Proteção (SEP), a partir da deteção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas, este sistema realiza ações automáticas para preservar a integridade do sistema elétrico, dos equipamentos ou das linhas de transporte. Este serviço abrange os Esquemas de Controlo de Emergência, os Esquemas de Controlo de Segurança e as proteções.

A forma de contratação e remuneração destes serviços no sistema elétrico brasileiro é descrita na Tabela 2.1:

Tabela 2.1: Forma de contratação e remuneração dos serviços de sistema no Brasil [17].

Tipo de serviço	Contratação	Remuneração
Controlo primário de frequência	Obrigatório para todas as centrais	Não remunerado
Controlo secundário de frequência	Contrato de prestação de serviços de sistema	Receita anual pré-definida
Controlo de tensão	Contrato de prestação de serviços de sistema	Tarifa de serviços de sistema
Arranque autónomo	Contrato de prestação de serviços de sistema	Receita anual pré-definida
Sistema Especial de Proteção	Contrato de prestação de serviços de sistema	Receita anual pré-definida

Tem-se evidenciado que desde o final de 2015, quase todos os serviços de sistema prestados no setor elétrico brasileiro passaram a ser remunerados com base numa receita anual pré-definida, exceto o controlo de tensão que é remunerado via uma tarifa de serviços de sistema. Este esquema de preço regulado anual não deveria apresentar grandes dificuldades já que estes serviços são prestados quase exclusivamente por geradores hidrelétricos, tratando-se da mesma tecnologia. Contudo, esta forma de remuneração pode apresentar algumas dificuldades caso os serviços passem a ser fornecidos por outro tipo de tecnologia, por exemplo centrais térmicas, isto porque a estrutura de custos é diferente. Este problema será mais visível no Brasil na medida em que a caracterização do sistema elétrico continua a mudar, verificando-se uma maior participação de outras fontes renováveis como a energia eólica e solar. As mudanças no setor elétrico do país irão influenciar a necessidade de serviços de sistema, não só na tecnologia utilizada, mas também no tipo de serviços [17].

Em [18], Esterl e Kaser focam-se nas questões de harmonização do mercado de serviços de sistema na Europa, mais concretamente relativo aos mercados de reservas, frisando aspetos regulatórios essenciais e barreiras à implementação.

Com o interesse europeu em formar um mercado comum de energia, torna-se importante integrar mercados de energia de regulação de frequência. Isto é evidente no código de rede sobre o balanço de energia elétrica (em inglês, *network code on*

electricity balancing (NC EB)). Os esforços europeus vão no sentido de minimizar o nível de harmonização e alocar corretamente os custos e mecanismos de preço.

Neste artigo são analisados os princípios comuns para a aquisição, ativação e troca de energia de regulação de frequência assim como a liquidação de desequilíbrios, horas de fecho dos mercados e padronização dos produtos. Os princípios estudados para o controlo manual de frequência são também aplicáveis para o controlo automático de frequência.

De acordo com os autores existem vários modelos de integração possíveis onde as principais diferenças são relativas à relação contratual entre os fornecedores com a conexão aos ORT (modelo ORT-ORT) ou com um ORT de um país diferente (modelo fornecedor-ORT). O modelo ORT-ORT, que é o modelo recomendado pelo NC EB, pode ser implementado com uma ordem comum de mérito (exigindo um elevado nível de harmonização) ou sem a ordem de mérito comum (baixo nível de harmonização). No modelo ORT-ORT as ofertas não compartilhadas são permitidas desde que sejam as ofertas mais caras e não superiores à capacidade de reserva. No entanto, os detalhes desta implementação precisam de ser definidos e não estão contemplados no NC EB, levando a discussão a nível europeu, a justa e igualitária alocação de custos e benefícios entre os ORT. A limitação de capacidade de transporte é outro dos fatores que se deve ter em consideração no mercado de energia de regulação de frequência, pois esta capacidade pode não ser suficiente para o fornecimento e garantia de estabilidade na troca de energia. Os custos para manter o sistema seguro e viável irão aumentar caso seja necessário melhorar a capacidade de transporte, no entanto, os lucros de um mercado europeu integrado podem compensá-los. Portanto, os custos e benefícios deste mercado devem ser ponderados.

Para poder existir uma integração de um mercado único europeu de serviços de regulação de frequência é necessário que questões técnicas sejam harmonizadas, de forma a aumentar a concorrência e promover a igualdade. Neste momento, nem as regras de pré-qualificação (determinadas pelo ORT das várias áreas coordenadas) nem os produtos se encontram harmonizados nos vários países. Os requisitos mínimos técnicos relativos aos critérios de pré-qualificação para os serviços de regulação são definidos no código de rede sobre controlo carga-frequência e reservas (em inglês, *network code on load-frequency control and reserves* (NC LFCR)).

Em geral, existem dois métodos de estabelecimento de preços de serviços de regulação de frequência, preços marginais (onde cada fornecedor recebe o mesmo preço) ou *pay-as-bid* (cada fornecedor obtém o valor da sua oferta). No NC EB, o método

preferencial é o preço marginal, este método se for aplicado em cada país não necessita de um algoritmo de custos de alocação. Visto que as questões monetárias influenciam as condições de todos os intervenientes do mercado a harmonização é necessária para os produtos padronizados, tais como: mecanismo de aquisição, pagamentos de penalidades, preços dos desequilíbrios e alocação de custos.

O horário de fecho dos mercados é um aspeto de grande importância nos mercados. Para evitar distorções de mercado e vantagens de informação, os horários de fecho de mercado devem ser harmonizados assim como os horários dos leilões de capacidade nas áreas coordenadas de balanço.

No artigo [18], são ainda analisados cálculos de custos para o método de *pay-as-bid*. Apesar de não ser o método recomendado pelo NC EB, esta forma ainda é utilizada em bastantes países europeus demonstrando a sua importância. Através da análise de dois cenários, sem capacidade de interligação entre Itália e Áustria, e com capacidade de interligação de 100 MW, observa-se que os custos totais diminuem drasticamente, no cenário de interligação de 100 MW. Apesar da diminuição dos custos totais, assim como a diminuição dos custos na Áustria, verifica-se um aumento em Itália. Um mercado interno europeu levaria à necessidade de uma nova alocação de custos entre os vários países, iria proporcionar uma redução de custos totais nos serviços de regulação de frequência. Contudo alguns países iriam ter custos mais altos que anteriormente, mas a área em consideração e o número de participantes do mercado influenciará os custos dos serviços, assim como os preços das licitações. Para o sucesso do projeto e de modo a não existirem desvantagens para alguns intervenientes, é crucial o mercado ter os seus parâmetros harmonizados nos vários países. Uma das principais vantagens desta integração é a possibilidade das flutuações de geração de energia proveniente de fontes não controláveis, como a energia eólica ou solar, poderem ser compensadas por outro país.

Este mercado de regulação de frequência transfronteiriço contribui para a implementação de energia renovável em toda a Europa e seria mais um passo para a independência da Europa em relação aos combustíveis fósseis. Além disso os preços dos serviços de regulação de frequência são mais baixos e existirá uma maior segurança de abastecimento.

Apesar das vantagens evidenciadas na implementação de um mercado integrado de serviços de sistema e a tendência crescente para a implementação de fornecimento destes serviços por meio de energias renováveis, com a maior utilização de fontes de energia alternativas a capacidade de controlo da rede será mais reduzida,

dada a imprevisibilidade que estas fontes trazem ao sistema. Este facto leva à necessidade de um aumento de produção que proporcione uma maior flexibilidade à operação do sistema. Há expectativas de que a energia eólica venha a representar um papel de grande importância no futuro, e com isso a incerteza de produção no sistema será agravada, levando a que a eficaz gestão do sistema desempenhe um papel essencial.

Em [19], mostram-se os benefícios da integração de serviços de sistema de balanço para a gestão da produção variável. Através da menor utilização de reservas resultantes de desequilíbrios na rede, é possível atingir uma redução de custos, assim como o preço das reservas serão mais baratas quando forem integradas áreas geográficas maiores.

Em 1996, o conselho da União Europeia emitiu uma diretiva interna no mercado de eletricidade (Diretiva 1996/32/EC) visando a gradual abertura do mesmo para todos os membros, o que levou a mudanças significativas na direção da criação de um mercado interno de eletricidade. A implementação desta diretiva veio realçar os vários benefícios da integração dos mercados sendo eles diretamente relacionados em termos de ganho de eficiência, redução de preços, melhorias no padrão de serviços prestados e o aumento da competitividade. Mais tarde foram introduzidas regras comuns para os mercados internos de eletricidade clarificando o modo de gestão de trocas e princípios de congestionamentos transfronteiriços. Com a tendência para um grande crescimento da capacidade instalada de energia eólica, segundo as estimativas da Associação Europeia da Energia Eólica os valores podem chegar aos 210GW em 2020, a implementação destas metas ambiciosas irá ter um impacto significativo no planeamento do transporte e na operação do sistema. Esta direção leva a um desafio crescente relativo à previsão, equilíbrio e controlo do sistema. Assim sendo, a integração de mercados de serviços de sistema, nomeadamente relativos às trocas de reservas, pode trazer grandes benefícios e facilitar a aquisição de serviços de equilíbrio da rede levando a uma utilização mais flexível da capacidade de transporte entre fronteiras. Sabendo das diferenças existentes entre os diferentes mercados nacionais de serviços de sistema, tais como, diferenças na hora de fecho do mercado, tempo de ativação de reservas e modos de liquidação de desequilíbrios, a integração dos vários mercados de serviços torna-se uma tarefa de grande complexidade. Além da necessidade de acordos entre os ORT intervenientes e as entidades reguladoras nacionais numa grande variedade de aspetos regulatórios e regras de mercado, existe também o desafio da integração e equilíbrio dos vários mercados intervenientes.

Segundo [19], a previsão de produção de energia eólica é bastante mais precisa quando feita com um intervalo de antecedência de três horas do que com um intervalo de 24 horas, o que leva a concluir que o fornecimento de serviços de regulação de frequência com uma previsão de produção de energia eólica com 24 horas de antecedência pode resultar em elevados custos de contratação de reservas do sistema. Sendo que tipicamente nos mercados intradiários a hora de fecho do mercado é feita uma hora antes da operação, na ótica de previsão de vento este horário seria apropriado para a aquisição de reservas. No entanto, isto levaria a subestimar a necessidade de reservas, porque não há garantias de que o mercado intradiário estaria em equilíbrio uma hora antes de operação e mesmo que acontecesse a procura e a oferta de energia elétrica estar em equilíbrio uma hora antes da operação, continuariam a ser necessárias reservas por parte dos participantes do mercado.

Como se pode perceber pelo que foi referido anteriormente, através do aumento do nível de penetração de produção de energia eólica numa determinada área, as necessidades de reserva irão também aumentar.

Atualmente existe troca de serviços de sistema entre alguns ORT, nomeadamente entre Reino Unido e França, Alemanha e França, entre outros. É importante distinguir a diferença entre a troca de reserva de capacidade transfronteiriça e a troca de energia de balanço. Troca de reserva de capacidade transfronteiriça requer a reserva de energia de balanço fora da área de controlo além da disponibilidade de capacidade de transporte transfronteiriço.

Por forma a ser possível obter um mercado de regulação de frequência integrado é requerido um certo nível de harmonização. Por exemplo, se o mercado alemão quiser adquirir reservas no mercado nórdico, teria de modificar a sua forma de aquisição de reservas com seis meses de antecedência, para um mês de antecedência e seguidamente para a aquisição semanal, demonstrando a tendência para a aquisição a curto prazo. Este tipo de aquisição pode ter efeitos negativos na segurança do sistema devido à alocação dinâmica das reservas em vez das garantias providenciadas pela aquisição a longo prazo. Apesar das possíveis desvantagens os desenvolvimentos vão na direção de uma maior flexibilidade na procura e os efeitos de redes inteligentes irão provavelmente contribuir para manter a segurança do sistema.

De modo a estudar o efeito da integração do mercado de serviços de sistemas em [19] foram analisados dois casos. No caso 1, foi representado o sistema sem possibilidade de troca de serviços de reservas. No caso 2, é estudado o mercado integrado de serviços de sistemas, onde foi representada uma integração completa do

mercado de reservas onde estas podem ser trocadas em todo o sistema. Com o objetivo de fazer uma comparação justa entre os dois casos foram consideradas premissas semelhantes. A energia ativada das reservas é menor no segundo caso do que no primeiro caso, o que prova o benefício da integração da rede e da compensação de desequilíbrios entre diferentes áreas. Os custos com o equilíbrio do sistema são reduzidos em aproximadamente 30% na situação em que é considerada a integração do mercado (caso 2). Os resultados demonstraram que uma reserva fixa de capacidade de transporte aumenta os custos de aquisição. Ao ser reservada uma quantidade de transporte disponível apenas para serviços de balanço do sistema deixa de ser possível negociar transações nessa quantidade de transporte, o que leva a uma redução do bem-estar social. Portanto, a utilização de um caso com reserva dinâmica traria mais benefícios.

A integração de mercados em grande escala trás grandes desafios a nível de planeamento e operação do sistema. Entre estes desafios a aquisição de reservas têm um papel importante. Resultados indicaram que a integração de mercados de serviços de sistema proporciona uma oportunidade eficiente da utilização de recursos naturais de modo a produzir energia renovável em vez de utilizar energia proveniente de centrais térmicas. Além disso, os custos com aquisição de reservas podem reduzir significativamente. Um dos principais pontos num mercado integrado de serviços de sistema é a capacidade de transporte entre as várias áreas, caso esta capacidade seja limitada a distribuição de reservas poderá ser menos eficiente. Caso exista um valor fixo reservado ao transporte de serviços de sistema poderá dar-se também uma perda de eficiência socioeconómica, pois dá-se uma redução na capacidade disponível de transporte no mercado diário.

No sentido das orientações europeias em aproximar e integrar os mercados existentes de reservas de regulação, em 2009, o regulamento (EC) No 714/2009 definiu o objetivo da integração, coordenação e harmonização dos mercados de eletricidade na União Europeia. As diretrizes são no sentido de não discriminação, concorrência efetiva, conclusão e funcionamento eficiente do mercado interno de eletricidade e do comércio entre fronteiras, segurança no fornecimento, gestão e funcionamento da rede europeia de transporte de eletricidade. A agência de cooperação dos reguladores de energia, ACER (do inglês, *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) assim como a ENTSO-E estão desenvolver regulamentação que estabeleça um vínculo para completar os objetivos da integração. Esta regulamentação é referida como “*Electricity*

Balancing Guideline” (EB GL), que teve início de desenvolvimento em junho de 2016. Em paralelo a este processo, existe a criação de projetos-piloto transfronteiriços que visam antecipar a implementação do EB GL, com o objetivo de testar a viabilidade do modelo europeu e avaliar o impacto associado à sua implementação. Um dos projetos-piloto transfronteiriços associados ao ENTSO-E é o TERRE (*“Trans European Replacement Reserves Exchanges”*) que é dedicado à troca de reservas de balanço transfronteiriças. Este projeto conta com a participação das várias entidades reguladoras nacionais assim como dos ORT e dos investidores envolvidos nas diferentes etapas do projeto a nível nacional e regional, que teve início em 2016 e pretende ter a sua plataforma implementada durante a segunda metade de 2018.

O projeto conta com a participação dos ORT de Portugal (REN), Espanha (REE), França (RTE), Itália (Terna), Suíça (Swissgrid) e Grã-Bretanha (National Grid) como membros, e os ORT da Irlanda (EirGrid e SONI) como observadores, tal como representado na Figura 2.1.

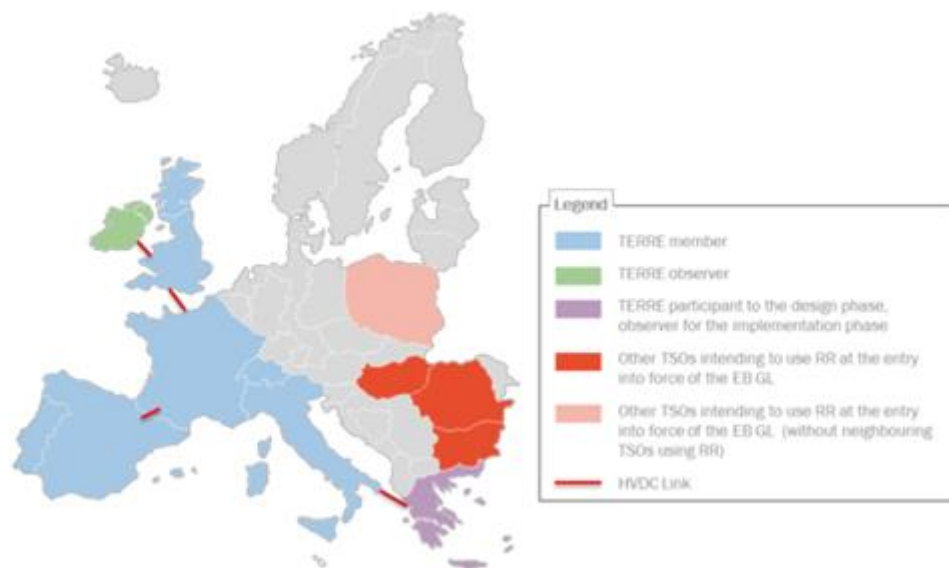


Figura 2.1: ORT participantes do projeto TERRE [20].

Os vários membros que formam o projeto TERRE pretendem criar um modelo transfronteiriço otimizado com uma plataforma comum, centrando-se na troca de serviços de balanço de energia com um tempo de ativação superior ao tempo de reposição da frequência, que nos países aderentes ao projeto é de 15 minutos. As reservas de balanço são as reservas de potência ativa disponíveis para repor o nível de

frequência, caso existam desequilíbrios no sistema, assim como reservas operacionais [20].

O TERRE começou por se focar em trocas ORT-ORT. No entanto, devido à necessidade de assegurar condições de concorrência equitativas entre os fornecedores de serviços de balanço, a harmonização de trocas entre ORT-Fornecedor a nível local deve ser feita de modo a promover a concorrência em igualdade de circunstâncias entre os fornecedores. [21]

Sendo que o projeto se encontra numa fase de desenvolvimento foram definidas como prioridades de harmonização os seguintes elementos:

- Harmonização das regras de atribuição de preço (*pay as bid*, *marginal clearing price*, remoção de limitação dos preços);
- Mercados intradiários, incluindo o mercado de resolução em tempo real e a definição da hora de fecho do mercado.

O conjunto de licitações em zonas não congestionadas têm o mesmo preço, mas quando há um congestionamento da interligação é criada uma “renda de congestionamento” que será distribuída.

Quanto aos benefícios do programa uma análise de custo-benefício, elaborada pelos ORT, revelou um valor de aproximadamente 150,6 milhões de euros por ano. Relativamente aos custos de criação e manutenção da plataforma TERRE para os ORT, estima-se um valor de 25 a 30 milhões de euros [20].

Para o cálculo dos benefícios do programa foram comparadas duas situações similares. Na primeira situação foram considerados dados históricos relativos a 2013, utilizando preços marginais em todas as áreas e considerando a capacidade de interligação igual a zero; a segunda situação foi simulada como a situação histórica com os valores de capacidade de interligação históricos. Foram consideradas também mudanças nas condições de mercado no momento em que o programa entrasse em funcionamento. Estas mudanças referem-se ao comportamento das licitações, volumes de desequilíbrio considerados e mudanças na capacidade de transporte de serviços. Neste momento o principal desafio do projeto são as diferenças atualmente existentes entre os diversos mercados de serviços de sistema [20].

Desde o início do projeto os vários ORT e as agências regulatórias nacionais têm-se envolvido no desenho do mesmo. As atividades de desenvolvimento do projeto estão centradas na extensão da cooperação de novos ORT, desenvolvimento de documentos públicos de partilha de princípios de cooperação, atualização do processo

de liquidação ORT-ORT e a avaliação de novos conceitos. Não existindo prazos concretos para novas melhorias. [22]

A implementação do projeto TERRE está atualmente dividida em quatro fases principais [20]:

- Jurídica: gestão de acordos de cooperação entre os ORT;
- Aprovação: processos de consulta e aprovação das agências regulatórias nacionais e partes interessadas;
- Projeto: gestão do projeto, soluções e especificações funcionais do projeto;
- Implementação: desenvolvimento do sistema de soluções para o projeto TERRE e teste de atividades.

Apesar dos benefícios da integração e harmonização dos mercados de serviços de sistema identificados anteriormente, subsistem algumas dificuldades relativas aos produtos, procedimentos, horários de fecho de mercados e hardware/software.

Na maioria dos mercados europeus, os mecanismos de balanço do sistema assumiram a forma de mercados *pool* centralizados, onde os participantes do mercado licitam a sua capacidade de banda de regulação disponível de subida e descida até à hora de fecho do mercado. Atualmente as definições e mecanismos de aquisição (incluindo preço de mercado) de serviços de balanço como energia de balanço e reservas automáticas ou manuais têm bastantes divergências entre os vários países europeus.

Uma das principais questões diz respeito ao tipo de serviços que estão incluídos no controlo de frequência do sistema, sendo principalmente definidos pela reserva secundária e terciária. No caso da área nórdica síncrona (Finlândia, Suécia, Noruega e Dinamarca), as reservas secundárias que utilizem controlos automáticos de geração (CGA) só são utilizadas na Dinamarca Ocidental. Portanto, a integração completa do controlo terciário, na realidade significa um sistema completamente integrado dos serviços de balanço. Na Alemanha, quer o controlo secundário quer o terciário são utilizados, mas o controlo secundário assume um papel principal. Assim sendo, para uma possível integração da área nórdica síncrona com a Alemanha, não ser que seja envolvida uma integração do controlo secundário esta harmonização não será significativa [23].

Deve-se ter em consideração que a integração dos serviços de regulação de frequência pode ser exequível sem a necessidade de harmonização de todas as regras, como é o caso do mercado nórdico de serviços de balanço nórdico.

Para colmatar as dificuldades existentes na harmonização dos serviços de sistema na Europa, em [23] são propostas várias opções a serem aprofundadas, entre elas:

- Opção A – esta opção não requer esforços de harmonização por parte da União Europeia. Consiste no objetivo dos vários ORT decidirem criar mecanismos de balanço transfronteiriços compartilhados e, portanto, entre eles sentiriam a necessidade de harmonizar certos aspetos relativos ao equilíbrio do nível de frequência. Por exemplo, países com diferentes tempos de ativação, como a Dinamarca (tempo de ativação da reserva secundária de 15 minutos) e a Alemanha (tempo de ativação da reserva secundária de 5 minutos). O objetivo da Dinamarca é não reduzir o tempo de ativação, caso contrário levaria a excluir vários fornecedores dinamarqueses, por isso estão a trabalhar para que a Alemanha aceite que a ativação da reserva secundária seja feita pelo ORT que detém a área de controlo da unidade geradora. Isto faria com que os tempos de ativação não teriam de ser harmonizados, pois não representariam um problema. Se este tipo de integração continuar a evoluir, ao longo do tempo os ORT irão sentir a necessidade de harmonizar mais aspetos dos mecanismos de balanço.
- Opção B – envolve harmonização dos mercados de balanço até ao ponto em que seriam removidos os principais obstáculos à crescente utilização de serviços transfronteiriços. Isso provavelmente irá levar a uma definição de serviços básicos de balanço com um número reduzido de produtos a serem transacionados. No exemplo referido anteriormente, a Alemanha teria que aceitar as reservas com um maior tempo de ativação ou a Dinamarca teria que deixar as suas reservas com maior tempo de ativação fora do mercado. Nesta opção não deverá ser necessário harmonizar aspetos como a hora de fecho dos mercados, o preço dos desequilíbrios e os seus métodos de liquidação.

Os ORT participantes teriam que implementar um sistema automatizado para lidar com as compensações de desequilíbrios, gestão dos recursos de balanço, troca de serviços de balanço e liquidação entre ORT.

- Opção C – harmonização onde os ORT partilham um conjunto não voluntário de recursos de balanço. Os serviços devem ser definidos e padronizados, deve existir regulamentações nos mercados de balanço relativas às horas de fecho de mercado, responsabilidades dos fornecedores de serviços, preços e modo de

liquidação de desequilíbrios e mecanismos de aquisição. Os ORT terão de desenvolver procedimentos e sistemas automáticos para lidar com os desequilíbrios no sistema assim como o método de aquisição dos serviços.

Esta solução é semelhante à utilizada nos países nórdicos, onde as diferenças foram harmonizadas. Depois de vários anos de revisão algumas regras foram estabelecidas, o horário de fecho de mercado foi definido a 45 minutos, custos base harmonizados para a liquidação do balanço de energia e um modelo comum para a liquidação de desequilíbrios. Estas medidas foram introduzidas na Dinamarca, Finlândia, Suécia e na Noruega em 2009. Apesar desta harmonização, grande parte dos procedimentos difere de país para país.

- Opção D – outra opção passa pelo desenvolvimento do projeto de um mercado único de balanço na União Europeia. Não sendo possível harmonizar todos os fatores de cada mercado nacional e portanto têm de se determinar quais as necessidades de harmonização.

Envolvendo uma harmonização de quase todos os fatores como por exemplo: funções dos intervenientes no mercado, definições de aquisição de serviços de balanço e regras de liquidação de desequilíbrios. Também envolveria uma remodelação completa dos novos procedimentos e dos sistemas automáticos utilizados pelos ORT, por forma a gerir os serviços de balanço a nível regional.

Capítulo 3

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)

No presente capítulo é caracterizado o sistema elétrico português, descrita a sua integração no MIBEL, bem como a estrutura de funcionamento. Os serviços de sistema considerados no MIBEL são também expostos e é feito um enquadramento ao Despacho n.º 4694/2014.

3.1- Caracterização do sistema elétrico

A energia elétrica é produzida através de fontes de energia primária, sendo que, pode ser gerada recorrendo ao aproveitamento de recursos energéticos renováveis ou não renováveis. A distinção utilizada no tipo de recurso energético é a mesma na qual se pode separar o tipo de tecnologia utilizada pelas centrais geradoras de energia elétrica. As tecnologias não renováveis utilizam maioritariamente processos de combustão com combustíveis fósseis como o carvão, gás, fuelóleo ou diesel. As tecnologias renováveis são caracterizadas pelo uso de recursos repostos pela natureza. Dado este facto procura-se recorrer cada vez mais a este tipo de tecnologia e as principais fontes utilizadas são o sol, o vento, as ondas e marés, energia geotérmica e a biomassa.

Com o objetivo de melhorar a segurança e o abastecimento do sistema elétrico deve-se utilizar diversas tecnologias, pois cada uma delas apresenta as suas vantagens e desvantagens a nível ambiental e económico.

Em 2014, a produção bruta de energia elétrica em Portugal totalizou 52,8 TWh, contraindo 0,7% face ao ano anterior. O consumo verificado em 2014 ficou 6,5% abaixo do máximo histórico registado em 2010. A produção renovável abasteceu 62% do consumo, que representa a quota mais elevada de participação renovável desde 1979. Na Figura 3.1 é representado o papel que as principais tecnologias utilizadas, para produzir energia elétrica, tiveram no ano 2014, assim como a capacidade instalada, por tipo de tecnologia, no sistema elétrico português.

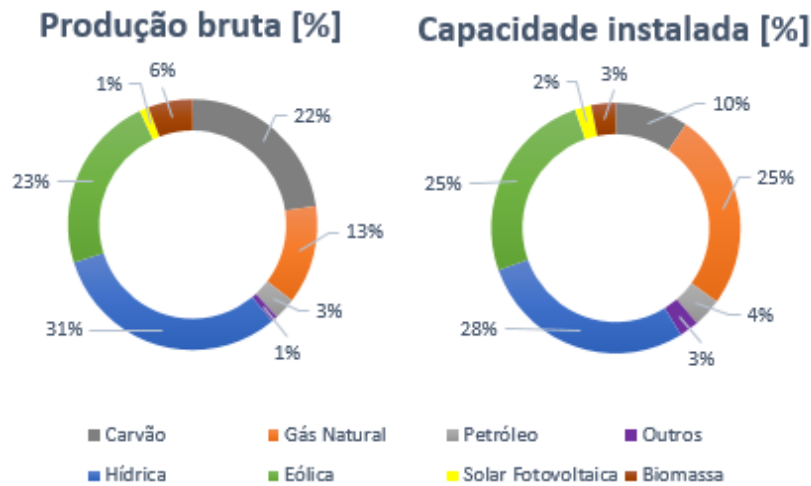


Figura 3.1: Produção bruta de energia elétrica gerada e capacidade instalada em Portugal, por tipo de tecnologia em 2014 (Adaptado de [24]).

Como demonstra a Figura 3.1, a produção de energia elétrica a partir de fontes energéticas renováveis foi repartida do seguinte modo: a energia renovável com maior participação na geração elétrica foi a energia hídrica com 31%, seguido da eólica com 23%, biomassa 6% e fotovoltaica 1%. Quanto aos recursos não renováveis, o carvão abasteceu 22% do consumo e o gás natural, ciclo combinado e cogeração 13%. O saldo importador foi o mais reduzido desde 2001, representando 2% do consumo. [25]

A importação de energia elétrica foi feita através das interligações existentes entre Portugal e Espanha. Estes dois países em conjunto formam o Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL). De modo a manter a viabilidade, segurança e bom funcionamento do sistema elétrico é definido um conjunto de serviços que auxiliam nessas funções, a esse conjunto de serviço dá-se o nome de serviços de sistema. De seguida são analisadas diferentes abordagens relativas a este tema e às propostas de harmonização transfronteiriça destes serviços.

3.2- Sistema elétrico português

O sistema elétrico português teve a sua reforma em 1995, com legislação que pretendeu separar o sistema regulado (SEP) do sistema liberalizado (SENV) [26].

Na maior parte dos países europeus, assim como em Portugal Continental, este processo de liberalização do setor elétrico foi efetuado de uma forma faseada, sendo que os utilizadores de níveis de tensão mais elevado e os clientes de maior consumo deram início a esta mudança.

Desde 1995, o sistema elétrico português sofreu diversas mudanças legais, com privatização de diversas empresas e o acesso à atividade de produção que foi liberalizado em 1998. Em 2000, a atividade de transporte da antiga empresa vertical foi separada originando o operador do sistema de transporte português, REN SA, encarregado do funcionamento do sistema elétrico e da concessão do sistema de transporte. Em 2007 teve acontecimento a última etapa da liberalização do mercado de eletricidade, e os aproximadamente seis milhões de clientes passaram a poder escolher a empresa fornecedora de energia elétrica [27].

Atualmente, ainda coexiste simultaneamente o mercado livre e o mercado regulado, onde os clientes podem-se manter no mercado regulado ou optar por um comercializador do mercado livre, no entanto está previsto em 2020 todos os consumidores transitarem para o mercado livre, extinguindo-se as tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em baixa tensão normal.

O mercado de eletricidade português pode ser dividido em quatro atividades principais:

- i. Produção
- ii. Transporte
- iii. Distribuição
- iv. Comercialização

Através da Figura 3.2 é apresentada a estrutura do mercado elétrico português onde verificamos as suas atividades, assim como os seus intervenientes.

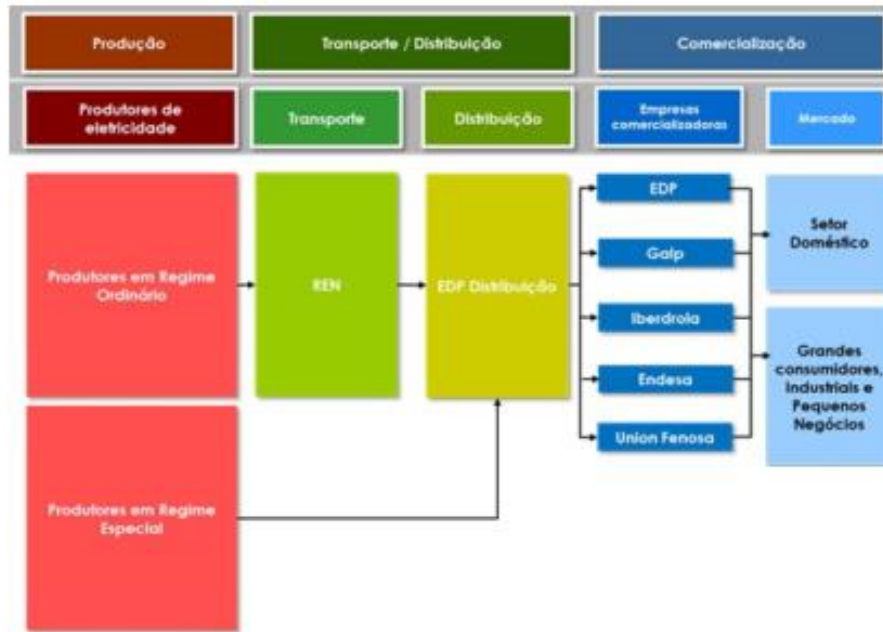


Figura 3.2: Regime de mercado liberalizado português [28].

Com a liberalização do mercado de eletricidade abandonou-se a lógica de planeamento centralizado dos centros electroprodutores. A atividade de produção está aberta à concorrência de forma a introduzir maior eficiência económica na gestão e operação dos recursos. O Estado atua de forma supletiva à iniciativa privada, suprimindo falhas de mercado garantindo o abastecimento de eletricidade, através da constante monitorização do setor elétrico pelos órgãos competentes da administração pública assim como das empresas reguladas. No caso de insuficiência de energia elétrica para satisfazer a procura cabe ao Estado, através de concurso público, promover condições de produção de acordo com as necessidades de consumo, eficiência energética e qualidade ambiental.

A atividade de transporte é exercida pela exploração da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) e pertence a uma única concessão exercida em exclusivo em regime de serviço público. Para assegurar a transparência do exercício da atividade, esta é separada jurídica e patrimonialmente, dada a sua importância no sistema elétrico, integra a função de gestão técnica global do sistema assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema. A concessionária REN integra o desenvolvimento, exploração e manutenção da RNT, das suas interligações com outras redes, e a gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema [29].

A atividade da distribuição de eletricidade é exercida através da exploração da rede nacional de distribuição, que corresponde à rede em média e alta tensão, e da exploração das redes de distribuição em baixa tensão. A rede nacional de distribuição é explorada por uma única concessão do estado atribuída à EDP Distribuição.

A atividade de comercialização é livre, sujeita a atribuição de licença pela entidade administrativa competente. As empresas comercializadoras vendem e compram livremente eletricidade e, portanto, têm acesso às redes de transporte e distribuição mediante o pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores no mercado liberalizado podem escolher livremente o seu comercializador, sendo os consumidores titulares do direito de acesso às redes [30].

A Lei 29/2006 de 15 de fevereiro, alargou a elegibilidade a todos os consumidores e geração organizada sob regime normal e regime especial. Isto envolve energias renováveis (nomeadamente parques eólicos e fotovoltaicos), centrais hidroelétricas com menos de 10 MVA e instalações de cogeração. Do ponto de vista comercial, os geradores de regime normal e a procura podem usar o mercado organizado ou estabelecer contratos bilaterais para vender/comprar eletricidade.

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada em 1997 e as suas responsabilidades foram alargadas ao sector do gás em 2004. Em 1998, a ERSE aprovou o primeiro código tarifário que criou um sistema aditivo tarifário que inclui tarifas reguladas para os utilizadores finais que permanecem no setor regulado e acesso para consumidores livres. As tarifas de acesso incluem as tarifas de Uso Global do Sistema, nomeadamente pagamento dos custos do centro de controlo, subsídios à produção em regime especial e custos dos serviços de sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso das Redes de Distribuição [31].

3.3- Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL)

A partir da década de 90, o setor elétrico de vários países sofreu profundas alterações estruturais. Embora com diferenças entre os diversos mercados, esta reforma deu-se, entre outras razões, devido ao investimento excessivo na geração de energia elétrica e a motivações de carácter político e consistiu na liberalização dos diversos segmentos competitivos e na regulação de segmentos considerados monopólios naturais [32].

Em 14 de novembro de 2001, foi assinado um memorando entre os governos português e espanhol com vista ao estabelecimento de um mercado comum da eletricidade. Esta iniciativa teve um contributo significativo não só para a concretização do mercado de energia elétrica a nível ibérico, como à escala europeia. Após vários acordos parciais, em 2006, foi iniciada a operação do mercado de transações bilaterais físicas e financeiras. Em julho de 2007, iniciou-se o mercado diário, como uma extensão do que já estava em operação em Espanha desde janeiro de 1998. A capacidade de interligação disponível entre os dois países aumentou para um máximo de 1900 MW, podendo este valor ser reduzido devido a restrições técnicas dentro de cada país.

Com a criação do MIBEL os consumidores passaram a ter a possibilidade de adquirir energia num regime de livre concorrência, permitindo um conjunto de benefícios para os seus intervenientes, sendo de salientar: [33]

- i. Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países, através do processo de integração dos respetivos sistemas elétricos;
- ii. Garantir um funcionamento do mercado, suportado nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- iii. Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada de definição de preços de referência para toda a Península Ibérica;
- iv. Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos, obrigações, transparência e objetividade;
- v. Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas [33].

Como mostra a Figura 3.3, os mercados organizados do MIBEL funcionam com base numa bolsa ibérica de energia elétrica assente em dois polos, o português (OMIP) e o espanhol (OMIE), que serão futuramente integrados e darão então origem ao OMI (Operador de Mercado Ibérico), um operador de mercado único.

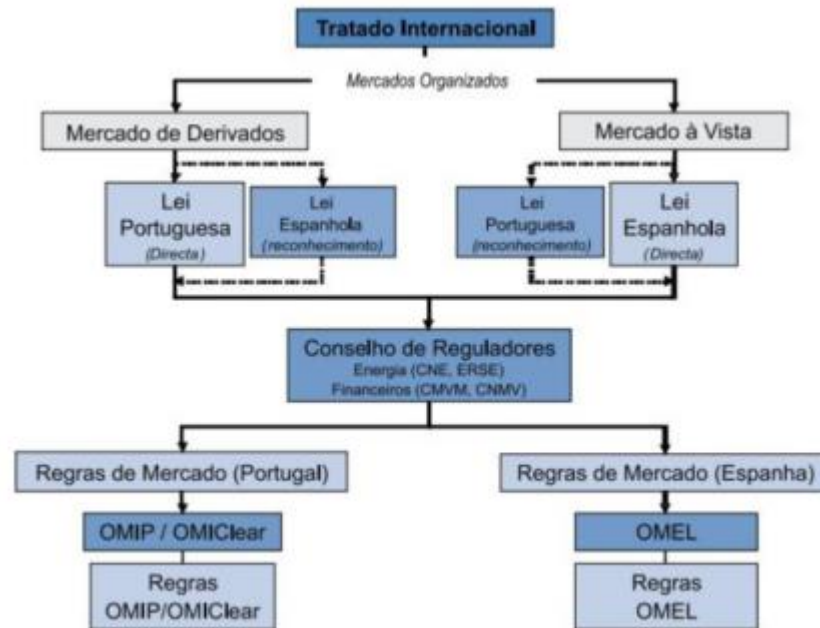


Figura 3.3: Estruturação do MIBEL [34].

As modalidades de contratação no mercado grossista do MIBEL refletem as especificidades do setor elétrico, nomeadamente o facto de ser um setor que funciona em regime de equilíbrio síncrono de produção e consumo, não existindo a arbitragem temporal existente em outros mercados. As modalidades existentes são as seguintes:

- i. Mercado de contratação a prazo (OMIP) – é um mercado gerido pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português onde se estabelecem compromissos a futuro de produção e de compra de energia elétrica. Este mercado pode efetuar liquidação física (entrega da energia) ou liquidação financeira (compensação dos valores monetários subjacentes à negociação).
- ii. Mercado de contratação à vista (OMIE) - é gerido pelo Operador del Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol e apresenta uma componente de contratação diária (mercado diário) e uma componente de ajustes intradiários (mercado intradiário), em que se estabelecem programas de venda e de compra de energia elétrica para o dia seguinte ao da negociação.
- iii. Mercado de serviços de sistema - Este mercado é gerido pelos operadores de sistema de cada país, a REN (Redes Energéticas Nacionais) e a REE (Red Eléctrica de España) para Portugal e Espanha, respetivamente. Funcionando em tempo real, tem por objetivo garantir o equilíbrio entre a potência de produção e a potência de consumo de energia elétrica por forma a manter a qualidade e segurança de todo o sistema.

- iv. Mercado de contratação bilateral - É um mercado livre em que os agentes contratam para os diversos horizontes temporais a compra e venda de energia elétrica [35].

O mercado retalhista assenta na coexistência de duas formas principais de contratação do fornecimento de energia elétrica por parte do consumidor final [35]:

- i. Contratação em mercado regulado - Fornecimento de energia elétrica por parte do comercializador de último recurso, onde as tarifas são reguladas.
- ii. Contratação em mercado liberalizado - Fornecimento por parte de comercializadores de eletricidade, onde as condições de negociação da energia elétrica são definidas e acordadas entre as partes e a componente de acesso às redes é aplicada um preço regulado.

O planeamento de operação do sistema envolve o mercado diário, que aceita as licitações de compra e venda de energia para as 24 horas seguintes. Em seguida, os dois ORT validam os cronogramas juntamente com contratos bilaterais que verificam os limites de interligação. A separação do mercado é utilizada para lidar com o congestionamento nas linhas de interligação, levando eventualmente a preços diferentes em Portugal e Espanha. Os congestionamentos internos a cada país são resolvidos usando propostas incrementais/decrementais apresentadas por geradores. Após a obtenção de um primeiro planeamento possível é executado um mercado para atribuir a reserva secundária a subir e a baixar obtendo o cronograma final às 15:00 horas. Às 20:00 horas de cada dia começa a primeira sessão do mercado intradiário do dia seguinte [31].

3.4- Estrutura de mercados do MIBEL

Com a concretização do MIBEL procedeu-se à harmonização de um conjunto de procedimentos, regras e condições económicas/técnicas entre Portugal e Espanha. Na Figura 3.4, podemos observar o desenvolvimento temporal e a estrutura de mercados do MIBEL, seguidamente é explicado cada um destes mercados brevemente.

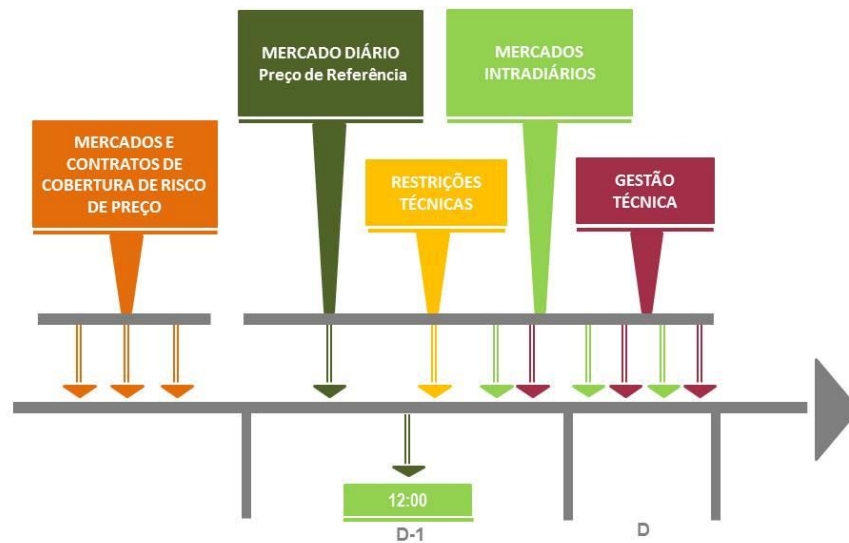


Figura 3.4: Sequência no tempo dos mercados e processos no MIBEL [36].

3.4.1 - Mercado Diário

O mercado diário do MIBEL tem como objetivo realizar as transações de energia elétrica para o dia seguinte, de acordo com as ofertas de vendas apresentadas e as propostas de aquisição de energia elétrica. Logo, o mercado define o preço para cada uma das 24 horas do dia seguinte, ao longo do ano. A plataforma do mercado diário em que se integra Portugal é gerida pelo OMIE, sendo a hora de negociação determinada pela hora legal espanhola.

Este mercado funciona através do cruzamento de ofertas (compra e venda), com a participação de diversos agentes registados, sendo indicados para cada oferta o dia e a hora a que se reporta, bem como o preço e volume de energia correspondentes. O preço de mercado é obtido através da intersecção da curva da procura com a curva da oferta.

Devido ao mercado diário compreender simultaneamente Portugal e Espanha é necessário verificar e prever se a capacidade de interligação comercial disponível entre ambos os países comporta o fluxo de energia. No caso de uma congestão do fluxo de energia entre os dois países realiza-se uma separação de mercados (*Market Splitting*), obtendo-se um preço diferente em cada zona do mercado ibérico, sem congestão

interna entre ambos os sistemas elétricos. De realçar, que a solução explicitada ocorre de acordo com as regras definidas para o mercado [28].

3.4.2 - Mercado intradiário

O mercado ibérico intradiário foi concebido como um mercado de ajustes, com o objetivo de oferecer uma adequação entre a oferta e a procura mais precisa e próxima do tempo real que a permitida pelo mercado diário, resolvendo, desse modo, possíveis ajustes em sucessivas etapas da programação.

À semelhança do mercado diário, o mercado intradiário é também gerido pela OMIE, pelo que podem nele participar todos os agentes que são permitidos para o mercado diário ou tenham realizado contratos bilaterais. Com o objetivo de retificar as suas posições anteriores, no mercado intradiário os agentes com uma posição natural de vendedor (produtores) podem também comprar energia, e os agentes com uma posição natural de comprador (comercializadores) podem também vender energia.

Porém, os agentes só poderão participar no mercado intradiário para os períodos horários de programação que corresponderem aos incluídos na sessão do mercado diário na qual participaram, ou não o fizeram por estar indisponíveis [32].

Existem 6 sessões do mercado intradiário, representadas na Figura 3.5. Tendo elas início às 20:00 do dia anterior, às 0:00, às 4:00, às 8:00, às 12:00 e às 16:00 horas do dia da operação do sistema [31]. Estas sessões do mercado intradiário, que possibilitam um ajuste das ofertas realizadas no mercado diário, mais próximo da hora de entrega de energia elétrica, encontram-se representadas na Figura 3.5.

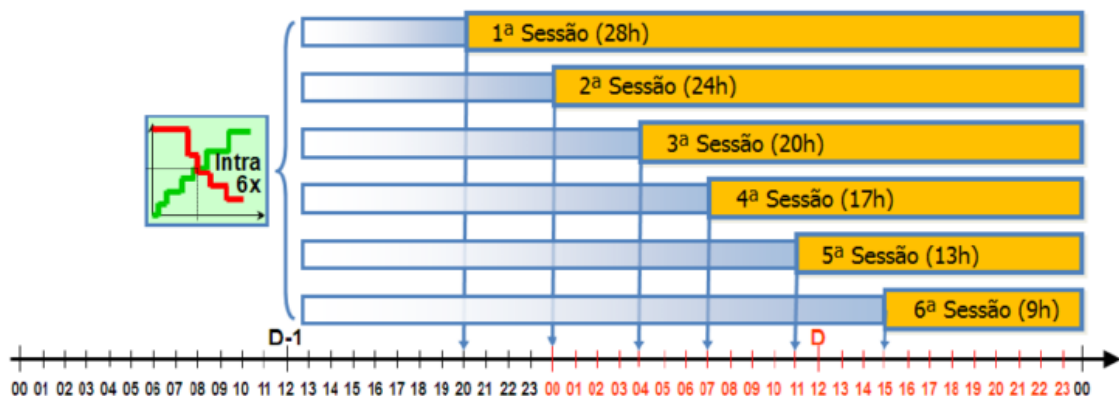


Figura 3.5: Estrutura por sessões do mercado intradiário do MIBEL [32].

O preço de mercado é obtido da mesma forma que no mercado diário, através da intersecção da curva da procura com a curva da oferta, para cada hora de cada sessão. Os agentes podem realizar ofertas de venda e licitações de compra para todas as horas abrangidas pelas respetivas sessões [32].

3.4.3 - Contratos Bilaterais

Dado existirem oscilações rápidas dos preços da energia relacionadas com a elevada instabilidade nos preços de matérias-primas utilizadas para produzir eletricidade, condições meteorológicas (como o vento, a chuva, a radiação solar, entre outras que influenciam diretamente a produção elétrica) e a economia a nível mundial, surgiram as transações bilaterais. No mercado de contratos bilaterais é celebrado um contrato entre um agente da procura e um agente da oferta. Este contrato é negociado diretamente entre os dois agentes de forma a discutirem os preços, termos e condições livremente especificadas no mesmo. Antes da finalização do contrato é necessário comunicar a transação ao operador de sistema, e este verifica se há capacidade de transporte suficiente para assegurar a transação, de forma a não colocar em perigo a segurança e fiabilidade do sistema elétrico.

O modelo de contratos bilaterais é um modelo rígido que garante a segurança do preço da eletricidade, uma vez que este é estabelecido por um contrato físico e por um determinado período de tempo. A grande vantagem dos contratos bilaterais reside na capacidade de reduzir o risco associado à volatilidade do preço no mercado em bolsa, e ainda ao volume da energia elétrica na negociação no mercado diário. Isso proporciona uma estabilidade essencial para as empresas produtoras. O grande risco dos contratos bilaterais é o risco da contraparte.

A Figura 3.6 compara o peso dos contratos bilaterais e a participação dos vários mercados organizados (mercado diário, mercado intradiário e de serviços de sistema) no MIBEL. Facilmente se verifica que o mercado intradiário e o mercado de serviços de sistema têm uma parcela pequena de participação visto o mercado intradiário se tratar de um mercado de ajustes, e os serviços de sistema garantirem o correto funcionamento do sistema.

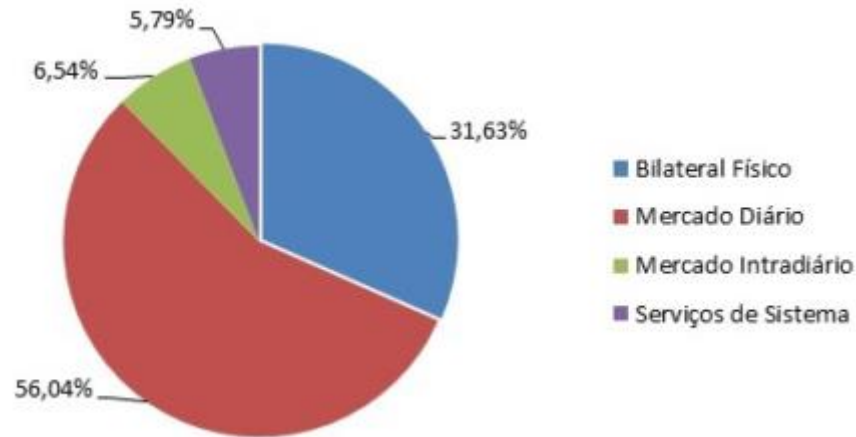


Figura 3.6: Participação dos vários mercados no MIBEL em 2014 [28].

3.4.4 – Outros tipos de contratos

Além dos contratos bilaterais físicos, existem outros tipos de contratos, sendo de realçar os contratos por diferenças e futuros. Em ambos os casos os contratos são de natureza financeira, com o objetivo de lidar com o risco dos mercados a curto prazo.

Nos contratos por diferenças é estabelecido um preço alvo resultante de um acordo entre duas entidades, a entidade consumidora e a entidade produtora. Durante o intervalo de tempo em que o contrato foi definido caso o preço do mercado seja superior ao preço alvo haverá uma compensação da entidade produtora. No caso do preço de mercado ser inferior ao preço alvo a compensação será realizada pela entidade consumidora.

Nos contratos futuros, as entidades contratantes reservam o direito de utilização de energia elétrica a um preço definido, com um determinado horizonte temporal. As opções permitem que as entidades contratantes possam utilizar ou não os recursos reservados, oferecendo por isso menor risco, já que podem ser desativadas para aproveitamento de situações mais interessantes que possam entretanto surgir [28].

3.5- Serviços de sistema no MIBEL

O MIBEL é composto por duas áreas distintas Portugal e Espanha. Portugal é organizado em várias áreas de equilíbrio que são utilizadas para calcular e penalizar desvios de valores previstos. No que diz respeito aos serviços de sistema, os códigos

nacionais de operação indicam que os ORT (REN no caso português e REE no caso espanhol) são responsáveis pela contratação dos montantes necessários de serviços de sistema e pela resolução das restrições técnicas que eventualmente resultam dos horários do mercado do dia seguinte e do mercado intradiário.

Em Portugal, os serviços de sistema considerados são os seguintes: solução de restrições técnicas, controlo de frequências, envolvendo vários tipos de reservas, controlo de tensão/potência reativa e o arranque autónomo [37]. Estes encontram-se divididos por serviços obrigatórios e complementares. Consideram-se serviços obrigatórios aqueles que não são remunerados e nos quais estão incluídos, por exemplo, a regulação de tensão e a regulação de frequência. Por serviços complementares entendem-se ser aqueles que são passíveis de remuneração onde estão incluídos a compensação síncrona estática, a regulação secundária, a interruptibilidade rápida, o arranque autónomo, entre outros. Atualmente, apenas a regulação secundária e a reserva de regulação são remunerados sob a forma de mercado competitivo. Os restantes serviços de sistema podem ser contratualizados bilateralmente.

Entre os vários serviços de sistema é de destacar o controlo de potência ativa/frequência, que se encontra hierarquizado em três níveis de controlo da reserva do sistema [38]:

- i. Controlo de reserva primária - associado à resposta automática das unidades produtoras a variações de frequência.
- ii. Controlo de reserva secundária - da responsabilidade do gestor do sistema, associado a um controlo zonal da frequência e controlo de intercâmbios de potência ativa entre áreas, assistido por telerregulação.
- iii. Controlo de reserva terciária - ativado de forma não automática pelo operador de sistema, através do arranque de grupos produtores, com o objetivo de restabelecer níveis de reserva e de segurança de exploração adequados, ou através de programas de importação.

Também o controlo de tensão e potência reativa se encontra hierarquizado em três níveis de controlo da reserva do sistema, com o objetivo de manutenção do perfil de tensões nos nós da rede assim como de redução de perdas [38]:

- i. Controlo primário - é realizado de forma automática e está associado à atuação dos reguladores automáticos de tensão dos geradores síncronos da rede.
- ii. Controlo secundário - com uma atuação a nível de zona, é realizado também pelos reguladores de tensão dos grupos síncronos a partir de indicações de

tensão enviadas pelo operador do sistema, para assim otimizar a gestão do sistema.

- iii. Controlo terciário - é realizado de forma não automática e contribui para a otimização da programação horária de exploração do sistema.

De modo a se obter uma melhor compreensão geral dos serviços de sistema, no MIBEL, segundo [15], os serviços geridos pelo ORT em ambos os países são:

1) Solução de restrições técnicas

Uma restrição técnica corresponde a qualquer limitação dada uma situação particular da rede de transporte que impõe procedimentos especiais para continuar a garantir a fiabilidade e a segurança de funcionamento do sistema. Além da rede, restrições associadas ao mercado diário e ao mercado intradiário ou relacionadas com a operação em tempo real, existem também restrições associadas a outros problemas, como por exemplo: insuficiência de reservas secundária ou terciária, dificuldades em controlar tensões nodais e capacidade de reserva insuficiente para iniciar o sistema após uma falha grave. O congestionamento nas linhas internacionais é solucionado através de uma separação do mercado. As regras do MIBEL utilizam o mecanismo de *Market Splitting*, dando origem a diferenças de preços nas duas áreas interligadas. Para congestionamentos dentro de cada país, cada ORT aceita ofertas para alterar a saída dos geradores até às 11h00. Usando essas ofertas, o ORT inclui no cronograma novas ofertas que contribuem para resolver as restrições, começando pelas menos dispendiosas e eliminando as ofertas de preço mais elevado que foram aceites para esse período de negociação no mercado diário.

O processo de resolução de restrições técnicas pode-se aplicar no mercado diário, mercados intradiários e em tempo real. Quando estas surgem no mercado diário resolvem-se em duas fases, a primeira baseia-se na modificação do programa de contratação por critérios de segurança, a segunda no reequilíbrio da relação geração-consumo. As unidades relativas à produção em regime ordinário e aos consumos relativos a bombagem apresentam ofertas de energia e preço para a mobilização da energia, nesse caso os agentes associados a unidades de oferta de produção são remunerados segundo o valor

mínimo das ofertas apresentadas e não casadas no mercado diário. Para a desmobilização de energia, os agentes vendedores são obrigados a pagar a energia ao preço de encontro do mercado diário. Os agentes associados a oferta de consumo para bombagem são remunerados mediante a utilização do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e o valor das ofertas apresentadas no mercado diário.

Restrições que surjam dos mercados intradiários são resolvidas com a eliminação das ofertas que as originam, não se repercutindo em custos adicionais para o sistema.

Restrições técnicas em tempo real são solucionadas mediante utilização das ofertas de reserva de regulação, estas não são utilizadas para definir o preço de valorização da energia de regulação.

O sobrecusto originado pela resolução de restrições técnicas é pago pelos agentes de mercado, repartido proporcionalmente pelas compras relativas a consumos [35].

2) Reserva primária

O controlo primário [39] tem como objetivo estabilizar a frequência no valor estacionário após uma perturbação ou incidente, mas sem restaurar os valores de referência para a frequência e para as trocas de energia. Consiste no ajustamento automático do nível de produção da central de modo que a produção e o consumo se equilibrem em qualquer instante. Os geradores devem ser capazes de alterar a sua saída automaticamente devido a uma mudança de frequência usando o regulador de frequência.

A banda de insensibilidade dos reguladores de velocidade deve ser tão pequena quanto possível e, em qualquer caso, inferior a 10 mHz, o que significa que os reguladores de velocidade devem reagir a desvios de pelo menos 10 mHz. Toda a reserva primária deve ser ativada para variações maiores que 200 mHz. Em Portugal, a ativação da reserva primária é feita até 15 segundos para perturbações que originam desvios inferiores a 100 mHz e variam linearmente de 15 a 30 segundos para desvios de 100 a 200 mHz. Em ambos os países constituintes do MIBEL, trata-se de um serviço não remunerado obrigatório para todos os produtores com potência aparente instalada superior a 10MVA, fornecido por geradores *online*, que devem fornecer uma banda de regulação de

pelo menos 5% da sua potência de saída, sendo os custos internalizados nas ofertas e nos contratos bilaterais físicos estabelecidos [40].

3) Reserva secundária

A reserva secundária tem como objetivo fazer com que a frequência e os fluxos de potência das linhas principais voltem aos valores de referência, quando ocorre uma perturbação considerável no sistema elétrico. O controlo primário de frequência pode evitar grandes variações de frequência, no entanto, esta função de controlo é incapaz, por si só, de repor a frequência no seu valor nominal. Esta é caracterizada por uma margem de potência (para cima e para baixo) acionada por telerregulação. No MIBEL, a reserva secundária é contratada num mercado de reservas secundárias. Neste mercado, os geradores, que dispõem das capacidades operacionais e técnicas de acordo com o Regulamento Rede de Transporte, apresentam propostas de venda, indicando a quantidade de energia que estão dispostos a utilizar em caso de perturbação (banda de reserva) e o preço desta banda. A partir desta banda de reserva, os ORT portugueses e espanhóis definem o rácio da banda a utilizar como reserva a subir e como reserva a baixar. Atualmente, em Portugal, dois terços da banda total são a banda de reserva a subir, e um terço é a banda de reserva a baixar. A reserva a subir é uma quantidade de energia que o gerador está disponível para aumentar a partir de uma saída de potência operacional, a reserva a baixar é uma quantidade de energia que o gerador está disponível para diminuir. O montante total contratado no mercado de reservas secundárias é determinado pelo ORT, em conformidade com as recomendações da ENTSO-E [41], para um valor mínimo da banda de reserva [37].

A reserva secundária, associada ao serviço de telerregulação dos grupos geradores, é um serviço de sistema remunerado segundo mecanismos de mercado, sendo a valorização composta por duas parcelas [35]:

- Banda de regulação secundária - valorizada de acordo com o máximo dos preços marginais da banda de regulação secundária a descer e a subir em cada hora.
- Energia de regulação secundária - valorizada ao preço da última oferta de energia de reserva de regulação mobilizada em cada hora.

A reserva secundária é assegurada através de [38]:

- Grupos em telerregulação - em que a regulação é efetuada através da ação do regulador central automático sobre os grupos.
- Reserva girante - assegurada através de grupos que se encontram em serviço mas não em telerregulação.
- Reserva rápida - constituída por grupos hídricos e térmicos que possam ser mobilizados num espaço de tempo inferior a 10 min.

Depois de uma perturbação, o Controlo de Geração Automática (CGA), envia o *set point* aos geradores envolvidos de acordo com sua contribuição para trazer a frequência de volta para 50 Hz e para trazer os intercâmbios de energia em troços chave para valores programados. Em Portugal, o controlo secundário deve ser ativado em não mais de 30 segundos e a sua operação deve ser concluída em não mais de 15 min. O controlo secundário pode ser complementado por reservas terciárias rápidas no caso de a reserva secundária não poder cobrir a geração máxima perdida [40].

Estas reservas são contratadas numa base nacional de mercados específicos. Em Portugal, o ORT comunica até às 13 horas do dia seguinte os pedidos de reserva secundária e os geradores participantes deverão enviar propostas de venda incluindo a reserva disponível (MW) e o preço da banda de reserva secundária (€/MW). O ORT deve contratar a capacidade de banda secundária numa base de custo mínimo e o preço da banda de regulação secundária corresponde ao preço da última proposta aceite. A energia utilizada dentro desta banda de reserva, em caso de perturbação, é denominada como energia secundária e é paga de acordo com o preço da reserva terciária superior ou inferior, para a hora de negociação correspondente.

4) Reserva terciária

A reserva terciária destina-se a repor a reserva secundária solicitada de modo a manter o nível de reserva secundária de acordo com o valor estabelecido pelo operador de sistema. O seu objetivo principal é substituir a quantidade utilizada de reserva secundária, conforme determinado pelo controlo secundário implementado através do CGA. Situações de expectável perda simultânea de vários grupos geradores, que poderão decorrer, por exemplo, de insuficiência de

queda em centrais a fio de água ou devido a colmatação dos circuitos de refrigeração dos grupos térmicos, determinarão níveis elevados e tempos reduzidos de mobilização de reserva terciária [38].

Em Portugal assim como em Espanha, é atribuída atualmente uma reserva terciária de acordo com mercados a nível nacional. Para cada período de programação do dia seguinte, cada ORT determina o montante mínimo da reserva terciária. Em geral, este montante mínimo corresponde à potência máxima que pode ser perdida devido a qualquer falha de equipamento individual aumentada em 2% da procura prevista para esse período. Após a compensação do mercado secundário de reservas, cada ORT ativa o mercado de reservas terciárias, tipicamente das 18h00 às 21h00. As propostas de reserva terciária devem ser apresentadas por geradores capazes de fornecer variações de potência dentro de 15 minutos e o serviço deve ser mantido por, pelo menos, duas horas consecutivas. As propostas incluem a reserva terciária superior e inferior em MW, interpretada como as variações máximas superior e inferior da produção do gerador em 15 minutos, e o preço da energia correspondente em €/MWh. A energia usada será paga de acordo com o preço marginal dos mercados superior ou inferior.

Em tempo real, o gestor de sistema recorre às curvas de ofertas de reserva de regulação apresentadas pelos agentes para mobilizar ou desmobilizar produção/consumo, sendo os agentes de mercado remunerados pelo preço da última oferta mobilizada para subir ou descer.

Os sobrecustos originados pela utilização de reserva de regulação são distribuídos pelos agentes de mercado que se desviarem do respetivo programa contratado [35].

5) Controlo de tensão

O controlo da tensão é obtido por meio da ativação de dispositivos adequados de produção de energia reativa, distribuídos ao longo das redes. Estes podem incluir unidades de geração, a própria rede de transporte, redes de distribuição, bem como alguns consumidores que têm equipamentos adequados. Em Portugal, [40] especifica as faixas de tensão admissíveis para os diferentes níveis de tensão da rede de transporte, considerando o estado

normal, os estados de contingência N-1, bem como no caso de falhas sucessivas de circuitos duplos ou de linha e um gerador.

Este serviço é considerado obrigatório e não remunerado. A referência [40] estabelece que o ORT deve monitorizar o funcionamento da rede para assegurar que a banda de operação de tensão não seja violada, e transmitir ordens de controlo em tempo real para alterar os pontos de operação de equipamentos na rede de transporte, ligar ou desligar os condensadores, alterar as tomadas dos transformadores ou para ligar ou desligar os disjuntores ao longo da rede.

Em Espanha, este serviço tem um termo obrigatório e não remunerado juntamente com uma parte remunerada de acordo com a avaliação de desempenho. A manutenção de um termo obrigatório é explicada dada a importância do controlo de tensão para garantir a segurança e confiabilidade do sistema. De acordo com este esquema misto, o ORT define a quantidade mínima não remunerada de potência reativa e o montante acima do referido pode ser oferecido ao ORT. Se aceite pelo ORT, é pago a um preço fixo.

6) Arranque autónomo

O arranque autónomo consiste no arranque de grupos geradores sem recurso à tensão da rede, o que permite realimentar e restabelecer o serviço na rede elétrica em caso de situações de colapso total ou parcial do sistema [38].

No MIBEL, a capacidade de arranque autónomo é um serviço complementar, voluntário e não remunerado. Em cada país, os ORT definem planos de emergência em caso de contingências e também planos de restauração, caso ocorra um grande apagão. Neste caso, como indicado em [40], o objetivo principal dos planos de restauro é restaurar o fornecimento de eletricidade de forma ordenada, segura e o mais rápido possível. Estes planos devem ser preparados em estreita colaboração entre os ORT ibéricos, definindo o conjunto de ações a empreender em cada área de cada um dos sistemas, a fim de repor o sistema o mais rapidamente possível.

3.6- Enquadramento do Despacho n.º 4694/2014

Dadas as subidas significativas no preço dos serviços de sistema, constatadas pela ERSE de acordo com as suas funções de supervisão, concluiu-se ser necessário reforçar medidas que visem dar resposta às distorções verificadas, nomeadamente no mercado de banda de regulação secundária. Para isso, foram estabelecidos princípios de formação do preço da banda de regulação secundária auferido pelos fornecedores que participam no mercado de serviços de sistema, usando como referência o mercado de serviços de sistema Espanhol. Estas regras encontram-se definidas no Despacho n.º 4694/2014, e mais tarde a Diretiva n.º 3/2017 consagrou estas regras e critérios no Manual de Procedimentos de Gestão Global do Sistema.

No Despacho n.º 4696/2014 ficou definido que o preço médio trimestral da banda de regulação secundária em Portugal não pode exceder a média trimestral do preço deste serviço em Espanha, conforme publicado pela REE [42].

No apuramento da média trimestral do preço da banda de regulação secundária em Espanha, o preço horário não pode ultrapassar em 20% o custo marginal estimado de produção de uma central de ciclo combinado a gás natural, conforme publicado mensalmente pela ERSE. Este ajustamento do preço médio trimestral deve ser efetuado e publicado trimestralmente relativamente ao trimestre que antecedeu, segundo o processo previsto no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema [42].

Para efeitos do cálculo do ajustamento da curva trimestral do preço horário ajustado, deve-se considerar os períodos horários os períodos de fora de vazio (entre as 9:00 horas e as 24:00 horas, inclusive, de todos os dias uteis) e de vazio (todas as restantes horas). Quando se verifique que o preço médio trimestral da banda secundária em Portugal é superior ao espanhol em ambos os períodos, deve-se apurar uma curva trimestral de preços horários ajustados em Portugal, de modo a garantir que os preços ajustados não superem o preço equivalente trimestral de Espanha. O ajustamento dos preços horários de banda de regulação em Portugal deve garantir que o preço global trimestral é equivalente nos dois países, aplicando-se o ajustamento apenas às horas de cada período horário em que o preço para Portugal excedeu o do serviço equivalente em Espanha. O ajustamento efetuado em cada período horário é proporcional ao seu contributo para o desvio entre médias iniciais dos preços trimestrais de Portugal e Espanha [43].

Capítulo 4

Modelo integrado do mercado de reserva secundária no MIBEL

Neste capítulo pretende-se dar a conhecer e analisar o modelo que permitiu estudar a integração do mercado de banda de regulação secundária entre Portugal e Espanha. São também explicadas as abordagens e modelos considerados na elaboração deste estudo e consequentes validações.

4.1 – Introdução

Dada a intenção da ENTSO-E e as indicações de grande parte dos ORT da Europa, como demonstrado anteriormente, caminharem em direção a integrar os mercados de reservas, este estudo apresenta a análise de uma possível integração dos mercados de reserva, considerando a visão do operador de mercado com o intuito de otimizar a operação do mercado de banda de regulação secundária.

O modelo proposto para a harmonização do mercado de reserva secundária no MIBEL baseia-se na integração dos dois mercados separados que já existem em Portugal e em Espanha. Sendo o objetivo a integração destes mercados num só, alguns aspetos cruciais foram tidos em consideração, para isso foi desenvolvido um modelo base que assume a necessidade de banda do operador como o valor contratado. Contudo, este modelo foi aperfeiçoado com o objetivo de replicar com mais exatidão a contratação de banda de regulação secundária no mercado português, dando origem a um modelo ajustado, que é explicado ao longo deste capítulo. É feita uma análise relativa aos preços e quantidades de banda de regulação secundária, de modo a avaliar o impacto da harmonização nos resultados do mercado.

Para cada hora do dia seguinte, os agentes de mercado que detenham unidades físicas disponíveis habilitadas a prestar o serviço farão licitações de oferta de venda. Esta ação leva à ocorrência de diferentes preços, não só ao longo do dia, mas também entre diferentes dias.

4.2 – Formulação matemática do modelo

Para cada hora simulada é feita a maximização do bem-estar social, que é dado pela área da interseção entre a curva da procura e da oferta. Embora a necessidade de banda secundária procurada pelo ORT não seja uma licitação de compra, para efeitos do modelo utilizado, será tratada como uma licitação de compra com o preço de licitação suficientemente alto e igual a 2000 €/MW, para garantir que sejam as licitações da curva de oferta a marcar o preço do mercado.

O modelo simulado pode ser expresso através da formulação matemática de um problema de otimização sujeita a restrições operacionais, dadas pelas limitações do mercado.

Deste modo o problema pode ser definido da seguinte forma:

$$\max_{Pv_v, Pc_c} BES = \sum_{c=1}^C \lambda c_c Pc_c - \sum_{v=1}^V \lambda v_v Pv_v \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$0 \leq Pc_c \leq Pc_c^{max} \quad (3.2)$$

$$0 \leq Pv_v \leq Pv_v^{max} \quad (3.3)$$

$$\sum_{v=1}^V Pv_v = \sum_{c=1}^C Pc_c \quad (3.4)$$

$$\sum_{c=1}^C Pc_c = Nt \quad (3.5)$$

Na qual:

BES	Bem-estar social, em €;
Pv_v	Potência casada da licitação de venda v , em MW;
Pc_c	Potência casada da licitação de compra c , em MW;
C	Número total de licitações de compra;
λc_c	Preço da licitação de compra c , em €/MW;
V	Número total de licitações de venda;
λv_v	Preço da licitação de compra v , em €/MW;
Pc_c^{max}	Valor máximo de cada licitação de compra c , em MW;
Pv_v^{max}	Valor máximo de cada licitação de venda v , em MW;
Nt	Necessidade total de banda de regulação secundária procurada pelos ORT, em MW;

A função objetivo (3.1), reflete a maximização do bem-estar social que diz respeito à diferença entre a valorização que os consumidores dão pelo consumo de um determinado bem ou serviço, representada pela curva de procura, e o custo marginal de

produzir esse mesmo bem ou serviço, representado pela curva de oferta, tomada para a quantidade total de bens ou serviços transacionados no mercado.

A restrição considerada em (3.2), limita a potência casada de cada licitação de venda ao valor máximo licitado. A restrição (3.3) é análoga à (3.2), mas referente às licitações de compra.

A restrição (3.4) obriga a que a soma da potência casada das licitações de venda seja igual à soma das licitações de compra casadas (correspondentes às necessidades do operador do sistema). Finalmente, a restrição (3.5), obriga a que a soma das licitações de compra casadas seja igual à necessidade total de banda de regulação secundária.

Para melhor compreensão do modelo utilizado, apresenta-se a Figura 4.1, como representação gráfica de uma hora do mercado de regulação secundária.

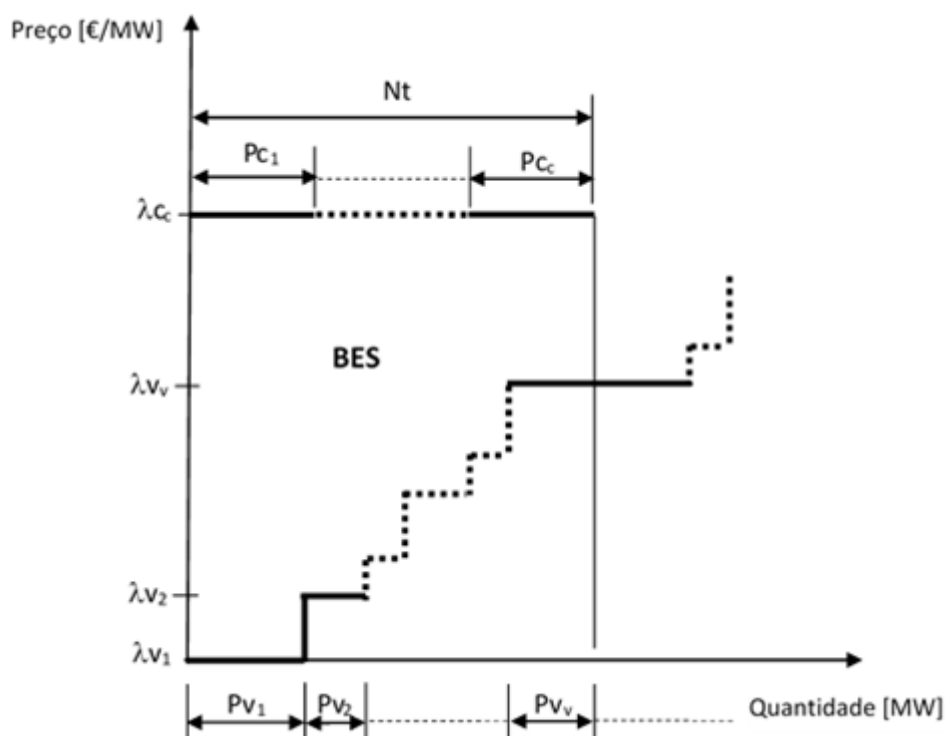


Figura 4.1: Representação de uma hora do mercado de regulação secundária [Fonte própria].

4.3 - Algoritmo de resolução do modelo

No presente capítulo foi desenvolvido o modelo que simula a harmonização do serviço de sistema relativo à banda de regulação secundária, considerando então os dois mercados, português e espanhol, integrados num só. Além disso, permite também simular os mercados português e espanhol isoladamente.

Por forma a obter resultados que se assemelham o mais possível com os do mercado português e do mercado espanhol, faz-se a validação do presente modelo para o mercado português e para o mercado espanhol. Para isso foram utilizados dois modelos posteriormente definidos como o modelo base e o modelo ajustado, este último foi o modelo utilizado no desenvolvimento do estudo.

Utilizando a necessidade de banda de regulação secundária indicada pelo gestor do sistema como licitação de procura no modelo, verificou-se que:

- Numa fase inicial existiam horas em que a banda de regulação secundária contratada real era diferente da banda de regulação secundária contratada simulada;
- Ainda que respeitando os procedimentos do “Manual de Procedimentos de Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico” [44], a banda de regulação secundária contratada simulada continuava a não coincidir com a banda contratada real;
- Deste modo, e não existindo definido em termos de regras que explicassem essas diferenças obtidas, optou-se por adaptar um algoritmo para o fecho de mercado de banda secundária que minimizasse esses erros. Assumindo então que a licitação de oferta mais próxima do valor de necessidade de banda estabelecido pela licitação de compra, e que preenchesse as regras do “Manual de Procedimentos de Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico” [44], seria a licitação de fecho de mercado.
- O algoritmo prevê também o fecho de mercado para situações em que a quantidade total licitada seja inferior à necessidade de banda indicada pelo gestor de sistema, acabando por contratar todas as ofertas disponíveis.

Através da adaptação do algoritmo, foi possível obter e validar um modelo que replica com exatidão os resultados do mercado português de banda de regulação

secundária a subir e a baixar. Este processo fez parte da necessidade de verificação e validação dos resultados obtidos para seguidamente ser possível alargar o modelo para um plano de integração dos dois mercados. Nesta integração foram também elaboradas algumas considerações de modo a harmonizar o modo de fecho e contratação dos mercados e assim integra-los num só. Mantiveram-se os rácios das licitações de oferta existentes nos dois mercados e a licitação de oferta mais próxima da necessidade de banda total ditou o fecho do mercado. Sendo o modelo considerado idêntico nos mercados em separado ou no mercado integrado.

O intervalo de tempo considerado no estudo respeita a uma semana de março e outra de dezembro, de 3 a 9 de março de 2014 e de 1 a 7 de dezembro. Estas datas foram escolhidas para a análise dada a entrada em vigor, do Despacho n.º 4694/2014, a 1 de abril de 2014.

A resolução do problema de otimização da integração dos dois mercados de banda de regulação secundária foi feita resolvendo um programa linear cujo objetivo é a maximização do bem-estar social, através da linguagem de programação GAMS.

Para a simulação do modelo necessitamos então de dados relativos à procura deste serviço, neste caso, dados da necessidade de contratação de banda de regulação secundária estabelecida pelo ORT. O outro dado necessário são as licitações de oferta, a cada hora do estudo, feitas pelos fornecedores do serviço no mercado de banda secundária.

A inicialização da simulação é feita com um conjunto de dados de entrada. Os dados são fornecidos pelos ORT português e espanhol, em [45] e [46], respetivamente. Esses dados foram pré-processados e criados dois ficheiros de entrada; um com informação referente às licitações de oferta e o outro referente às necessidades de banda de regulação secundária, definida pelo ORT que é estabelecido no modelo por uma licitação única de compra para cada hora.

O ficheiro de ofertas de banda secundária contempla como informação para o modelo:

- Hora a que se referem as ofertas de venda;
- Numero da licitação na hora em questão;
- Capacidade de banda de regulação secundária de subida oferecida, em MW;
- Capacidade de banda de regulação secundária de descida oferecida, em MW;
- Capacidade de banda de regulação secundária total oferecida (dada pela soma da banda de regulação a subir e a descer oferecidas), em MW;

- Preço de cada licitação da capacidade de banda oferecida, em €/MW;
- Referência do país ao qual se refere a oferta.

Quanto ao ficheiro que define a necessidade de banda secundária estabelecida pelo operador do sistema, este deve contemplar:

- Hora a que se refere a oferta de compra;
- Numero da licitação na hora em questão (no caso das ofertas de compra cada hora tem apenas uma única licitação, dado que o operador do sistema define o requisito de banda a subir e a descer, relativa às suas necessidades previstas);
- Capacidade de banda de regulação secundária total necessária (dada pela soma da reserva a subir e a baixar), em MW;
- Capacidade de banda de regulação secundária de subida necessária, em MW;
- Capacidade de banda de regulação secundária de descida necessária, em MW;
- Preço da licitação de compra (necessário apenas para efeitos do modelo de fecho do mercado e colocado com o valor de 2000 €/MW);
- Referência do país ao qual se refere a necessidade.

As referências são utilizadas na identificação dos países (número 1, para Portugal; número 2, para Espanha). Para efeitos de cálculo são consideradas a soma da banda a subir com a banda a baixar, ou seja, a banda total. Portanto, é necessária a identificação do país, de modo a ser possível identificar a quantidade de banda a subir ou a baixar contratada em cada país numa dada hora. Assim é possível integrar o mercado não tendo de considerar a harmonização do rácio, entre a banda a subir e a banda a descer, existente no mercado português.

Relativamente às quantidades oferecidas e necessárias de banda a subir e a baixar, no caso português é respeitado o rácio de 2:1, entre a capacidade de potência a subir e a baixar. Já no caso espanhol essa relação não se verifica e a regra que as ofertas devem respeitar é que a soma da reserva a subir e a baixar de uma oferta deverá cumprir os limites máximos e mínimos comunicados pelo operador do sistema [47].

Após a leitura dos dados introduzidos no modelo, é obtido o fecho de mercado com base na maximização do bem-estar social, respeitando as restrições do modelo matemático. Depois do programa atribuir a banda de regulação secundária contratada e as licitações de venda que satisfazem as necessidades, são definidos o preço de mercado e a potência casada. O programa resultante será o de menor custo que satisfaça os requisitos de banda de regulação secundária publicados pelo GGS (Gestor Global do Sistema) [44].

Caso não existam licitações de oferta suficientes para satisfazer a procura (necessidades definidas pelo ORT), o mercado fecha com a compra de todas as licitações de venda disponíveis e o valor da banda de regulação secundária contratada é igual à soma da potência de todas as licitações de venda. Se as licitações satisfizeram os requisitos do ORT, são verificadas quais as duas licitações mais próximas da necessidade de banda. Esta situação encontra-se ilustrada na Figura 4.3.

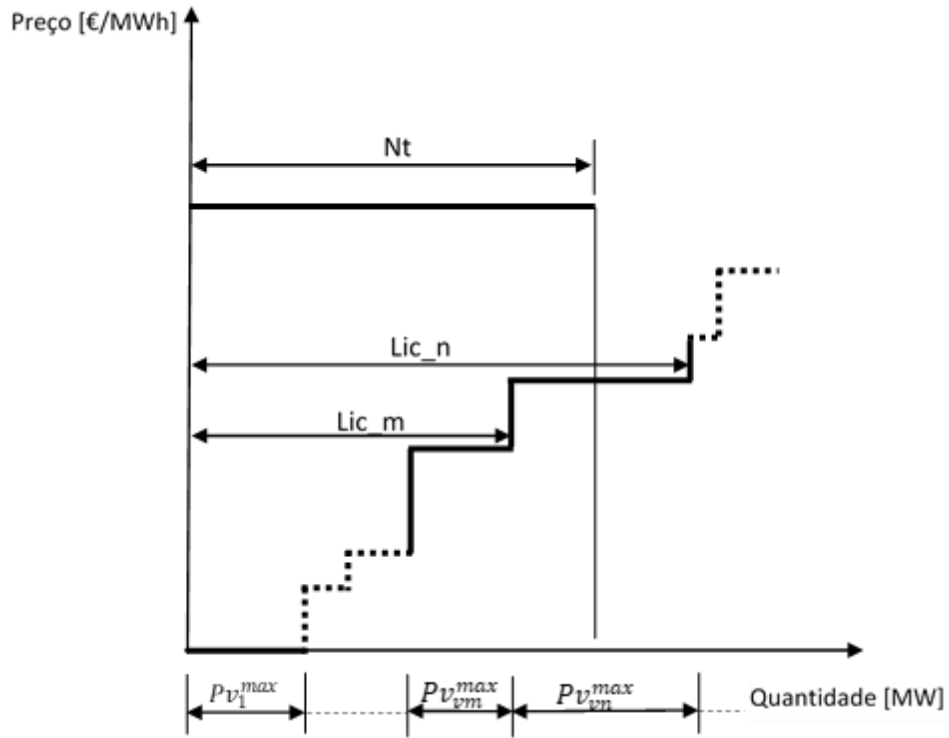


Figura 4.3: Atribuição de licitações oferecidas e capacidade de banda contratada [Fonte própria].

Seja v_n a última licitação de venda necessária para satisfazer a necessidade de banda de regulação secundária, N_t . Seja v_m a licitação de venda anterior à última licitação de venda necessária para satisfazer a necessidade de banda de regulação secundária, N_t , define-se Lic_m como sendo o somatório da potência oferecida das licitações de venda anteriores à última licitação de venda necessária para satisfazer a necessidade de banda de regulação secundária, N_t , ou seja:

$$Lic_m = \sum_{v=1}^{v_m} P_{v_v}^{max} \quad (3.6)$$

Lic_n define-se como sendo o somatório da potência oferecida das licitações de venda necessárias para satisfazer a necessidade de banda de regulação secundária, N_t , ou seja:

$$Lic_n = \sum_{v=1}^{vn} P v_v^{max} \quad (3.7)$$

O somatório das ofertas de banda de regulação secundária mais próximo do valor estabelecido como necessidade é aquele que será contratado no fecho do mercado.

Esta foi uma das considerações feitas para implementar o modelo de modo a aproximá-lo o mais possível com o praticado no mercado português e no mercado espanhol, de modo a harmonizar o processo de contratação.

Para uma licitação casar na totalidade esta deve cumprir os requisitos dos ORT. Neste caso, o processo de contratação de banda de regulação secundária a subir e a baixar por período de programação termina quando o valor do somatório das ofertas de banda de regulação secundária contratada se encontre no intervalo de $\pm 10\%$ em torno do respetivo valor de reserva de regulação secundária estabelecido como necessidade, como demonstrado na equação 3.8 [44].

$$0,9 \times RStotal_h < \sum BRStotal < 1,1 \times RStotal_h \quad (3.8)$$

Onde:

$RStotal_h$ Valor de regulação secundária estabelecido como necessidade total;

$BRStotal$ Banda de regulação secundária total contratada.

Assim, quando as ofertas se encontrem dentro do intervalo entre 0,9 a 1,1 da necessidade de banda, é fechado o mercado e é contratada a quantidade de banda de regulação secundária mais próxima da necessidade de banda. No caso de as duas licitações mais próximas do valor de necessidade de banda estabelecida não estarem inseridas no intervalo mencionado anteriormente, mas ainda assim existam licitações de oferta suficiente para satisfazer a necessidade de banda, o fecho de mercado é feito com parte da última oferta casada e é contratado o valor da necessidade de banda definido pelo operador do sistema.

Para a implementação deste modelo é então necessário realizar uma sequência de processos, podendo ser esquematizada, de forma simplificada, pelo fluxograma da Figura 4.2.

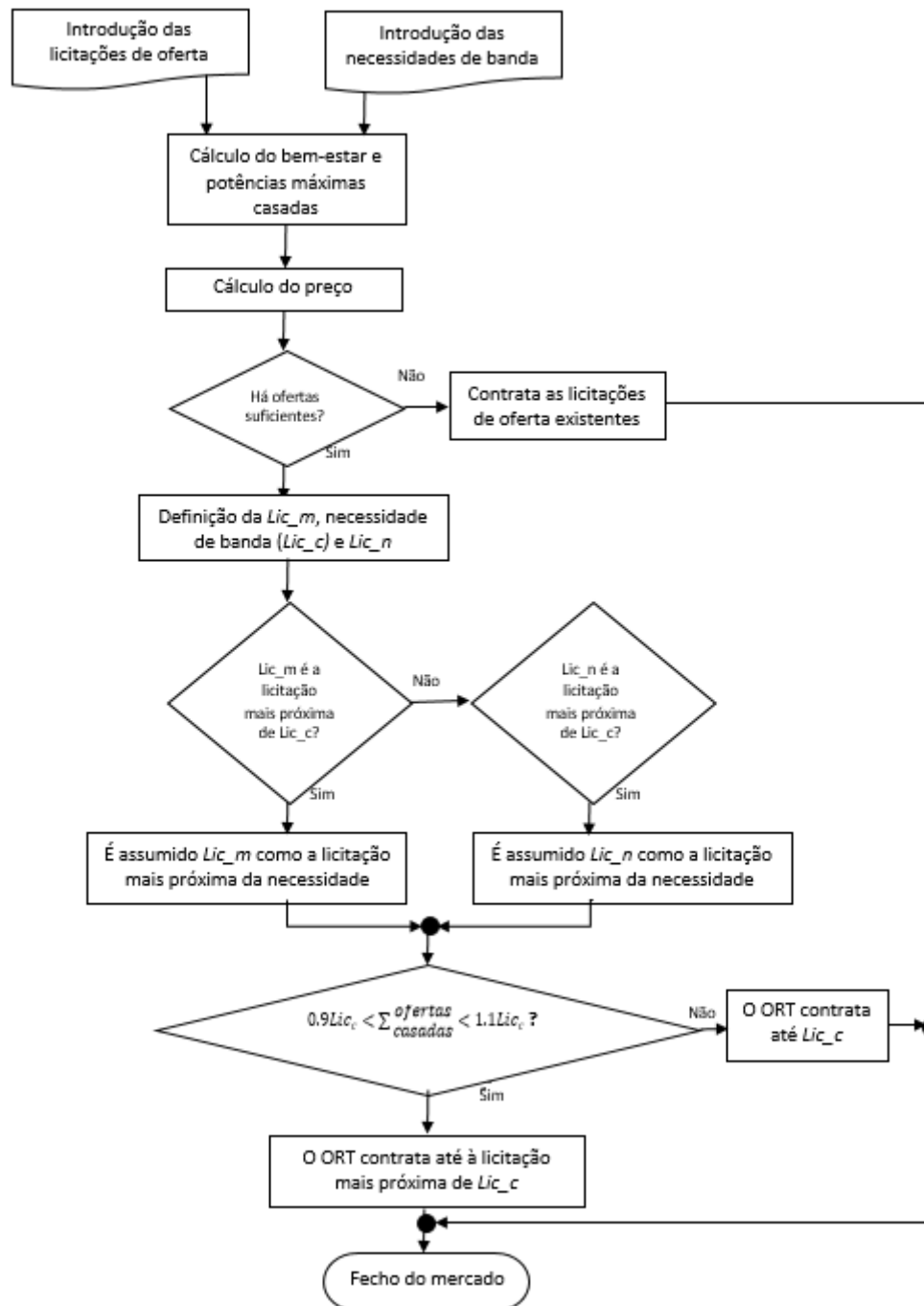


Figura 4.2: Algoritmo de resolução do modelo de mercado de banda de regulação secundária [Fonte própria].

4.4 - Validação do modelo

A obtenção de um modelo preciso e que replique rigorosamente o modo de contratação de banda de regulação secundária foi um passo primordial no desenvolvimento deste trabalho. Para isso, foram analisados vários documentos relativos aos dois GGS, no caso português a REN, no caso espanhol a REE, são responsáveis pela identificação e contratação das necessidades de reserva de regulação secundária. As considerações feitas relativas ao modelo utilizado para simular a integração dos dois mercados de reserva de regulação secundária, são também explicitadas neste tópico.

O GGS identifica e comunica as necessidades de reserva de regulação secundária no dia anterior, estas são obtidas em função da evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade esperada de falha dos geradores ligados.

Para o estudo realizado foram consideradas duas semanas distintas do ano 2014, sendo a primeira semana de 3 a 9 de março e a segunda semana analisada de 1 a 7 de dezembro. Estes dados foram escolhidos em função da entrada em vigor do Despacho n.º 4694/2014, publicado em Diário da República a 1 de abril de 2014, que tem em consideração a integração a nível ibérico e usa o mercado de serviços de sistema espanhol como referência para os preços da banda de regulação secundária.

Durante todo o estudo foram considerados os valores de necessidades previstas por ambos os GGS, sendo que essas necessidades são os valores de banda de regulação secundária que pretendem contratar. As necessidades utilizadas para a simulação e validação do modelo podem ser encontradas em [45] e em [46].

Para a validação do modelo utilizado no estudo foram feitas análises e simulações para os mercados em separado. Cada mercado encontra-se dividido pela banda de regulação, discriminada por sentido de regulação de subida e de descida, em MW, em que estas partilham o preço unitário da banda, em €/MW, mas a quantidade contratada difere [44]. No caso português existe um rácio entre as reservas de regulação secundária a subir e a baixar. Esse rácio representa o dobro da banda de regulação a subir relativamente à banda a baixar. Para o caso espanhol este rácio não se aplica, podendo as quantidades variar consoante a necessidade definida pelo GGS.

Outro dos critérios aplicados, neste caso relativo às ofertas, é que a soma das bandas de regulação secundária contratadas, deverá estar compreendida num intervalo de $\pm 10\%$ em torno da banda de regulação requerida.

Depois de introduzidos os dados das várias ofertas e necessidades de banda em todas as horas das duas semanas estudadas, foi obtido um valor simulado para a contratação de banda de regulação secundária e de seguida os valores foram comparados com os valores contratados na realidade pelo ORT.

Foi ainda feita uma comparação entre o modelo explicado anteriormente (denominado como sendo o modelo ajustado), e um modelo base onde as considerações feitas não foram tidas em conta e o modelo assume o fecho de mercado com o valor fixo da licitação de compra, que é dada pelas necessidades estabelecidas pelo ORT.

Por forma a precisar os erros efetuados na simulação, o modelo foi validado através do método MAPE (do inglês, *mean absolute percentage error*). Este método calcula o erro absoluto médio em percentagem, ou o desvio de percentagem em relação ao valor real. É uma medida de precisão de uma previsão estatística, utilizada por exemplo na estimativa de tendência. Aplicado ao modelo, relativamente ao preço e à banda de regulação secundária contratada, pode ser definido da seguinte forma:

$$e = \frac{100}{H} \sum_{t=1}^H \left| \frac{R_t - S_t}{R_t} \right| \quad (3.9)$$

Na qual:

e Erro absoluto médio em percentagem para as 168 horas de cada semana;

H Número de horas;

R_t Valor real do preço ou da banda de regulação contratada na hora t , em €/MW ou MW, respetivamente;

S_t Valor da simulação do preço ou da banda de regulação contratada na hora t , em €/MW ou MW, respetivamente.

Para efeitos de validação do modelo utilizado convém salientar alguns resultados retirados da simulação do modelo português e do mercado espanhol analisados separadamente e validados com resultados do mercado que se verificaram nas datas em estudo. De modo a validar o modelo, começou-se por fazer uma análise relativamente ao modelo português simulado isoladamente.

Na Figura 4.4, é representado o preço obtido através do modelo desenvolvido e o preço real da primeira semana de estudo (3 a 9 de março) e como pode ser observado não se identificam diferenças nas curvas.

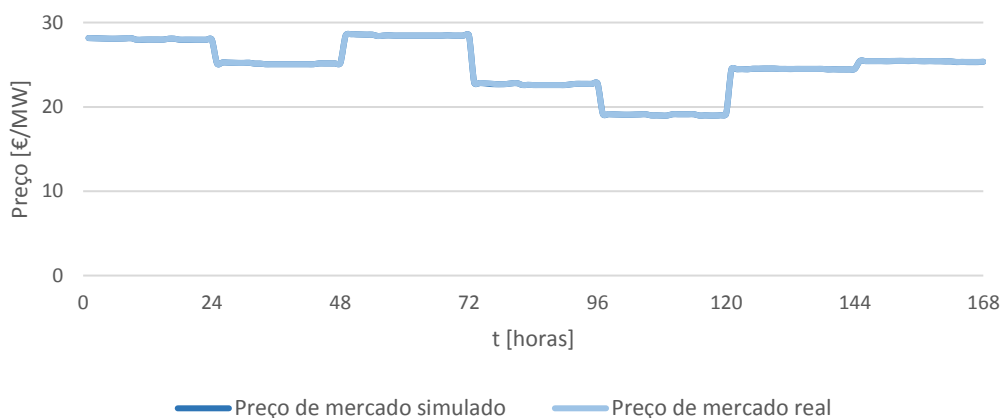


Figura 4.4: Preço real e preço simulado da banda secundária de 3 a 9 de março de 2014, em Portugal.

Na primeira semana analisada constatou-se um erro médio da simulação para o mercado português do preço da banda secundária de 0,01%, daí não ser possível observar-se qualquer diferença entre a curva do preço de mercado simulado e o preço de mercado real.

Utilizando o modelo base seria possível obter erros semelhantes (0,02% para o caso do erro na simulação do preço), mas isto verifica-se apenas na primeira semana, quando é feita a análise da segunda semana, as considerações tidas no modelo utilizado tornam possível obter resultados mais precisos.

Quanto às curvas das quantidades contratadas de banda de regulação secundária, é possível observar algumas diferenças na Figura 4.5 ainda que estas não sejam suficientes para descaracterizar a curva simulada. O erro médio de simulação na banda secundária contratada é de 1,54% (1,77% para o modelo base).

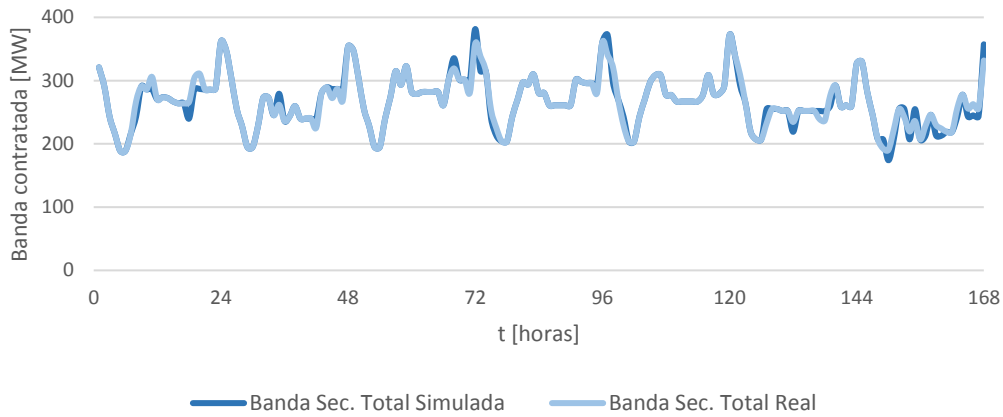


Figura 4.5: Quantidade real e quantidade simulada de banda secundária total contratada, de 3 a 9 de março de 2014, em Portugal.

Na Figura 4.5, encontram-se representados os resultados, para o mercado português, relativos à banda de regulação secundária total, dada pela soma da banda de regulação secundária a subir e a baixar.

Relativamente à segunda semana (1 a 7 de dezembro), a situação é muito semelhante à primeira, conforme se pode ver na a Figura 4.6.

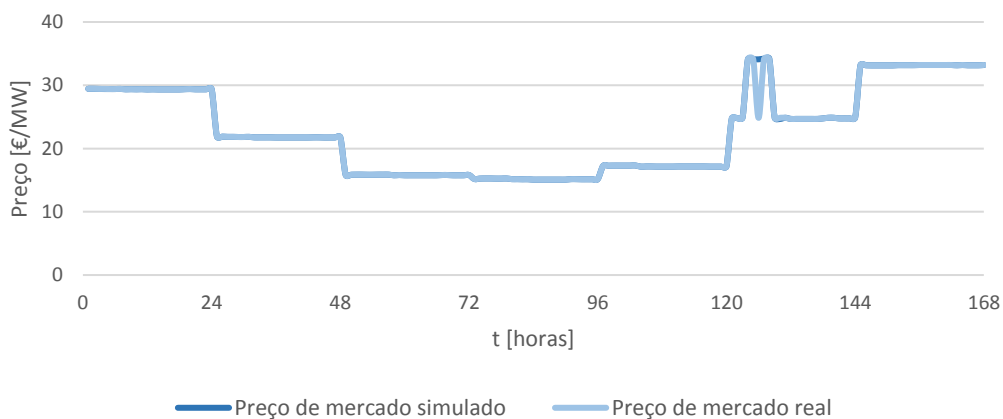


Figura 4.6: Preço real e preço simulado da banda secundária de 1 a 7 de dezembro de 2014, em Portugal.

Na segunda semana analisada constatou-se um erro médio de simulação do preço da banda secundária de 0,23%, caso fosse utilizado o modelo base, o erro médio da simulação seria de 1,31%.

Quanto à previsão da banda secundária contratada na segunda semana, representada na Figura 4.7, o modelo conseguiu obter uma simulação mais precisa do que na primeira semana, ainda que em ambas as simulações foi obtido um erro médio suficientemente baixo para se poder validar o método utilizado.

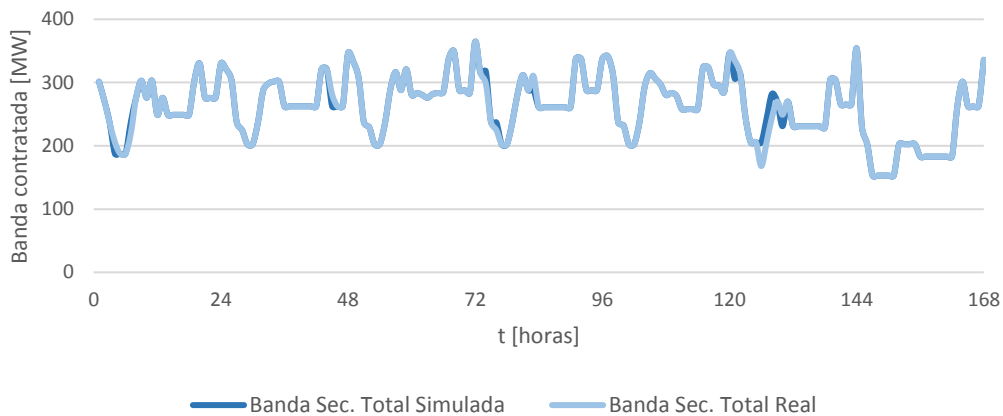


Figura 4.7: Quantidade real e quantidade simulada de banda secundária total contratada, de 1 a 7 de dezembro de 2014, em Portugal.

O erro médio de simulação na banda de regulação secundária contratada foi de 0,68%, utilizando o modelo base este erro seria de 5,54%. O modelo ajustado revelou-se bastante mais preciso quando o mercado português é estudado. Esta diferença entre os erros dos dois modelos estudados fez com que o modelo ajustado com as considerações anteriormente explicadas, fosse aquele a ser utilizado em todo o estudo.

É de referir que os valores de erro existente na quantidade de banda de regulação secundária contratada e no valor do preço da banda de regulação secundária, têm o mesmo valor para a banda a subir e para a banda a baixar, dado o critério utilizado pelo ORT português que define o rácio fixo entre as duas bandas, isto faz com que o valor dos erros sejam os mesmos apesar do valor da banda de regulação secundária a baixar ser metade do valor da banda de regulação secundária a subir. No caso espanhol esta situação só se verifica no preço, visto que o preço toma um valor único para a banda a subir e a baixar em ambos os mercados. No que respeita ao erro das quantidades contratadas no mercado espanhol, este tem um valor diferente para a banda a subir e para a banda a baixar, isto deve-se ao facto de não existir um rácio fixo em todas as ofertas, entre banda a subir/banda a baixar. Para o caso espanhol é, portanto, pertinente fazer a análise à banda secundária a subir e a baixar.

Relativamente ao mercado espanhol e dadas as formas de contratação e fecho do mercado que diferem do português, não foi possível obter dados tão precisos. Sendo que este estudo foi baseado essencialmente no mercado português para replicação do seu modelo, e foram feitas considerações de modo a harmonizar o fecho de mercado, algumas das imprecisões verificadas no mercado espanhol podem daí derivar. Ainda assim, pode-se afirmar com alguma segurança de que o modelo desenvolvido obteve

resultados aceitáveis e válidos quando aplicado ao mercado de banda secundária espanhol.

Na análise da primeira semana no mercado espanhol observou-se o comportamento do preço simulado comparativamente com o preço real, essa análise pode ser observada na Figura 4.8.

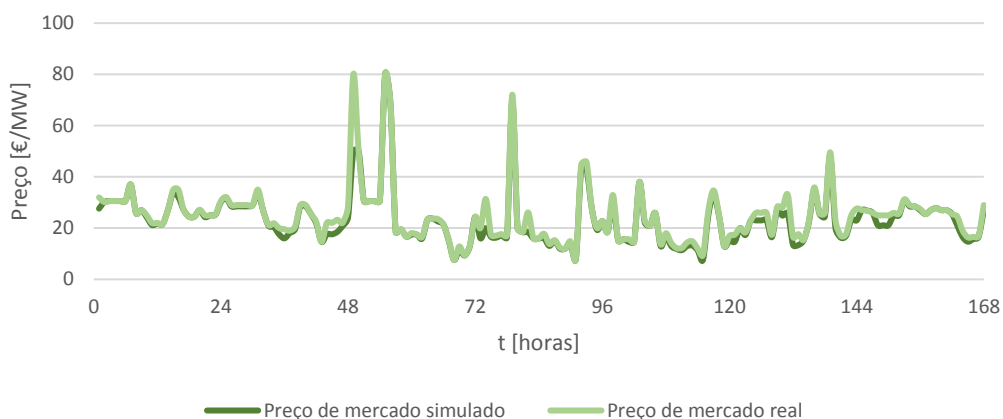


Figura 4.8: Preço real e preço simulado da banda secundária de 3 a 9 de março de 2014, em Espanha.

Como se pode observar no mercado espanhol, o erro é um pouco maior do que no caso português. Ainda assim, foram obtidos resultados aceitáveis para a validação do modelo. No caso do preço simulado o erro verificado foi de 4,92%, no caso espanhol tal como referido o modelo em que se definiu contratar o valor fixo da necessidade estipulada pelo ORT o erro do preço simulado seria de 3,40%.

Quanto à quantidade contratada de banda de regulação secundária a subir esta apresentou um erro de 1,68%, já a quantidade contratada de banda de regulação secundária a baixar o valor de erro verificado foi de 2,27%. A evolução da quantidade real e simulada ao longo da semana pode-se observar Figura 4.9, sendo que estão representados os resultados da banda de regulação secundária total, tal como no caso português (Figura 4.5).

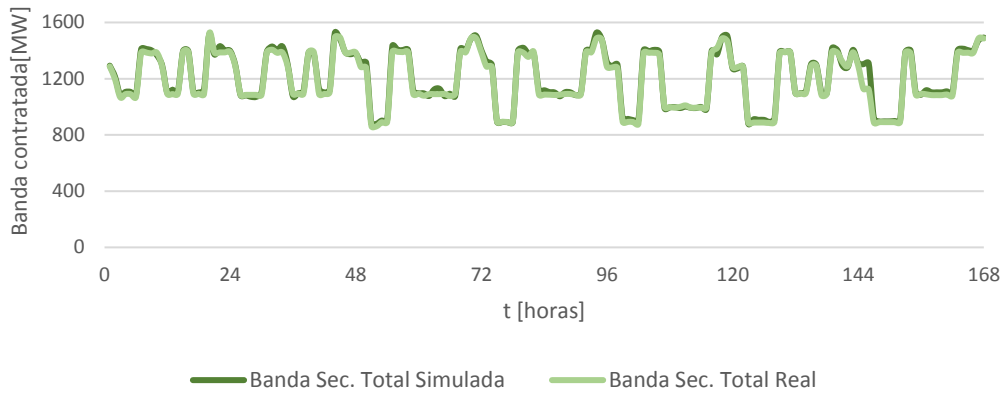


Figura 4.9: Quantidade real e quantidade simulada de banda de regulação secundária total contratada, de 3 a 9 de março de 2014, em Espanha.

Para a quantidade de banda de regulação secundária simulada, obteve-se um erro médio de 1,48% quando comparamos a banda de regulação secundária contratada total simulada com a real, no modelo base o valor do erro teria sido semelhante obtendo-se um erro de 1,26%.

Nesta primeira semana, como foi demonstrado anteriormente, foi possível obter resultados de erro bastante aceitáveis para a validação do modelo aplicado ao mercado espanhol.

Na segunda semana analisada (de 1 a 7 de dezembro de 2014) mais uma vez, e tal como esperado, os resultados obtidos através da simulação não foram muito diferentes dos resultados reais. Mais uma vez foi feita uma comparação do preço da banda de regulação secundária e a quantidade contratada a subir e a baixar.

A Figura 4.10 representa o preço simulado e o preço real da banda de regulação secundária.

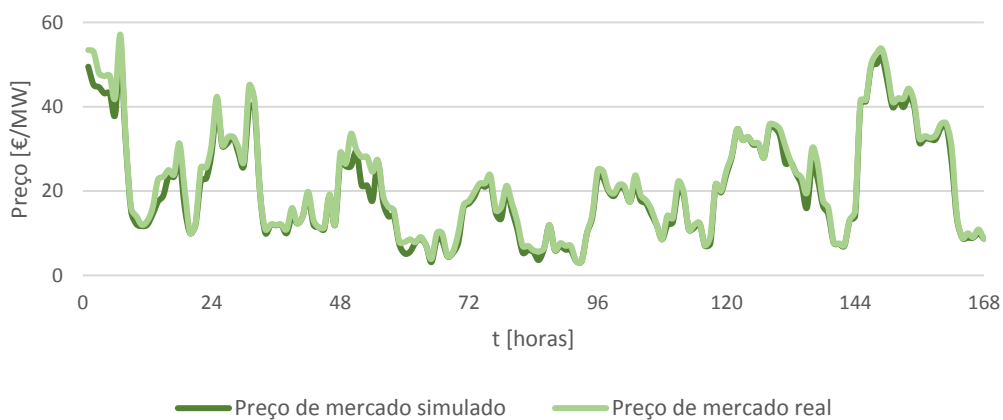


Figura 4.10: Preço real e preço simulado da banda secundária de 1 a 7 de dezembro de 2014, em Espanha.

Nesta simulação o erro do preço simulado relativamente ao real foi de 6,71%, no caso do modelo base o erro seria 4,68%.

Quanto à quantidade de banda contratada total, a comparação de resultados encontra-se na Figura 4.11.

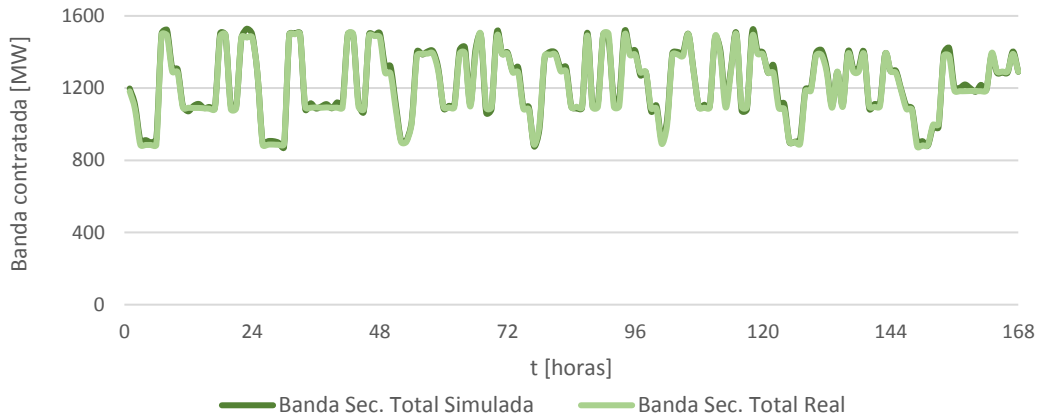


Figura 4.11: Quantidade real e quantidade simulada de banda secundária total contratada, de 1 a 7 de dezembro de 2014, em Espanha.

O erro médio que resulta da comparação entre a banda total real contratada e a banda simulada é de 1,29%, este valor continua a ser um erro maior do que no modelo base que é de 0,87% ainda assim a diferença é pouco significativa. Na simulação banda de regulação secundária a subir registou-se um erro de 1,72%. Quanto à banda de regulação secundária a baixar o erro do valor contratado simulado, comparativamente com a banda contratada real, foi também de 1,72%, apesar das quantidades de banda a subir e a baixar oferecidas serem licitações de ofertas de valores diferentes.

No caso do mercado espanhol existem diferenças nos erros médios entre valores simulados e os valores reais das bandas secundárias a subir e a baixar, visto as várias licitações de oferta não terem de respeitar um rácio fixo, nem sempre a banda contratada a subir e a baixar tem a mesma diferença para o valor real contratado, originando assim diferentes erros. Através do modelo desenvolvido verificam-se estas diferenças, devido ao mercado ser calculado para a soma das duas bandas, que por sua vez assumem rácios diferentes entre as várias ofertas tanto de venda como de compra. No caso do mercado português estas diferenças não acontecem porque existe o rácio fixo entre as ofertas de banda a subir e a baixar.

Relativamente à segunda semana em análise, aconteceu que os erros médios verificados das simulações de banda de regulação a subir e a baixar obtiveram o mesmo valor, não por existir um rácio fixo, mas apenas porque a média do erro a subir e a baixar foi igual. Este facto não tem uma relação direta entre a banda a subir e a baixar, o que

sucedeu foi que apesar do erro verificado nas várias horas para subir e baixar ser diferente entre si, no final, a média acabou por ser igual.

Com estes valores pode-se afirmar que no caso espanhol a precisão do modelo não é tão alta quanto no modelo português. Contudo, mais uma vez os valores de erro foram relativamente baixos possibilitando a validação do modelo. Com o modelo validado foi criada a possibilidade do desenvolvimento do estudo de harmonização dos dois mercados.

Apesar de se terem verificado ligeiras melhorias em várias simulações no mercado espanhol utilizando o modelo base, as melhorias que se obtiveram para o mercado português, utilizando o modelo ajustado, sobrepõem-se aos piores resultados obtidos neste mesmo mercado, caso fosse utilizado o modelo base.

Capítulo 5

Análise de resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com a elaboração do presente estudo. A análise desenvolvida é realizada abordando primeiramente a influência do Despacho n.º 4694/2014 e de seguida são comparados os resultados relativos aos mercados português e espanhol isolados, e também relativos ao mercado integrado.

5.1 – Introdução

Depois do modelo ter sido interpretado, explicado e validado é, então, possível analisar os resultados obtidos e retirar conclusões. Neste capítulo, mantém-se como objetivo a compreensão dos mercados português e espanhol de banda de regulação secundária, de modo a perspetivar possíveis harmonizações nestes dois mercados que possibilitem a integração num mercado único de banda secundária.

A análise feita reside em três pontos essenciais para a integração de mercados. O primeiro dos objetivos é constatar a influência do Despacho n.º 4694/2014 no preço do mercado português e, para isso, recorreu-se à análise dos preços português e espanhol de 1 de janeiro de 2013 até 30 de setembro de 2017.

O segundo ponto refere-se à comparação dos preços da banda de regulação secundária; esta análise permitirá compreender as consequências relativas aos preços no caso de uma possível harmonização das regras e integração do mercado português e espanhol. Pretende-se, então, avaliar as variações daí resultantes na ótica do gestor do mercado. O terceiro ponto de análise diz respeito às quantidades de banda de regulação secundária negociada no mercado. É pertinente analisar este tópico de modo a verificar as quantidades transacionadas entre os dois países, assim como o efeito que um mercado integrado iria desencadear em termos da participação dos fornecedores de cada país. Para estes dois pontos, os períodos de análise dizem respeito a duas semanas separadas, sendo a primeira de 3 a 9 de março de 2014 e a segunda semana de 1 a 7 de dezembro de 2014. Estes dois períodos separados foram escolhidos de modo a ser possível fazer a análise de uma semana anterior e outra posterior à entrada em vigor do Despacho n.º 4694/2014, visto que este foi publicado a 1 de abril de 2014. Este despacho estabelece os princípios da formação do preço da banda de regulação secundária auferido pelos centros electroprodutores que participam no mercado de serviços de sistema português, tomando por referência o mercado de serviços de sistema espanhol [42].

Os dados utilizados, tal como demonstrado no capítulo anterior, respeitam as necessidades de banda definidas pelos gestores do sistema português e espanhol, e, para efeitos de análise dos resultados as licitações de oferta consideradas foram, também, as licitações que decorreram dos dois mercados reais, ao longo das duas semanas analisadas. Para o caso do mercado integrado, considerou-se as licitações de oferta realizadas por fornecedores espanhóis e portugueses num mercado único. Todos

os dados utilizados foram obtidos nos sites do ORT português e espanhol, [45] e [46], respetivamente.

Para compreender com mais clareza e conseguir filtrar os dados que devem ser analisados de modo a obter conclusões precisas, na análise de resultados foram excluídas as horas em que o mercado português não possui licitações de oferta suficientes para satisfazer as necessidades estipuladas. A opção de excluir estas horas deve-se ao facto de que se elas fossem analisadas em conjunto com todas as outras, as horas em que a oferta portuguesa não é suficiente para suprimir as necessidades estipuladas, ao ser considerado um mercado integrado, e visto que no mercado espanhol existem ofertas suficientes para satisfazer as necessidades dos dois mercados, as necessidades portuguesas seriam satisfeitas com ofertas espanholas mais caras. Isto iria levar a um aumento das quantidades contratadas e a um aumento do preço, visto que no mercado integrado seriam satisfeitas todas as necessidades, o que não aconteceria nos dois mercados isolados.

5.2– Análise da influência do Despacho n.º 4694/2016

De modo a analisar a influência da Despacho n.º 4694/2014 e da Diretiva n.º 3/2017 foi comparado o preço médio trimestral da banda de regulação secundária no mercado português e no mercado espanhol, desde janeiro de 2013 até setembro de 2017. Esta comparação teve como objetivo verificar que a partir de entrada em vigor do Despacho n.º 4694/2014, há uma alteração da evolução do preço do mercado português. Na Figura 5.1, pode-se, então, observar a evolução do preço médio trimestral de banda de regulação secundária nos dois países, assim como a diferença existente entre os preços médios trimestrais do mercado português e do mercado espanhol.

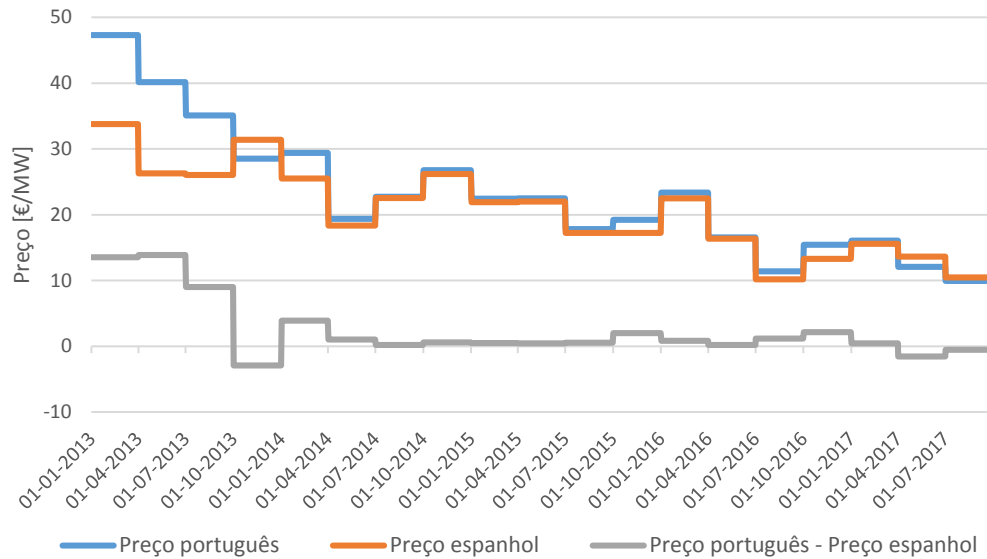


Figura 5.1: Preço médio trimestral da banda de regulação secundária no mercado português, no mercado espanhol e diferença de preço entre os dois mercados, de 1 de janeiro de 2013 a 30 de setembro de 2017.

Observando a Figura 5.1, nota-se que a partir do segundo trimestre do ano 2014 há uma alteração na evolução do preço médio trimestral português. Através da diferença entre o preço da banda de regulação secundária do mercado português e o preço no mercado espanhol, pode-se observar que até ao primeiro trimestre de 2014 o preço médio trimestral do mercado português era tendencialmente mais elevado, tendo um valor médio da diferença entre os dois mercados de 7,46 €/MW. Depois da entrada em vigor do Despacho n.º 4694/2014 esta diferença foi muito reduzida passando a ser bastante próxima de zero (entre de 1 de abril de 2014 até 30 de setembro de 2017 esta diferença teve um valor médio de 0,58 €/MW). Isto traduz-se num indício da influência que este Despacho teve no comportamento do preço da banda de regulação secundária no mercado português, onde se verificou um claro acompanhamento do preço médio trimestral do mercado espanhol. Nesta figura pode-se ainda verificar que apesar da diminuição de preço médio trimestral que o mercado português teve depois da entrada em vigor do Despacho, ao longo da janela temporal analisada o preço médio trimestral da banda de regulação secundária portuguesa é tendencialmente mais elevado, sendo apenas mais baixo no quarto trimestre de 2013 e a partir do segundo trimestre de 2014.

Para concluir com maior precisão a influência da Despacho n.º 4694/2014 e da Diretiva n.º 3/2017 foi ainda feita uma análise à correlação entre o preço médio trimestral dos dois mercados em estudo para a mesma janela temporal.

Este estudo foi feito através do coeficiente de correlação que mede o grau da correlação entre duas variáveis de escala métrica, traduzido na força da dependência

linear entre as duas variáveis. Neste caso as variáveis em consideração são o preço médio trimestral da banda de regulação secundária no mercado português e no mercado espanhol. O coeficiente assume valores entre -1 e 1, onde 1 significa uma correlação perfeita positiva entre as duas variáveis, 0 significa que as duas variáveis não dependem linearmente uma da outra, devendo-se investigar por outros meios, e -1 significa que há uma correlação negativa perfeita entre as duas variáveis, isto é, se uma aumenta a outra diminui.

O cálculo do coeficiente de correlação é dado através da seguinte fórmula [48]:

$$\begin{aligned}\rho_{x,y} &= \frac{Cov(X,Y)}{\sqrt{Var(X)Var(Y)}} \\ &= \frac{\sum_{t=1}^n (x_t - \bar{x})(y_t - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{t=1}^n (x_t - \bar{x})^2} \times \sqrt{\sum_{t=1}^n (y_t - \bar{y})^2}}\end{aligned}\quad (5.1)$$

Na qual:

$\rho_{x,y}$	Coeficiente de correlação entre as variáveis x e y , dadas pelo preço médio trimestral da banda de regulação secundária em Portugal e em Espanha;
x_t	Preço médio trimestral da banda de regulação secundária em Portugal, para uma hora t , em €/MW;
$\bar{x}$	Média do preço trimestral da banda de regulação secundária em Portugal, para a janela temporal analisada, em €/MW;
y_t	Preço médio trimestral da banda de regulação secundária em Espanha, para uma hora t , em €/MW;
$\bar{y}$	Média do preço trimestral da banda de regulação secundária em Espanha, para a janela temporal analisada, em €/MW.

Na Tabela 5.1 são apresentados os coeficientes de correlação do preço médio trimestral da banda de regulação secundária entre Portugal e Espanha, por trimestre, numa janela temporal de janeiro de 2013 até setembro de 2017.

Tabela 5.1: Coeficientes de correlação para os vários trimestres de janeiro de 2013 até setembro de 2017.

Data	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T
	2013	2013	2013	2013	2014	2014	2014	2014	2015	2015
Correlação	0,53	0,34	0,30	0,51	0,63	0,70	0,58	0,64	0,64	0,68

Data	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T
	2015	2015	2016	2016	2016	2016	2017	2017	2017
Correlação	0,64	0,64	0,68	0,76	0,61	0,68	0,94	0,87	0,87

Como se pode observar pela análise da Tabela 5.1, a correlação entre os dois preços médios trimestrais foi aumentando ao longo do tempo. Deve-se ressaltar o facto de que em 2013 a correlação média dos preços foi baixa, sendo que o trimestre onde existiu uma maior correlação atingiu o valor de 0,53. A partir do segundo trimestre de 2014 há um claro aumento na correlação dos preços, esta data foi também a data em que o Despacho n.º 4696/2014 entrou em vigor. É, então, possível afirmar que o Despacho n.º 4696/2014 teve um visível impacto ao nível do preço médio trimestral da banda de regulação secundária portuguesa, proporcionando uma aproximação com o mercado espanhol. Em 2017, com a Diretiva n.º 3/2017 constata-se um novo aumento da correlação entre o preço médio trimestral do mercado de banda de regulação secundária em relação ao preço médio trimestral espanhol, atingindo valores de 0,94 indicando uma correlação quase perfeita entre os mesmos. Estes factos são também visíveis na Figura 5.2, que traduz numa representação gráfica a Tabela 5.1, mostrando a evolução da correlação entre o preço da banda de regulação secundária portuguesa com o preço da banda de regulação secundária espanhola ao longo do período estudado.

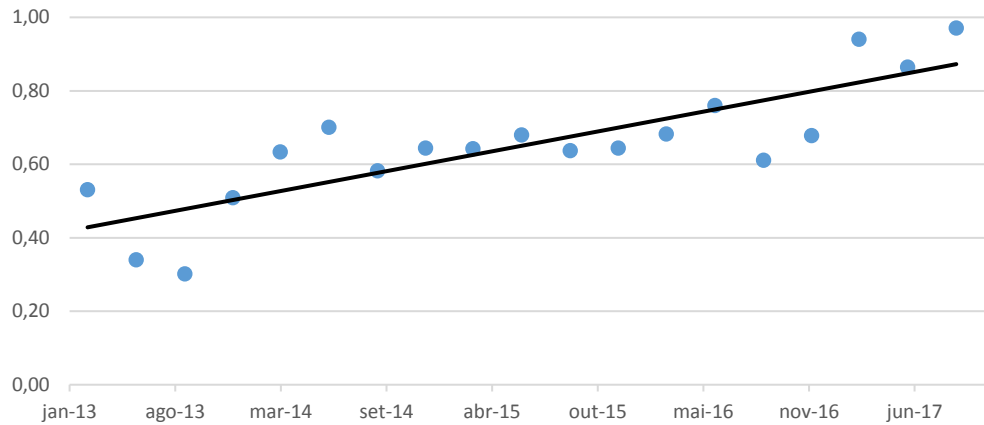


Figura 5.2: Correlação entre o preço médio trimestral da banda de regulação secundária portuguesa e espanhola de janeiro de 2013 a setembro de 2017.

Como se pode observar na Figura 5.2 a correlação entre os preços médios trimestrais da banda de regulação secundária teve uma linha de tendência crescente ao longo da janela temporal analisada, terminando em 2017 com uma correlação quase perfeita entre o preço português e o preço espanhol.

5.3– Análise de preços

Começou-se por efetuar a análise relativa aos preços simulados nos três mercados em estudo. Na Figura 5.3, encontram-se representados todos os preços simulados na primeira semana (de 3 a 9 de março de 2014) para as várias situações de mercados, português e espanhol isolados e o mercado integrado.

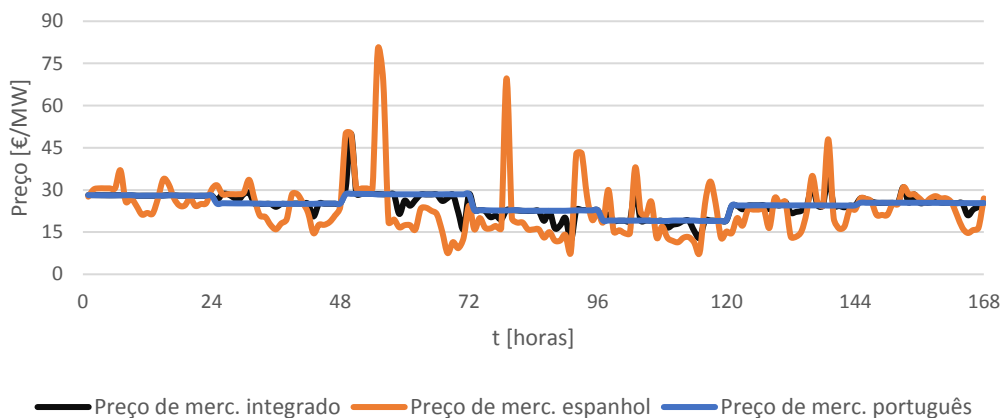


Figura 5.3: Preços de mercado da banda de regulação secundária de 3 a 9 de março de 2014.

Através do preço que representa o mercado português isolado, podemos observar claramente cada período diário, visto que neste mercado o preço ao longo do dia é bastante estável com muito poucas variações.

A Tabela 5.2 mostra o preço médio ponderado pela quantidade nos mercados em estudo relativamente à primeira semana.

Tabela 5.2: Preço médio ponderado pela quantidade nos dias analisados nos vários mercados simulados, de 3 a 9 de março de 2014.

Preço Médio Ponderado	ESPT [€/MW]	σ (ESPT)	PT [€/MW]	σ (PT)	Diferença de preço ESPT e PT	ES [€/MW]	σ (ES)	Diferença de preço ESPT e ES
03/03/2014	28,03	0,09	28,03	0,07	0,00	27,52	3,89	0,51
04/03/2014	25,02	3,90	25,13	0,07	-0,12	22,98	6,42	2,04
05/03/2014	27,85	5,55	28,48	0,06	-0,63	27,32	17,75	0,52
06/03/2014	21,36	2,65	22,69	0,09	-1,33	22,17	13,01	-0,81
07/03/2014	19,13	2,77	19,07	0,07	0,07	19,21	7,51	-0,08
08/03/2014	24,97	2,73	24,49	0,03	0,48	22,69	7,31	2,28
09/03/2014	24,86	4,14	25,40	0,05	-0,54	23,07	6,01	1,79
Semana	24,50	4,64	24,73	2,97	-0,23	23,62	10,35	0,88

Com a análise da Tabela 5.2 pode-se constatar que média diária dos preços seria mais benéfica para o mercado português, visto que é neste que se verificam as maiores diminuições dos preços médios ponderados de banda de regulação secundária. Apesar desta diminuição dos preços do mercado integrado em relação ao mercado português, esta diferença é pouco significativa quando comparada com o aumento dos preços verificados relativos ao mercado espanhol. Através do desvio padrão pode-se também verificar que a estabilidade do preço ao longo da semana é muito maior no mercado português, obtendo-se um valor médio do desvio padrão de 2,97, bastante inferior ao valor obtido no mercado espanhol, de 10,35. Quanto à volatilidade dos preços, na integração dos mercados foi obtido um valor entre a volatilidade do mercado português e o espanhol, tendo então uma maior variabilidade de preço do que no mercado espanhol mas menor do que no mercado português.

No dia 8 de março de 2014 verifica-se que o preço médio é mais elevado no mercado integrado do que nos dois mercados em separado. Isto porque, no dia em análise, a banda contratada total foi superior no mercado integrado do que nos dois mercados isolados. Depois de uma análise detalhada a este dia conclui-se que em nenhuma hora o mercado integrado tem um preço superior aos dois mercados isolados,

simultaneamente. Ou seja, o preço do mercado integrado, para a mesma hora, nunca é superior ao preço de cada um dos dois mercados isoladamente.

Na Figura 5.4: Preços da banda de regulação secundária de regulação de 1 a 7 de dezembro de 2014., à semelhança da figura anterior, encontram-se representados todos os preços das várias situações de mercado estudadas, mas neste caso para a segunda semana analisada (de 1 a 7 de dezembro).

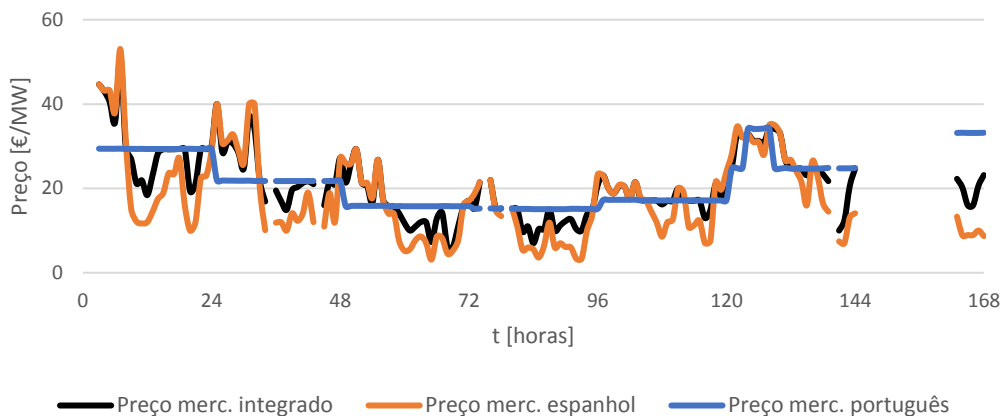


Figura 5.4: Preços da banda de regulação secundária de regulação de 1 a 7 de dezembro de 2014.

Na segunda semana, apesar dos preços no mercado português se manterem praticamente constantes ao longo do período diário, podemos constatar que ao longo dos sete dias analisados temos uma maior amplitude nos preços do mercado português durante os vários dias, quando comparado com a primeira semana (Figura 5.3), e um maior acompanhamento das oscilações do preço do mercado espanhol. Apesar desta proximidade, o mercado espanhol continua a ter uma dimensão muito maior e consequentemente uma quantidade de ofertas muito superiores o que faz com que o preço varie bastante ao longo das várias horas do dia.

As descontinuidades que podem ser observadas na Figura 5.4, devem-se ao facto de que nesses períodos as ofertas portuguesas não serem suficientes para satisfazer as necessidades estipuladas pelo ORT. Tendo este facto em vista, todos os resultados relativos à segunda semana em análise desconsideram estas horas. As horas nas quais se nota um maior impacto da falta de banda oferecida no mercado português, encontram-se entre a hora 145 e a hora 162 (representando grande parte do dia 7 de dezembro de 2014).

Tendo em consideração o facto de que as ofertas no mercado espanhol, à medida que se aproximam das necessidades estipuladas, têm um crescimento de preço bastante acentuado e que as ofertas portuguesas têm maioritariamente um preço

também mais elevado, ao integrar os dois mercados e, sendo que a participação do mercado espanhol é claramente mais expressiva, o preço de fecho do mercado integrado acompanha a tendência de evolução do preço do mercado espanhol ao longo das várias horas, mas com valores maioritariamente mais elevados do que o mercado espanhol e mais baixos do que o mercado português. Este facto pode ser observado no início deste capítulo com a Figura 5.3 e com a Figura 5.4, onde se pode constatar a evolução dos preços de mercado ao longo da semana.

De referir, também, que em todas as tabelas relativas à segunda semana analisada, tal como na Tabela 5.3, deve-se ter em consideração que os resultados obtidos no dia 07 de dezembro de 2014, apresentam valores bastantes distintos dos restantes dias. Isto deve-se ao facto de que, tal como se pode observar nos gráficos, grande parte do dia não é tido em consideração.

Tabela 5.3: Preço médio ponderado por dia nos vários mercados simulados, de 1 a 7 de dezembro de 2014.

Preço Médio Ponderado	ESPT [€/MW]	σ (ESPT)	PT [€/MW]	σ (PT)	Diferença de preço ESPT e PT	ES [€/MW]	σ (ES)	Diferença de preço ESPT e ES
01/12/2014	30,59	9,01	29,37	0,03	1,21	25,50	13,11	5,09
02/12/2014	24,37	6,78	21,78	0,05	2,59	21,64	10,43	2,74
03/12/2014	15,44	6,08	15,81	0,04	-0,37	13,54	7,95	1,90
04/12/2014	13,71	3,88	15,15	0,06	-1,44	10,77	6,24	2,94
05/12/2014	18,28	2,27	17,19	0,07	1,09	16,48	5,01	1,80
06/12/2014	26,15	6,29	26,60	3,87	-0,44	24,08	8,67	2,07
07/12/2014	19,79	2,80	33,18	0,02	-13,39	9,84	1,63	9,95
Semana	21,21	8,50	21,26	6,09	-0,05	18,17	10,45	3,04

Na Tabela 5.3, verifica-se que, em termos de valores médios a integração dos dois mercados obteve um preço mais elevado na maioria dos dias da segunda semana, ainda assim o preço médio desta semana revelou-se inferior ao preço médio português e superior ao preço médio espanhol. Também na segunda semana os preços médios do mercado integrado situaram-se entre os preços de Portugal e Espanha. Quanto à variação dos preços, refletida no desvio padrão nota-se que relativamente à primeira semana o desvio padrão em Portugal aumentou de 2,97 para 6,09. Já no mercado espanhol esta variação foi menos significativa passando de 10,35 na primeira semana, para 10,45 na segunda. Mais uma vez a volatilidade do preço do mercado integrado

ficou situada entre a volatilidade verificada no mercado espanhol e no mercado português.

Um dos fatores para o preço do mercado integrado ser mais elevado, por exemplo no primeiro dia da segunda semana do que em qualquer um dos mercados separados, é que ao analisar a quantidade de banda de regulação secundária contratada, o somatório da quantidade contratada no mercado integrado é maior do que a soma das quantidades contratadas no caso dos dois mercados isolados. Isto deve-se ao fecho do mercado, no modelo simulado, assumir a licitação mais próxima das necessidades e, portanto, por vezes o valor do mercado integrado é superior aos mercados isolados. Contudo, esta diferença de banda contratada não é significativa e, mais uma vez, depois de uma análise detalhada, verificou-se que em nenhuma das horas o mercado integrado tem um preço superior ao dos mercados isolados para cada uma dessas horas. Depois de serem analisados todos os dias da semana o preço médio semanal do mercado integrado acaba por se situar próximo do mercado com preço mais alto, mas ainda assim é inferior ao preço médio português e superior ao preço médio espanhol.

5.4 – Análise de quantidades

De seguida, fez-se então, uma análise relativa às quantidades contratadas nas simulações obtidas do modelo. Deste modo, pretendeu-se compreender a quantidade de banda de regulação secundária contratada nos vários casos de mercados abordados, as alterações que a integração dos mercados proporcionaria e a participação dos fornecedores de cada um dos países no mercado integrado.

Na Figura 5.5, podemos, então, observar a variação de potência contratada de banda secundária em Portugal, em Espanha e no mercado integrado para a primeira semana em estudo (de 3 a 9 de março de 2014).

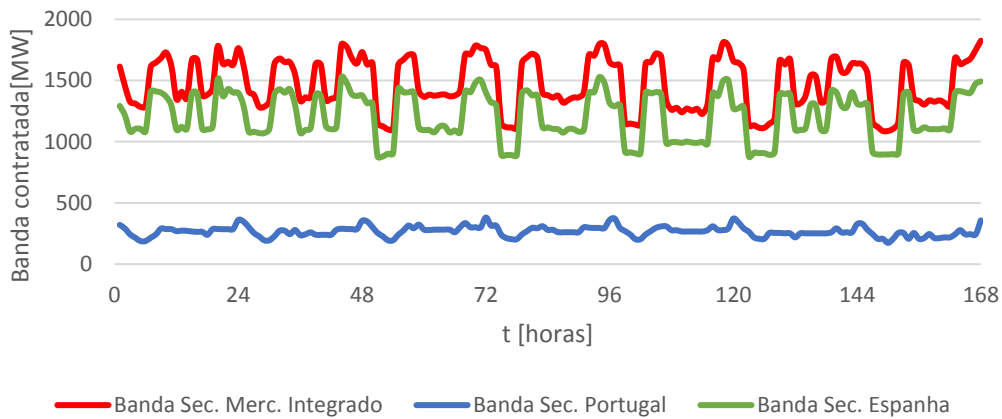


Figura 5.5: Banda de regulação secundária simulada contratada, de 3 a 9 de março de 2014 no mercado português e espanhol isolados e no mercado integrado.

Como demonstra a Figura 5.5, pode-se observar um padrão diário ao longo da semana na contratação da banda de regulação secundária. No mercado espanhol, apesar de existir uma amplitude significativa entre os pontos máximos e mínimos de contratação diária, o intervalo de capacidade contratada é relativamente estável, aumentado um pouco a amplitude a partir de metade da semana.

Comparando a evolução do mercado português e do mercado espanhol, compreende-se que o mercado integrado é principalmente influenciado pelo mercado espanhol dada a sua dimensão e, consequentemente, quantidade de banda de regulação secundária contratada. É possível compreender que, tal como nos mercados isolados, para o caso do mercado integrado, os valores de banda contratada variam bastante ao longo do dia, contudo o intervalo de valores é muito semelhante ao longo da semana.

Neste estudo, a decisão de não considerar o rácio fixo deve-se ao facto de o mercado espanhol não possuir esta regra e possuir uma dimensão e participação mais expressiva numa situação de mercado integrado do serviço de regulação secundária. Outra das considerações feitas diz respeito à capacidade de interligação necessária existente entre os dois países. Para este estudo foi considerada uma capacidade de interligação suficiente para todas as trocas necessárias de energia de regulação associada à banda de regulação secundária resultantes da integração do mercado.

Na Tabela 5.4 estão representadas as médias semanais da banda de regulação secundária contratadas por hora, assim como o desvio padrão e os valores mínimos e máximos relativos à banda de regulação secundária contratada total, para a primeira semana analisada.

Na Tabela 5.4 encontra-se, também, o coeficiente de variação, também denominado por desvio padrão relativo, esta é uma medida padronizada de dispersão de uma distribuição de frequências. É definido pela razão do desvio padrão com a média ($cv = \frac{\sigma}{\mu}$).

O coeficiente de variação permite fazer comparações entre as várias tabelas apresentadas sendo relevante como uma medida de variabilidade relativa, dando a possibilidade de obter um número adimensional que permite a comparação entre conjuntos de dados com médias muito diferentes.

Tabela 5.4: Médias semanais das bandas de regulação secundárias contratadas por hora em Portugal, Espanha e no mercado integrado, de 3 a 9 de março de 2014.

Banda Secundária Média	Total [MW]	σ	Coeficiente de Variação	Mín. [MW]	Máx. [MW]
Portugal	266,96	40,51	15,17	174,00	381,50
Espanha	1206,14	193,02	16,00	879,80	1527,90
Mercado Integrado	1473,30	212,35	14,41	1088,20	1825,40

Com a análise da Tabela 5.4 pode-se constatar que apesar do desvio padrão ser bastante maior no caso espanhol do que no caso do mercado português, através do coeficiente de variação verificamos que este assume valores muito próximos (16,00 para o caso espanhol e 15,17 para o caso português), refletindo, assim, um intervalo de valores proporcionalmente equivalentes em ambos os mercados, ou seja, uma variabilidade semelhante entre as quantidades contratadas de banda de regulação secundária no mercado português e no mercado espanhol. Os desvios padrões são superiores no caso do mercado integrado, pois a amplitude de valores contratada neste é superior, dada a integração dos dois mercados.

Quanto à segunda semana, de 1 a 7 de dezembro de 2014 é analisada de igual forma de seguida com o objetivo de compreender o comportamento dos mercados num mês mais próximo do final do ano 2014.

Estão representados na Figura 5.6 os resultados relativos ao mercado português, mercado espanhol e mercado integrado.

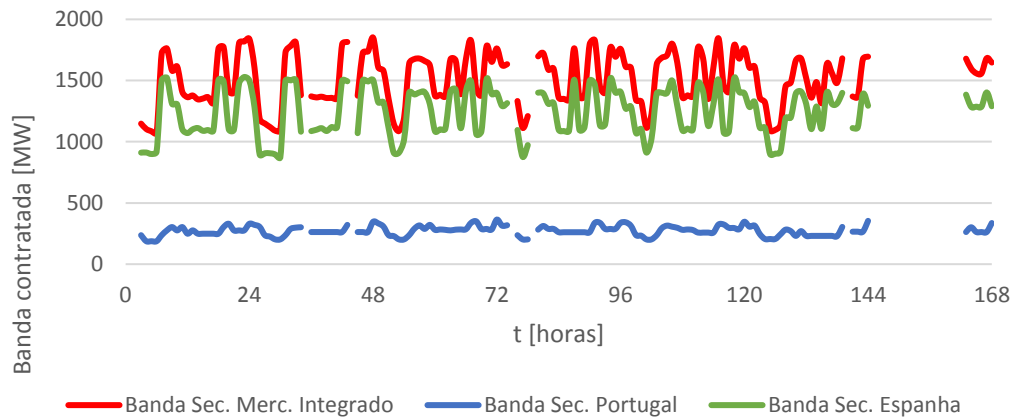


Figura 5.6: Banda de regulação secundária simulada contratada, de 1 a 7 de dezembro de 2014 no mercado português e espanhol isolados e no mercado integrado.

Tal como na semana anteriormente analisada é possível identificar, para cada um dos mercados, um padrão diário na contratação da banda de regulação secundária. Comparativamente com a primeira semana analisada, verifica-se uma maior variação ao longo dos vários dias da capacidade contratada de banda de regulação secundária.

Na Tabela 5.5, encontram-se os dados representativos da média semanal de banda secundária contratada por hora no mercado português, espanhol e no mercado integrado.

Tabela 5.5: Médias semanais das bandas de regulação secundárias contratadas por hora em Portugal, Espanha e no mercado integrado de 1 a 7 de dezembro de 2014.

Banda Secundária Média	Total [MW]	σ	Coefficiente de Variação	Mín. [MW]	Máx. [MW]
Portugal	233,48	39,45	16,90	187,50	364,50
Espanha	1060,06	193,31	18,24	872,00	1529,00
Mercado Integrado	1293,48	216,38	16,73	1072,00	1850,50

Através da comparação entre a Tabela 5.4 e a Tabela 5.5, pode-se notar o comportamento muito idêntico tal como foi verificado anteriormente na Figura 5.6.

Mais uma vez, verifica-se a estabilidade do mercado espanhol que à semelhança da primeira semana analisada, mantém valores médios de quantidade contratada de banda de regulação secundária semelhantes, sendo a média da primeira semana de 1206 MW e na segunda semana de 1060 MW. Apesar desta diminuição de banda média contratada, verificou-se uma maior amplitude da banda, traduzida pelo aumento do coeficiente de variação, passando de 16,00 na primeira semana para 18,24 na segunda. Nos outros mercados este aumento de coeficiente de variação também se verifica.

Comparando os valores médios contratados no mercado integrado, entre a primeira e a segunda semana, notamos uma diminuição da média na segunda semana, passando de 1473 MW para 1293 MW. Quanto aos valores mínimos e máximos, ambas as semanas registam valores idênticos (como se pode verificar na Tabela 5.4 e na Tabela 5.5).

5.5 – Análise de quantidades e preços do mercado integrado

Esta secção refere-se particularmente aos resultados dos mercados português e espanhol integrados num mercado único de banda de regulação secundária. Todos os resultados apresentados foram obtidos através de simulações proporcionadas pelo modelo desenvolvido. O objetivo final é integrar os dois mercados, proporcionando um mercado de banda de regulação secundária comum aos dois países. Para isso, pretende-se compreender qual a quantidade de banda de regulação secundária que seria contratada a cada país e analisar os dados simulados deste mercado integrado.

Começou-se por analisar as simulações relativas à primeira semana de estudo, apresentando os dados relativos à quantidade contratada de banda de regulação secundária a subir e a baixar, a quantidade contratada total (dada pela soma da banda a subir e a baixar) e identificar a contribuição dos fornecedores de cada país no mercado integrado.

Na Figura 5.7 está representada a quantidade de banda de regulação secundária a subir contratada na primeira semana em estudo, assim como respetiva participação de cada país no fornecimento da banda.

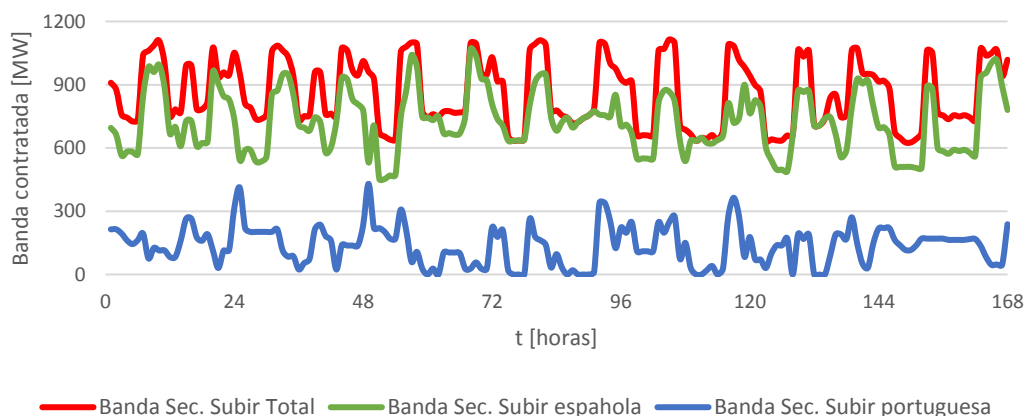


Figura 5.7: Contribuição de banda de regulação secundária a subir contratada, por país, de 3 a 9 de março de 2014 no mercado integrado.

Na Figura 5.8 está representada a contribuição, por país, da quantidade contratada de banda de regulação secundária a baixar.

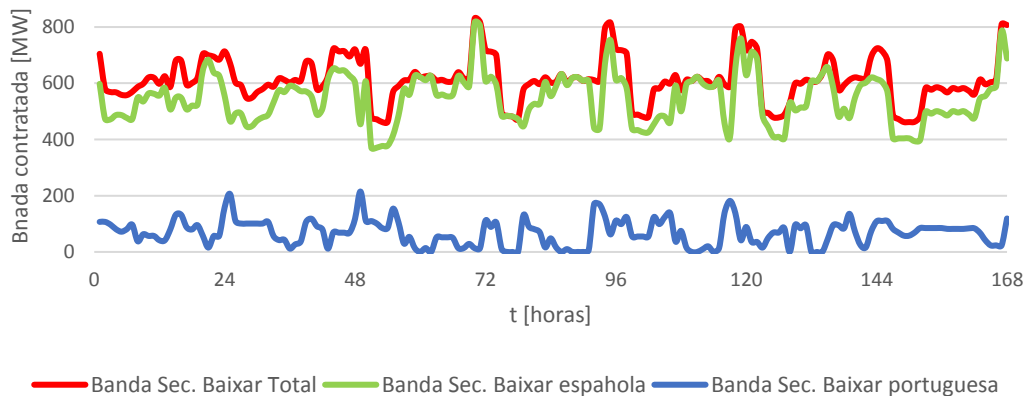


Figura 5.8: Contribuição de banda de regulação secundária a baixar contratada, por país, de 3 a 9 de março de 2014 no mercado integrado.

Com a análise da Figura 5.7 e da Figura 5.8 podemos observar a participação por país dos fornecedores de banda de regulação secundária contratada no caso do mercado integrado. Como seria de esperar, comparando a Figura 5.7 com a Figura 5.8, dada a existência do rácio de licitações de oferta no mercado português, a banda de regulação secundária a baixar contratada portuguesa é metade da banda contratada portuguesa a subir; este fator pode-se tornar limitativo para os fornecedores portugueses, visto competirem com os fornecedores espanhóis que não se encontram com esta mesma regra, sendo que é algo que para uma possível integração dos dois mercados aconselha-se uma harmonização. A participação espanhola não é tão alta quanto na banda contratada a subir porque as necessidades a baixar são sempre inferiores, mas a discrepância para a participação de fornecedores portugueses é maior na banda secundária a baixar.

Na Tabela 5.6 e na Tabela 5.7 são apresentados os dados relativos à banda de regulação secundária média contratada por dia a subir e a baixar, respetivamente.

Tabela 5.6: Banda de regulação secundária a subir média contratada por dia no mercado integrado, de 3 a 9 de março de 2014.

Banda a Subir Média Contratada	PT	σ	ES	σ	ESPT	σ
03/03/2014	157,68	65,57	745,66	142,35	903,34	129,15
04/03/2014	159,11	87,37	733,69	139,09	892,80	132,74
05/03/2014	123,02	106,22	745,27	184,05	868,28	161,18
06/03/2014	109,45	113,27	749,96	87,69	859,41	166,73
07/03/2014	140,64	105,64	688,20	110,37	828,85	188,48
08/03/2014	115,51	77,79	719,52	138,84	835,03	155,45
09/03/2014	140,87	58,00	690,05	175,83	830,93	161,36
Semana	135,18	91,78	724,62	145,25	859,80	160,03

Tabela 5.7: Banda de regulação secundária a baixar média contratada por dia no mercado integrado, de 3 a 9 de março de 2014.

Banda a Baixar Média Contratada	PT	σ	ES	σ	ESPT	σ
03/03/2014	78,84	32,77	546,75	58,25	625,59	52,76
04/03/2014	79,58	43,68	547,48	66,08	627,05	54,61
05/03/2014	61,50	53,12	556,70	116,98	618,21	91,40
06/03/2014	54,72	56,64	562,32	79,23	617,04	85,23
07/03/2014	70,31	52,78	542,32	91,64	612,63	83,91
08/03/2014	57,78	38,90	548,07	85,90	605,85	78,49
09/03/2014	70,46	28,97	515,50	95,23	585,96	92,82
Semana	67,60	45,88	545,59	87,75	613,19	79,63

Com os valores de banda média diária contratada apresentados na Tabela 5.6 e na Tabela 5.7, podemos constatar todos os factos referidos na análise referente aos gráficos anteriormente apresentados de uma forma mais analítica. A participação dos fornecedores portugueses no mercado integrado é muito menor do que a participação de fornecedores espanhóis, sendo a participação média da banda de regulação secundária a subir portuguesa de 15,72% enquanto que a participação de fornecedores espanhóis representa 84,28%. Na banda de regulação secundária a baixar a situação é semelhante com a participação de 11,03% e 88,97 para os fornecedores portugueses e espanhóis, respetivamente. Comparativamente com os resultados médios obtidos nos mercados isolados, os fornecedores portugueses tiveram uma menor participação (fornecendo uma média de 135,18 MW por hora no mercado integrado de banda a subir, e 177,97 MW no mercado isolado). O fenómeno inverso acontece com os fornecedores do mercado espanhol, que aumentam a sua participação média por hora de 689,48 MW, no caso do mercado isolado, para 724,62 MW no mercado integrado.

De modo idêntico, são de seguida apresentados os resultados relativos à segunda semana analisada, de 1 a 7 de dezembro de 2014. Começando por apresentar na Figura 5.9 os gráficos que mostram a capacidade de banda secundária contratada a subir.

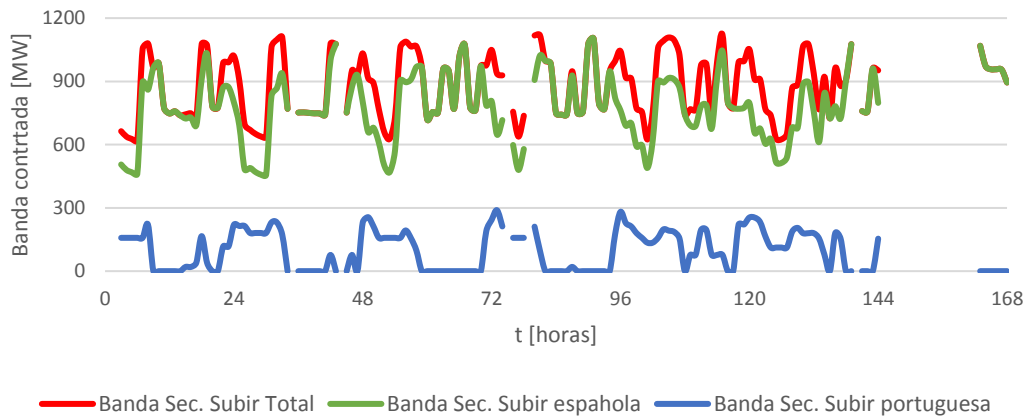


Figura 5.9: Contribuição de banda de regulação secundária a subir contratada, por país, de 1 a 7 de dezembro de 2014 no mercado integrado.

A Figura 5.10 representa a banda secundária a baixar contratada na simulação de um mercado integrado, separando a capacidade de banda contratada a fornecedores espanhóis e portugueses.

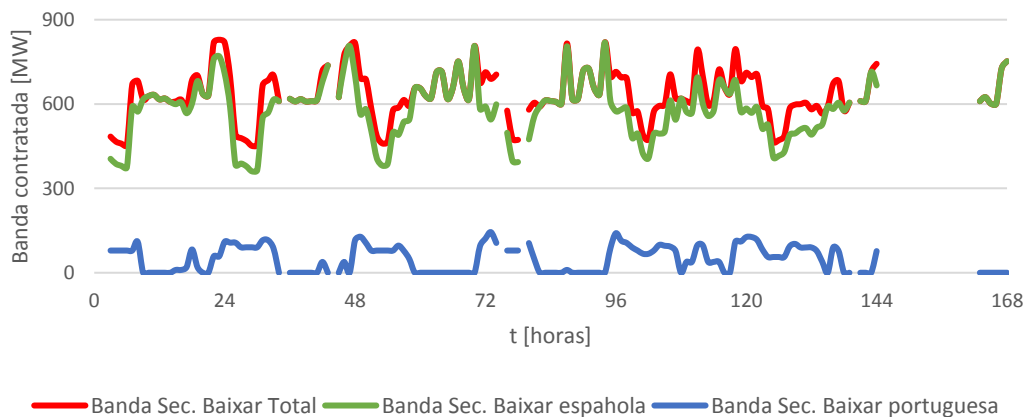


Figura 5.10: Contribuição de banda de regulação secundária a baixar contratada, por país, de 1 a 7 de dezembro de 2014 no mercado integrado.

Como pode ser observado na Figura 5.9 e na Figura 5.10, na segunda semana em estudo verifica-se que a contratação de fornecedores do mercado português foi muito inferior ao constatado na primeira semana. Isto pode facilmente ser confirmado observando que nesta segunda semana existem várias horas consecutivas em que os

provedores estão fora de mercado e, quer a banda de regulação secundária a subir, quer a banda a baixar contratam exclusivamente provedores espanhóis.

Para uma análise analítica mais precisa são apresentados os dados relativos à banda de regulação secundária média contratada por dia a subir e a baixar, na Tabela 5.8 e na Tabela 5.9 respetivamente.

Tabela 5.8: Banda de regulação secundária a subir média contratada por dia no mercado integrado, de 1 a 7 de dezembro de 2014.

Banda a Subir Média Contratada	PT	σ	ES	σ	ESPT	σ
01/12/2014	81,29	82,21	730,29	157,97	811,58	156,55
02/12/2014	90,50	97,72	682,70	174,39	773,20	164,19
03/12/2014	88,96	93,73	801,60	161,37	890,55	145,60
04/12/2014	73,25	101,45	744,80	161,75	818,05	147,69
05/12/2014	141,96	74,81	767,58	125,69	909,53	145,92
06/12/2014	114,63	80,99	707,35	141,59	821,98	133,03
07/12/2014	0,00	0,00	241,90	51,60	241,90	51,60
Semana	84,37	91,89	668,03	158,64	752,40	149,49

Tabela 5.9: Banda de regulação secundária a baixar média contratada por dia no mercado integrado, de 1 a 7 de dezembro de 2014.

Banda a Baixar Média Contratada	PT	σ	ES	σ	ESPT	σ
01/12/2014	40,65	41,11	562,06	108,18	602,71	101,35
02/12/2014	45,25	48,86	532,47	125,71	577,72	107,38
03/12/2014	44,48	46,86	590,47	106,95	634,95	82,53
04/12/2014	36,63	50,73	552,90	104,78	589,53	86,29
05/12/2014	70,98	37,41	567,95	76,07	638,93	78,47
06/12/2014	57,31	40,50	523,26	74,47	580,58	70,85
07/12/2014	0,00	0,00	163,19	62,29	163,19	62,29
Semana	42,18	45,94	498,90	102,03	541,09	88,44

Mais uma vez pode-se constatar na Tabela 5.8 e na Tabela 5.9 que a participação dos provedores espanhóis é muito mais significativa do que a participação de provedores portugueses. Relativamente aos mercados isolados, à semelhança do que se constatou na primeira semana, os provedores portugueses têm uma participação média menor, passando de fornecer em média 155,65 MW por hora no mercado isolado, para fornecerem uma média de 84,37 MW por hora no mercado integrado. O acontecimento inverso verifica-se novamente com os provedores espanhóis, que passaram a fornecer uma média de 668,03 MW por hora no mercado integrado, quando forneciam uma média de 607,32 MW no mercado isolado. A Tabela

5.9 refletiu conclusões idênticas, mas neste caso relativas à banda de regulação secundária a descer.

A explicação encontrada para o facto de a participação de fornecedores portugueses no mercado integrado ser ainda menos significativa do que na primeira semana são as variações nas amplitudes dos preços das ofertas portuguesas face à primeira semana. As licitações de oferta portuguesas diminuíram bastante a amplitude de preços na segunda semana analisada, revelando-se estas ofertas também com um preço mais elevado. Sendo que estas se encontram, muitas vezes, com valores superiores às licitações de oferta espanholas, que acabam por ser suficientes para satisfazer as necessidades do mercado integrado, excluindo, portanto, as ofertas portuguesas e fazendo com que os fornecedores portugueses fiquem fora do mercado integrado nessas horas.

Dada a discrepância acentuada entre a banda secundária contratada a fornecedores espanhóis e fornecedores portugueses sugere-se que a criação de um mercado integrado deve ter em especial atenção o modo como serão harmonizadas as regras relativas à apresentação das ofertas dos fornecedores. Caso o rácio existente entre a banda de regulação secundária a subir e a baixar fosse igual nos dois países, poderia existir uma maior competitividade entre os vários fornecedores.

5.6 – Resumo comparativo dos mercados analisados

Para melhor compreender as diferenças entre os resultados simulados nos três casos de estudo apresentam-se a Tabela 5.10 e a Tabela 5.11. Além dos três casos de estudo, encontram-se também dados relativos à soma do mercado de banda de regulação secundária português e espanhol isolados para melhor compreender e avaliar o impacto do modelo integrado. Sendo apresentados os dados relativos à quantidade de banda de regulação secundária contratada total em cada situação estudada, para a primeira semana (Tabela 5.10) e para a segunda semana (Tabela 5.11). O preço médio ponderado da semana é, também, analisado em ambas as semanas. Finalmente, é feita, também, uma análise de custos totalizados em cada uma das quatro situações, custos estes correspondentes aos custos incorridos pelo gestor de sistema para contratar a banda de regulação secundária durante a semana.

Tabela 5.10: Capacidade contratada, preço médio e custo total de banda de regulação secundária, de 3 a 9 de março de 2014.

	Quantidade Total [MW]	Preço Médio Ponderado [€/MW]	Receita dos fornecedores [k€]	Custo Total [k€]
PT	44850	24,73	1109,3	1109,3
ES	202625	23,62	4826,6	4826,6
ES+PT(isolados)	247475	-	5935,9	5935,9
PT	34067	-	882,5	1099,3
ES	213396	-	5227,8	5010,9
ESPT(integrados)	247463	24,50	6110,2	6110,2
Δ [%] ^{a)}	0,00	-	2,94	2,94

^{a)} A variação percentual refere-se ao caso da soma dos dois mercados isolados, comparando com o caso estudado dos dois mercados integrados.

Tabela 5.11: Capacidade contratada, preço médio e custo total de banda de regulação secundária, de 1 a 7 de dezembro de 2014.

	Quantidade Total [MW]	Preço Médio Ponderado [€/MW]	Receita dos fornecedores [k€]	Custo Total [k€]
PT	39224	21,26	835,1	835,1
ES	178091	18,17	3236,6	3236,6
ES+PT(isolados)	217315	-	4071,7	4071,7
PT	21261	-	535,0	818,6
ES	196044	-	4073,8	3790,2
ESPT(integrados)	217305	21,21	4608,8	4608,8
Δ [%] ^{a)}	0,00	-	13,19	13,19

^{a)} A variação percentual refere-se ao caso da soma dos dois mercados isolados, comparando com o caso estudado dos dois mercados integrados.

A Tabela 5.10 e a Tabela 5.11, permitem ter um panorama geral dos principais resultados obtidos neste estudo.

Numa primeira análise é possível fazer uma comparação da quantidade de potência contratada em cada uma das formas de mercado estudadas. De salientar que cada um dos mercados isolados teve valores de capacidade contratada muito semelhantes entre as duas semanas, o que nos leva a concluir que ambos se encontram estáveis em relação às suas necessidades de banda. Em relação à variação entre a soma da banda contratada nos dois mercados isolados e a soma da quantidade contratada nos mercados integrados, na primeira semana revelou-se muito pouco significativa, assim como na segunda semana.

Observando a Tabela 5.10, para a primeira semana, no mercado português isolado, o preço médio da banda contratada obteve um valor superior, relativamente ao mercado integrado. Observando os custos totais verificados no mercado integrado, estes revelam-se 2,94% superiores do que no caso dos mercados isolados. Pode-se verificar que as receitas dos fornecedores portugueses são maiores no mercado isolado, passando de 1109,3 k€ para 882,5 k€ com a integração, mas os custos para o gestor do sistema português são menores no caso do mercado integrado (1099,3 k€) do que no mercado isolado (1109,3k€). O que demonstra um benefício indireto para os consumidores portugueses, visto que o custo total do serviço diminui com a integração do mercado. A situação inversa também é evidenciada entre os fornecedores espanhóis e o gestor do sistema espanhol, o que nos leva a concluir que a integração, desta forma, seria benéfica para os fornecedores espanhóis e para o gestor do sistema português, mas negativa para o gestor de sistema espanhol e para os fornecedores portugueses.

Em relação aos resultados apresentados na segunda semana, Tabela 5.11, a relação entre as receitas e os custos totais é idêntica ao descrito anteriormente na primeira semana. É de salientar que as diferenças registadas no preço médio ponderado, nas receitas e nos custos totais, são mais significativas porque a diferença entre o preço do mercado português e o mercado espanhol foi também ela maior do que na primeira semana (passado de 1,11 €/MW na primeira semana, para 3,09 €/MW).

Capítulo 6

Conclusões e desenvolvimento futuro

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas com a realização deste trabalho, possíveis desenvolvimentos são também sugeridos para trabalhos futuros.

6.1 - Conclusões

Neste estudo é abordada a possibilidade de integração do mercado de banda de regulação secundária, entre os operadores de sistema português e espanhol. Apesar da integração no mercado diário de eletricidade existente no MIBEL, o mercado de banda de regulação secundária funciona isoladamente em cada um dos países. Este mercado está relacionado com um dos serviços de sistema necessários a todos os sistemas elétricos, o controlo de frequência, mais concretamente o controlo de reserva secundária.

Para a realização do estudo proposto foi desenvolvido um modelo que simulou o fecho do mercado de banda de regulação secundária. Foram analisados dados relativos a duas semanas separadas no início e no fim do ano 2014, de 3 a 9 de março e de 1 a 7 de dezembro. Com o objetivo de obter resultados mais precisos relativos à influência que o Despacho n.º 4694/2014 teve no preço da banda de regulação secundária portuguesa, foi realizado um estudo com um período de análise mais alargado. Considerando a correlação existente entre o preço no mercado português e no mercado espanhol, assim como a evolução do preço da banda de regulação secundária portuguesa, de 1 de janeiro de 2013 até 30 de setembro de 2017.

O aspeto principal no qual o despacho incide é relativamente à formação do preço da banda de regulação secundária e na sua tentativa de aproximação com o mercado espanhol. Isto foi verificado, visto que, os dois pontos analisados caminham no mesmo sentido. Ao longo do período estudado, a correlação entre os dois preços subiu significativamente, terminando o período de análise com uma correlação quase perfeita, e a diferença de preços que se constatou entre ambos diminuiu substancialmente a partir da entrada em vigor do despacho. A variação que se pode observar no mercado português esteve diretamente relacionada com a variação do preço de mercado espanhol, onde se notou claramente um maior acompanhamento do mesmo. Este resultado traduz-se num benefício em termos de custos, na ótica do operador do sistema assim como mais tarde na ótica do consumidor português, pois o preço deste serviço diminuiu desde o início do período analisado.

Já no âmbito da integração com o mercado espanhol, a alteração do comportamento das licitações de oferta por parte dos fornecedores portugueses (que se concentrou com preços mais elevados) fez com que a participação dos mesmos diminuísse. Desse modo, as receitas obtidas por estes foram mais baixas.

Este estudo revelou características importantes para o mercado de banda de regulação secundária português, entre elas constatou-se na primeira semana analisada um preço muito estável e homogéneo, com poucas variações como se pode verificar pelo desvio padrão semanal obtido na análise de resultados (sendo este de 2,97). Quanto à segunda semana, pode-se constatar um comportamento diferente quando comparado com a primeira semana, a evolução do preço do mercado português foi mais oscilante, acompanhando as tendências do mercado espanhol (revelando um desvio padrão de 6,09). Os resultados demonstraram uma descida do preço médio ponderado de banda de regulação secundária da primeira para a segunda semana.

O mercado espanhol registou preços mais baixos quando analisado isoladamente em ambas as semanas. A explicação encontrada para esta situação reside principalmente no facto de que com a integração de um mercado onde a média dos preços do outro mercado isolado é mais alta, o preço do mercado integrado iria ser mais alto seguindo a tendência do mercado isolado com o preço mais elevado.

Um dos principais objetivos deste trabalho foi compreender o impacto que o mercado integrado teria nos intervenientes do MIBEL se esta integração acontecesse com as condições atualmente em vigor em cada um dos mercados. Isto seria, então, a situação com a menor harmonização possível das regras vigentes nos dois mercados. Dadas as assimetrias entre estes dois mercados, a dimensão do mercado espanhol, quando comparado com o português, assume-se como um fator preponderante a ter em consideração na integração dos mercados de banda de regulação secundária português e espanhol. Depois das simulações obtidas a partir do modelo criado foi possível compreender os impactos daí recorrentes. Uma conclusão importante a salientar neste estudo é que sem qualquer tipo de harmonização de regras dos dois mercados e sem alteração do comportamento das licitações de oferta por parte dos fornecedores portugueses, a integração do mercado, na ótica do gestor do sistema espanhol, não representaria um impacto vantajoso a nível do preço da banda de regulação secundária na maioria dos dias. Na visão do gestor do sistema português, esta integração seria benéfica, pois o preço da banda iria diminuir na maioria dos dias e as necessidades de banda definidas seriam satisfeitas na totalidade.

Considerando a participação dos fornecedores de serviços de sistema, para o caso do mercado integrado, os fornecedores portugueses, a manter um comportamento idêntico ao verificado, teriam uma menor participação no mercado. Após a implementação do Despacho n.º 4694/2014, a participação seria ainda mais reduzida, devido ao menor número de licitações e com preços mais elevados do que as licitações

espanholas. Portanto, no caso dos fornecedores espanhóis, esta situação seria vantajosa, pois teriam uma maior quantidade de banda contratada com um preço mais elevado do que na situação de mercados isolados. As diferenças existentes no marco regulatório entre os dois países é um fator que deve ser tido em consideração, harmonizando regras entre os dois mercados, no sentido criar condições de cooperação e integração, obter limites concorrenciais justos entre os fornecedores tornando o mercado mais competitivo.

6.2 – Desenvolvimento futuro

Ao longo da realização da presente dissertação surgiram alguns tópicos de interesse para desenvolvimento de trabalhos futuros.

Foram verificadas as influências no mercado português do Despacho n.º 4694/2014. Contudo, é sugerido um estudo mais aprofundado dos seus impactos no caso do mercado de banda de regulação secundária se encontrar integrado e de que forma este despacho pode influenciar o comportamento no que respeita às licitações de oferta realizadas pelos fornecedores portugueses. Isto porque se verificou, na segunda semana em estudo, uma redução na quantidade de ofertas por parte dos fornecedores portugueses e as licitações existentes, na sua maioria, tiveram valores próximos do valor de fecho de mercado. Esta situação, se considerado o caso do mercado integrado, poderia não ser vantajosa para os fornecedores portugueses, e, portanto, seria também interessante estudar quais as alterações necessárias para tornar este mercado mais competitivo.

No trabalho realizado foram consideradas as regras vigentes no mercado de banda de regulação secundária português, entre elas encontra-se a prática de que as ofertas de banda secundária são limitadas por um rácio fixo em que a banda a subir é o dobro da banda a baixar. No mercado espanhol, este rácio fixo não existe, contudo, os geradores têm de respeitar o rácio imposto pelo gestor do sistema. Sendo o sistema elétrico espanhol mais maduro e com um modo de funcionamento próximo ao português, sugere-se uma avaliação do método que seria mais vantajoso para ambos os mercados e uma possível harmonização desta regra que poderia vir a proporcionar uma maior liberdade para os fornecedores e uma maior competitividade ao mercado de banda de regulação secundária.

Referências Bibliográficas

Referências Bibliográficas

- [1] R. P. Araújo, “Análise dos serviços de sistema em Portugal e Espanha”, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2009.
- [2] A. Sá, “Simulador dos Operadores de Mercado e de Sistema em Mercados de Electricidade Adoptando um Modelo AC,” Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2003.
- [3] E. Silva, “Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica,” *Editora Sagra Luzzatto*, Porto Alegre, RS, BR, 2001.
- [4] E. Hirst, B. Kirby, “Electric-Power Ancillary Services,” *Oak Ridge National Laboratory*, Tennessee, TN, USA, 1996.
- [5] E. Hirst, B. Kirby, “Unbundling generation and transmission services for competitive electricity markets: examining ancillary services,” (pp. 1-92). *National Regulatory Research Institute*, Tennessee, TN, USA, 1998.
- [6] J. Manso, “Valorização de Serviços Ancilares de Reserva em Geradores Hidrelétricos,” Tese de doutoramento, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, SP, BR, 2010.
- [7] A. Almeida, “Controle da Potência Ativa e da Frequência,” Apresentação de aula, Universidade Tecnológica do Paraná, Curitiba, BR, 2012.
- [8] Engelétrica, “Manual de correção do fator de potência,” *Engelétrica serviços elétricos*, São Paulo, SP, BR, 2011.
- [9] B. Kirby, “Ancillary services: Technical and commercial insights,” *Wartsila*, 2007.
- [10] P. Kotsampopoulos, N. Hatziargyriou, B. Bletterie, & G. Lauss, (2013). Review, analysis and recommendations on recent guidelines for the provision of ancillary services by Distributed Generation. In *Intelligent Energy Systems (IWIES), 2013 IEEE International Workshop on* (pp. 185-190). IEEE. [Online]. Disponível: <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6698583/>
- [11] T. Kristiansen, T. (2007). The Nordic approach to market-based provision of ancillary services. *Energy Policy*, 35(7), 3681-3700. [Online]. Disponível: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421507000146>

- [12] Y. Rebours, D. Kirschen, M. Trotignon, & S. Rossignol, (2007). A survey of frequency and voltage control ancillary services— Part II: Economical features. *IEEE Transactions on power systems*, 22(1), 350-357. [Online]. Disponível: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4077136/>
- [13] E. Miguélez, I. Cortés, L. Rodríguez, & G. Camino, (2008). An overview of ancillary services in Spain. *Electric Power Systems Research*, 78(3), 515-523. [Online]. Disponível: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779607000685>
- [14] F. Silva, “Modelo de formação de preços para serviços ancilares de reserva,” Dissertação de mestrado, Universidade de Brasília, DF, BR, 2005.
- [15] J. T. Saraiva, H. Heitor, N. Correia, & R. Araújo, (2011). Ancillary services — The current situation in the iberian electricity market and future possible developments. *Energy Market (EEM), 2011 IEEE Trondheim PowerTech*. [Online]. Disponível: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6019452/>
- [16] A. Pirbazari. (2010). Ancillary services definitions, markets and practices in the world. *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), 2010 IEEE/PES* (pp. 32-36). IEEE. [Online] Disponível: <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5762857/>
- [17] R. Brandão, V. Oliveira, P. Dorado, P. Vardiero, I. Carvalho, (2017). Análise do mercado de serviços ancilares do Portugal: Implicações para o caso brasileiro. *6th Latin American Energy Economics Meeting (ELAEE)*. Rio de Janeiro, Brasil. [Online] Disponível: <https://6elaee.aladee.org/webtree/submit/download.php?subId=270&final=yes>
- [18] T. Esterl, S. Kaser, & A. Zani, (2016). Harmonization issues for cross-border balancing markets: Regulatory and economic analysis. *European Energy Market (EEM), 2016 13th International Conference on the* (pp. 1-5). IEEE armonization Issues for Cross-Border Balancing Markets- Regulatory and economic analysis. [Online] Disponível: <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7521269/>
- [19] H. Farahmand, T. Aigner, G. L. Doorman, M. Korpas, & D. Huertas-Hernando, (2012). Balancing market integration in the Northern European continent: A 2030 case study. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(4), 918-930. [Online] Disponível: <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6236287/>

- [20] Trans European Replacement Reserves Exchanges (TERRE), “Common opinion from AEEGSI, CNMC, CRE, ELCOM, ERSE and OFGEM on TERRE project design,” 2016.
- [21] Trans European Replacement Reserves Exchanges (TERRE), “Design options of TERRE Project (Trans European Replacement Reserves Exchange) Executive Summary”, 2016.
- [22] I. Avramiotis, “ENTSO-E Cross Border Electricity Balancing Pilot Projects - 2 Month Report on Pilot Project 9 (IGCC)” , *Swissgrid*, Bruxelas, Bélgica, 2016.
- [23] M. MacDonald, “Impact Assessment on European Electricity Balancing Market,” *Contract EC DG ENERG/B2/524/2011*, Brighton, UK, 2013.
- [24] C. Almeida, “Estado atual do setor das energias renováveis em Portugal”, Direção Geral de Energia e Geologia, Estoril, 3 de Dezembro de 2015.
- [25] REN, “Dados Técnicos 2014”, Redes Eléctricas Nacionais, Lisboa, Portugal, 2017. [Online]. Disponível: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/REN%20Dados%20T%C3%A9cnicos%202014.pdf>
- [26] J. Sousa, “A liberalização do sector eléctrico e o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL),” Apresentação de aula, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, Portugal, 2013.
- [27] ERSE, “Liberalização do Setor”. [Online]. Disponível: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodosector/Paginas/default.aspx>.
- [28] F. Fragoso, “Contratos Bilaterais em Mercados de Energia Elétrica Multiagente: Protocolo de Rede de Contratos,” Dissertação de mestrado, Universidade Nova de Lisboa - Faculdade de Ciências e Tecnologia, Lisboa, Portugal, 2015.
- [29] ERSE, “Transporte”. [Online]. Disponível: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/default.aspx>
- [30] “Decreto-lei 29/2006, de 15 de Fevereiro,” *Diário da República n.º 33/2006, Série I-A de 2006-02-15*.
- [31] J. T. Saraiva, H. Heitor, N. Correia, & R. Araújo, (2011). Ancillary services — The current situation in the iberian electricity market and future possible developments. *Energy Market (EEM), 2011 IEEE Trondheim PowerTech*. [Online]. Disponível: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6019452/>

[32] F. Teixeira, “O Papel da Geração Hídrica Reversível na Integração da Energia Eólica em Ambiente de Mercado,” Dissertação de mestrado, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, Portugal, 2012.

[33] OMIP, “MIBEL,” [Online]. Disponível: www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/lanquage/pt-PT/Default.aspx

[34] L. Cruz, “A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo português),” *Principia*, pp. 83–90, 2008.

[35] Conselho de Reguladores do MIBEL, “Descrição do funcionamento do MIBEL,” 2009.

[36] OMIE, “Mercados da electricidade,” [Online]. Disponível: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/diario-e-i>

[37] J. Lagarto, F. Fernandes, J. Sousa, J. Santana, & B. Martins, (2015). Optimal scheduling of a pumped storage hydro unit in the day-ahead and secondary reserve electricity market. *European Energy Market (EEM), 2015 12th International Conference on the* (pp. 1-5). IEEE. [Online]. Disponível: <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7216752/>

[38] Comisión Nacional de Energia (CNE) e Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, “Breve comparação dos sistemas eléctricos de Espanha e Portugal,” 2002. [Online]. Disponível: <http://www.erse.pt/pt/espacoconhecimento/DocumentoseapresentacoesPapersBoletins/KB/Attachments/338/res0BC159C517F74A6299412146D7935E23.pdf>

[39] UCTE, “P1: Policy 1: Load Frequency Control and Performance,” 2009.

[40] REN, Rede Eléctrica Nacional, “Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema,” REN SA, 2008. [Online]. Disponível: <http://www.mercado.ren.pt/EN/Electr/MarketInfo/Document/BibSubregula/MPGS.pdf>.

[41] UCTE, “Operation Handbook - version 2.5, level E,” *ENTSO-E*, 2004.

[42] “Despacho n.º4694/2014, de 1 de Abril,” *Diário da República n.º64/2014, 2.ª Série de 2014-04-01*.

[43] ERSE, “Nota interpretativa de aplicação da Diretiva n.º3/2017,” Lisboa, Portugal, 2017.

[44] Fonte própria, Lisboa, Portugal, 2017.

[44] ERSE, “Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico,” Lisboa, Portugal, 2014.

[45] REN, Rede Elétrica Nacional.
http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx

[46] REE, esios. https://www.esios.ree.es/es/analisis/634?vis=1&start_date=03-03-2014T00%3A00&end_date=09-03-2014T01%3A00&compare_start_date=01-02-2014T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=633,631,632,630

[47] Ministerio de Industria Energía y Turismo, “Procedimiento de Operación 9.0, sobre la Información Intercambiada por el Operador del Sistema,” *BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO*, 2015.

[48] R. Tsay, “Analysis of Financial Time Series,” John Wiley & Sons, Inc., Chicago, USA, 2005.

Anexos

Anexos

* MODELO DE MERCADO para casamento de licitacoes de compra e venda seguindo a logica do mercado de reserva secundária

sets

t Conjunto dos períodos de tempo /1*168/

v Índice de licitações de venda /1*200/

c Índice de licitações de compra /1*2/

Banda /BT,BD, BS/;

;

Alias (t,tt)

*Leitura de dados das licitações de oferta

Table Lic_v (t,v,*)

\$include "C:\Users\lvo\Dropbox\PI\UFRJ\Projeto Termoelétrica\Tese\Analise semanas\Dados
GAMS\0107DezmtESPT\oferta0107DezMTESPT.txt"

;

Parameters

COMPRA (c,*)

VENDA (v,*)

NecessidadeBanda

LicitacaoVenda(v)

;

*Leitura de dados da licitação de compra (necessidade definida pelos ORTs)

Table Lic_c (t,c,*)

\$include "C:\Users\lvo\Dropbox\PI\UFRJ\Projeto Termoelétrica\Tese\Analise semanas\Dados
GAMS\0107DezmtESPT\compra0107DezMTESPT.txt"

;

VARIABLES

W funcao objectivo - bem estar social

Pc(c) potencia casada de cada licitacao de compra

Pv(v) potencia casada de cada licitacao de venda

;

POSITIVE VARIABLES $P_c(c)$, $P_v(v)$;

EQUATIONS

BESOCIAL equacao funcao objectivo - bem estar social

PMAXCMP(c) equacao de potencia maxima das licitacoes de compra

PMAXVND(v) equacao de potencia maxima das licitacoes de venda

BALANCO equacao de balanço entre a potencia casada de compra e venda

;

*Equações do MODELO MATEMÁTICO.

*Bem estar (WS) = maximização do bem estar social = (potencia casada de compra dada pela necessidade do ORT * preço da licitação) - (potencia casada das licitações de venda * preço dessa licitação)

* restrições s.a

*Potencia casada menor do que as licitações de compra totais

*Potencia casada menor do que as licitações de venda totais

BESOCIAL .. $W = e = \text{SUM}(c, \text{COMPRA}(c, 'Pr') * P_c(c)) - \text{SUM}(v, \text{VENDA}(v, 'Pr') * P_v(v))$;

PMAXCMP(c) .. $P_c(c) \leq \text{COMPRA}(c, 'NT')$;

PMAXVND(v) .. $P_v(v) \leq \text{LicitacaoVenda}(v)$;

BALANCO .. $\text{NecessidadeBanda} = e = \text{SUM}(v, P_v(v))$;

MODEL Bolsa /ALL/

;

Parameters

Preco(t) preco de mercado

Potencia(t) potencia casada

Licm licitacao m

Licn licitacao n

Dif_Im Diferença da Lic_c para Licm

Dif_In Diferença da Lic_c para Licn

PotenciaFechoSimples fecho baseado na menor diferença para a necessidade de banda

PotenciaFecho fecho de mercado

FechoAntes Potencia de fecho caso não exista oferta suficiente

FechoFora Potencia de fecho quando não se encontra no intervalo de 0.9 a 1.1

TotalBandaSubirES Licitações de oferta de banda a subir casadas no pais 2

TotalBandaSubirPT Licitações de oferta de banda a subir casadas no pais 1

TotalBandaDescerES Licitações de oferta de banda a baixar casadas no pais 2

TotalBandaDescerPT Licitações de oferta de banda a baixar casadas no pais 1;

* Abre ficheiro externo de texto

File output /C:\Users\lvo\Dropbox\PI\UFRJ\Projeto Termoelétrica\Tese\Analise semanas\Dados
GAMS\0107DezmtESPT\0107DezMTESPT_v2.txt/ ;

put output ;

* Escreve a primeira linha de identificação resultados

put "Hora ", put "Preco mercado ", put "Lic_c ", put "Licm ", put "Licn ", put
"Dif_Im ", put "Dif_In ", put "Fecho simples ", put "FechoFora ", put "FechoAntes ", put "PotenciaFecho
";

put "BandaSubES ", put "BandaSubPT ", put "BandaDesES ", put "BandaDesPT", put /;

*----- MERCADO DE BANDA SECUNDÁRIA TOTAL (SUBIDA+DESCIDA)

* Repetição do processo para cada hora da simulação (desde a hora 1 até à hora 168)

loop (t,

*Atribuição da necessidade de banda dada pela necessidade total definida pelo ORT

NecessidadeBanda = sum(c,Lic_c(t,c,'NT'));

COMPRA(c,'NT')=Lic_c(t,c,'NT');

*Atribuição do preço de cada licitação de compra

COMPRA(c,'Pr') = Lic_c(t,c,'Pr');

*Atribuição da banda total oferecida em cada licitação de venda

LicitacaoVenda(v)=Lic_v(t,v,'BT');

* Atribuição do preço a cada licitação de venda

VENDA(v,'Pr')=Lic_v(t,v,'Pr');

*Resolução do modelo usando um programa linear de maximização do bem estar social

SOLVE Bolsa USING LP MAXIMIZING W;

*Definição do preço de fecho do mercado e potência

Preco(t) = SMAX(v,sign(Pv.l(v)) * VENDA(v,'Pr'));

Potencia(t) = SUM(v, Pv.l(v));

*Coloca (das licitações casadas) aquela com o valor de fecho acima da necessidade de compra

Licn = SUM(v\$(Pv.l(v) gt (0)), LicitacaoVenda(v));

*Coloca (das licitações casadas) aquela com o valor de fecho abaixo da necessidade de compra

Licm = SUM(v\$(Pv.l(v) eq LicitacaoVenda(v)) , LicitacaoVenda(v));

*Diferença de Licm para a licitação de compra

Dif_Im = sum(c,Lic_c(t,c,'NT')) - Licm ;

*Diferença de Licn para a Licitação de compra

Dif_In = Licn- sum(c,Lic_c(t,c,'NT'));

*Decisão de fecho entre a licitação m ou n dependendo de qual tem uma menor diferença para a Necessidade de Compra

PotenciaFechoSimples = Licm \$ (Dif_Im le Dif_In) + Licn \$ (Dif_In lt Dif_Im) ;

*Fecho com o valor da Necessidade de Compra caso as licitações m ou n não se encontrem dentro do intervalo de 0.9 a 1.1 da Necessidade de compra

FechoFora = sum(c,Lic_c(t,c,'NT')) \$ (PotenciaFechoSimples lt (0.9 * sum(c,Lic_c(t,c,'NT')))) + sum(c,Lic_c(t,c,'NT')) \$ (PotenciaFechoSimples gt (1.1 * sum(c,Lic_c(t,c,'NT'))));

*Fecho por insuficiência de ofertas == Fecho com todas as licitações de oferta, caso a necessidade seja superior à oferta

FechoAntes = SUM (v, Lic_v(t,v,'BT')) \$ (SUM (v, Lic_v(t,v,'BT')) le sum(c,Lic_c(t,c,'NT')));

* Escolha entre atribuir: PotenciaFechoSimples caso as licitações m e n se encontrem dentro do intervalo 0.9 e 1.1,

* FechoFora se existirem licitações de oferta suficientes mas nao respeitarem o intervalo,

* FechoAntes se não existirem licitações de oferta suficientes para satisfazer as necessidades.

PotenciaFecho = PotenciaFechoSimples\$((FechoFora eq 0) and (FechoAntes eq 0)) + FechoAntes \$(FechoAntes ne 0) + FechoFora \$((FechoFora ne 0) and (FechoAntes eq 0));

*Atribui novo valor à Necessidade de Banda, pois por vezes o valor é alterado com licitações menores (Lic_m) e o preço passa a ter que ser alterado também

NecessidadeBanda = PotenciaFecho

*Resolve novamente o modelo, com o novo valor de NecessidadeBanda

SOLVE Bolsa USING LP MAXIMIZING W;

*Faz o novo preço já com o novo valor de NecessidadeBanda

Preco(t) = SMAX(v,sign(Pv.l(v)) * VENDA(v,'Pr'));

*Mostra a participação de banda a subir ou a descer atribuída a fornecedores PT ou ES

TotalBandaSubirES = sum(v\$((Pv.l(v) gt 0) and (Lic_v(t,v,'Pais')=2)),Lic_v(t,v,'BS')*(Pv.l(v)/Lic_v(t,v,'BT')));

TotalBandaSubirPT = sum(v\$((Pv.l(v) gt 0) and (Lic_v(t,v,'Pais')=1)),Lic_v(t,v,'BS')*(Pv.l(v)/Lic_v(t,v,'BT')));

TotalBandaDescerES = sum(v\$((Pv.l(v) gt 0) and (Lic_v(t,v,'Pais')=2)),Lic_v(t,v,'BD')*(Pv.l(v)/Lic_v(t,v,'BT')));

TotalBandaDescerPT = sum(v\$((Pv.l(v) gt 0) and (Lic_v(t,v,'Pais')=1)),Lic_v(t,v,'BD')*(Pv.l(v)/Lic_v(t,v,'BT')));

* Escreve no ficheiro externo

put t.tl, put Preco(t), put " €", put sum(c,Lic_c(t,c,'NT')), put " MW", put Licm, put Licn, put Dif_Im, put Dif_In, put PotenciaFechoSimples, put FechoFora, put FechoAntes, put PotenciaFecho, put " MW", TotalBandaSubirES, put TotalBandaSubirPT, put TotalBandaDescerES, put TotalBandaDescerPT, put /;

DISPLAY W.l, Pc.l, Pv.l, Preco, Potencia;

);

putclose output