

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**HARMONIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA
ENTRE PORTUGAL E ESPANHA**

Helder Filipe da Silva Heitor

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

Orientador: Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva
Co-Orientador: Engenheira Maria José Clara

Julho de 2008

*“A genialidade é feita de
1% de inspiração e de
99% de transpiração.”*

*Thomas Edison
(11 de Fevereiro de 1847 – 18 de Outubro de 1931)*

Resumo

O sector eléctrico tem sofrido um processo de reestruturação nos últimos anos. Como consequência surgiram diferentes estruturas de mercado, tendo como objectivo o aumento da competitividade e a liberalização do sector. A implementação de mercados de electricidade consistiu na criação de mecanismos para a transacção de energia eléctrica. Estes mercados englobam, entre outros, os mercados de serviços de sistema, que promovem o fornecimento de serviços de modo a que a operação do sistema eléctrico seja realizada com níveis adequados de segurança, estabilidade e qualidade de serviço. Actualmente, existem diferenças na constituição destes serviços, de acordo com o mercado de electricidade em questão.

A harmonização dos serviços de sistema e dos mercados em que eles possam ser contratados tem desempenhado um papel cada vez mais importante no contexto dos mercados de electricidade, permitindo a partilha de serviços de sistema com benefícios para os sistemas envolvidos, através, por exemplo, de troca de reservas. Alguns dos objectivos a atingir consistem na melhoria da segurança de abastecimento, no aumento de eficiência e na diminuição dos custos de operação. Existem três modelos de harmonização dos mercados de serviços de sistema, com aplicação em sistemas eléctricos que são descritos e analisados neste trabalho.

Esta dissertação pretende aprofundar os modelos referidos, através da sua descrição pormenorizada, focando as principais características, destacando as vantagens e inconvenientes e referindo as diferenças essenciais. Estes modelos permitem uma exploração conjunta de sistemas eléctricos, destacando-se que uma das limitações para implementação dos modelos de harmonização reside na capacidade comercial de interligação para troca de reservas, resultando na ocorrência de situações de congestionamento. De seguida, descreve-se o funcionamento dos mercados de serviços de sistema em Portugal e em Espanha, realçando as suas discrepâncias e a relação existente entre os mercados de serviços de sistema e a capacidade de interligação entre os dois países. Com base nos três modelos de harmonização dos serviços de sistema descritos, é realizada uma análise da sua aplicabilidade no caso concreto da Península Ibérica. Posteriormente apresentam-se alguns casos de estudo, considerando como base uma situação real ocorrida no mercado de serviços de sistema em Portugal. Foram ainda implementados três casos adicionais, através da simulação de um mercado conjunto de serviços de sistema entre Portugal e Espanha. Para finalizar, são efectuadas comparações entre os resultados obtidos para cada caso, realçando possíveis ganhos e melhorias obtidas.

Palavras-chave: reestruturação, serviços de sistema, mercados de electricidade, MIBEL, mercados de serviços de sistema, modelos de harmonização, Portugal, Espanha, sistema eléctrico, Operador de Sistema, reserva, capacidade de interligação, congestionamento.

Abstract

The electricity sector has been suffering a reestructuration process in the recent years in several countries and geographical areas. As a consequence, they have emerged different market structures, aiming at increasing the competition and the liberalization in the power sector. The implementation of electricity markets was based on the creation of mechanisms to facilitate the transaction of electricity. These markets cover, among others, the ancillary services, which promote the supply of different types of services in a way that the power system operation is performed with adequate levels of security, stability and service quality. However, there are differences in the definition and in the constitution of these services, according to the electricity market under analysis.

The harmonization of the ancillary services, and the markets in which they can be contracted, is playing a role even more important in the context of the electricity markets, namely because this harmonization will allow sharing ancillary services between different national systems with benefits to all systems involved through, for example, reserve trading. Some of the goals to accomplish consist of the improvement of security of supply, efficiency increase and reduction of operational costs. There are three models to harmonize the supply of ancillary services, with application in power systems which are described and analysed in this work.

The aim of this dissertation is to study the referred models, to describe them in a detailed way, to point out their main characteristics with advantages and disadvantages, as well as referring their differences. These models allow a joint operation of power systems, highlighting that one of the aspects that limit the implementation of these harmonization models corresponds to the available commercial interconnection capability to trade reserves. The reduced amount of available capacity results in congestion situations. Afterwards, this work describes the ancillary services markets in operation in Portugal and Spain, highlighting their discrepancies and the relationship between the ancillary services markets and the interconnected capacity between the two countries. Based on the described three ancillary services harmonization models, it is performed an analysis of their applicability in the Iberian Peninsula. Afterwards, they are presented the results obtained with some case studies, considering as a basis a real situation occurred in the ancillary services market in Portugal. They were also simulated three additional cases, through the simulation of a joint ancillary services market between Portugal and Spain. To finalize, they were compared the results obtained with these simulations, highlighting the corresponding advantages and disadvantages so that a final decision regarding the selection of the model can be taken in a more informed and robust way.

Keywords: Reestructuration, ancillary services, electricity markets, MIBEL, ancillary services markets, harmonization models, Portugal, Spain, electrical system, System Operator, reserve, interconnection capability, congestion.

Résumé

Le secteur électrique est en train de subir un procès de restructuration dès les dernières années. Par conséquent, différentes structures de marché sont apparues, ayant comme but l'augmentation de la compétitivité et la libération du secteur. L'établissement de marchés d'électricité s'est composé de la création de mécanismes pour la transaction de l'énergie électrique. Ces marchés englobent, parmi autres, les marchés de services de système qui promouvoient l'approvisionnement de services de façon à que l'opération du système électrique soit réalisé avec des niveaux de sécurité, d'étabilité et de qualité de service. De nos jours, ils existent des différences dans la constitution de ces services, face au marché d'électricité en question.

L'harmonisation des services de système et des marchés où ils se peuvent engager vient de jouer un rôle d'autant plus important dans le contexte des marchés de l'électricité, permettant le partage de services de système avec des privilèges pour les systèmes engagés à travers, par exemple, du changement de réserves. Quelques-uns des objectifs à atteindre concernent l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement, l'augmentation de l'efficacité et la réduction des coûts d'opération. Ils existent trois modèles d'harmonisation des marchés de services de système, avec l'application en systèmes électriques qui sont décrits et analysés dans cet étude.

Cette dissertation vise approfondir les modèles cités, à travers leur description détaillée, faisant ressortir les principales caractéristiques, les avantages, les inconvénients et les principales différences. Ces modèles permettent une exploration conjointe des systèmes électriques, se détachant qu'une des limitations pour la création des modèles d'harmonisation réside dans la capacité commerciale d'enchaînement pour l'échange de réserves, en résultant l'occurrence de situations d'agglomération. De suite, on décrit le fonctionnement des marchés de services de système au Portugal et en Espagne, faisant ressortir leurs divergences et le rapport présent parmi les marchés de services de systèmes et la capacité d'enchaînement entre les deux pays. Selon les trois modèles d'harmonisation des services de système décrits, il y est réalisé une analyse de son applicabilité dans le cas concret de la Péninsule Ibérique. En suite, on présente quelques cas d'étude, en considérant comme base une situation réelle arrivée dans le marché de services de système au Portugal. On a fixé trois cas additionnels, à travers la simulation d'un marché conjoint de services de systèmes entre Portugal et Espagne. Pour terminer, on effectue des comparaisons entre les résultats obtenus pour chaque cas, faisant ressortir des possibles gains et des améliorations obtenues.

Mots-clés: restructuration, services de système, marchés d'électricité, MIBEL, marchés de services de système, modèles d'harmonisation, Portugal, Espagne, système électrique, Opérateur de Système, réserve, capacité d'enchaînement, agglomération.

Agradecimentos

A toda a minha família, com referência especial aos meus pais, Serafim e Fernanda, à minha mana Cláudia e ao meu “irmão” Carmério, pelo apoio, incentivo e enooooooooorme paciência para me suportarem ao longo de todo este tempo...

Aos meus grandes amigos Nuno e Beto, que me acompanharam nesta estadia por Lisboa, e com quem muito gostei de partilhar estes quatro meses (ou não...) ...acho que tão cedo não me esquecerei dos cozinhados do Nuno e da louça lavada pelo Beto...fica um ABRAÇO...daqueles sentidos!!

Ao meu orientador, Professor João Tomé Saraiva, pela enorme disponibilidade que sempre demonstrou e pelo apoio incansável fornecido, proporcionando a melhor orientação que poderia pedir.

À Eng. Maria José Clara, minha Co-Orientadora na REN, pela oportunidade de realização da dissertação, fornecimento de todas as condições necessárias ao desenvolvimento do trabalho e pela sua disponibilidade e colaboração.

A todo o grupo de companheiros da REN – Redes Energéticas Nacionais, pela forma como me receberam e acolheram, pela disponibilidade e apoio demonstrado e pelo facto de me terem tratado verdadeiramente como um colega. Não posso deixar de efectuar uma referência especial às pessoas com quem mais convivi, o Eng. João Silva, meu colega de gabinete, pela amizade e enorme apoio prestado, o Eng. Pedro Pereira, pelos conselhos dados e dúvidas esclarecidas, o Eng. José António, pelo humor e boa disposição evidenciada, e a Economista Mariana Pereira, pelas “montes” de vezes que fez o favor de me chatear (brincadeirinha...), a vossa contribuição foi, sem dúvida, importante para a realização do trabalho.

Aos meus amigos, todos aqueles que considero importantes e com que sei que posso sempre contar, aqueles cuja amizade tenho o privilégio de merecer...os “verdadeiros”...

E é isto...parece fácil...

Índice

Resumo	v
Abstract.....	vii
Résumé	ix
Agradecimentos	xi
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xvii
Lista de Acrónimos	xix
Capítulo 1	1
1. Introdução	1
1.1. Enquadramento do trabalho	1
1.2. Objectivos e motivação	3
1.3. Estrutura	4
Capítulo 2	5
2. Evolução do Sector Eléctrico na Península Ibérica	5
2.1. Aspectos gerais	5
2.2. Portugal	7
2.3. Espanha.....	10
2.4. MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade.....	13
Capítulo 3	19
3. Serviços de sistema	19
3.1. Visão geral	19
3.2. Controlo de frequência	20
3.2.1. Reserva de regulação primária.....	20
3.2.2. Reserva de regulação secundária	21
3.2.3. Reserva de regulação terciária.....	22
3.3. Controlo de tensão	23
3.4. Reposição de serviço	25
3.5. Gestão do sistema – Resolução de restrições técnicas.....	25
Capítulo 4	27
4. Serviços de sistema em ambiente de mercado.....	27
4.1. Mercados de serviços de sistema	27
4.2. Harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema	30
4.2.1. Modelo 1	32
4.2.2. Modelo 2	35

4.2.3. Modelo 3	37
4.3. Relação dos mercados de serviços de sistema com a capacidade de transmissão/interligação	41
4.4. Arquitectura e estrutura do mercado de serviços de sistema	43
Capítulo 5	49
5. Harmonização/Convergência dos serviços de sistema entre Portugal e Espanha.....	49
5.1. Actualidade, modelos adoptados	49
5.1.1. Serviços de sistema em Espanha.....	50
5.1.1.1. Resolução de restrições técnicas.....	50
5.1.1.2. Regulação primária.....	51
5.1.1.3. Regulação secundária	52
5.1.1.4. Regulação terciária.....	52
5.1.1.5. Controlo de tensão da rede de transporte	53
5.1.1.6. Reposição de serviço	54
5.1.1.7. Gestão de desvios entre produção e consumo	54
5.1.2. Serviços de sistema em Portugal	54
5.1.2.1. Resolução de restrições técnicas.....	55
5.1.2.2. Regulação primária.....	56
5.1.2.3. Regulação secundária	57
5.1.2.4. Regulação terciária.....	57
5.1.2.5. Processo de resolução de desvios	58
5.1.2.6. Controlo de tensão da rede de transporte	58
5.1.2.7. Reposição de serviço	59
5.2. Discrepâncias entre mercados de serviços de sistema em Portugal e Espanha	59
5.3. Gestão da capacidade de interligação face a possíveis congestionamentos	60
5.4. Aplicabilidade dos três modelos de harmonização/convergência no caso concreto do MIBEL.....	61
Capítulo 6	65
6. Casos de estudo	65
6.1. Descrição e implementação de casos práticos.....	65
6.2. Caso 1	68
6.3. Caso 2	70
6.4. Caso 3	75
6.5. Caso 4	87
6.6. Resultados obtidos e comparações efectuadas	92
Capítulo 7	95
7. Conclusões e perspectivas de desenvolvimento.....	95
8. Bibliografia	99
Anexo A.....	103

Lista de figuras

Figura 2.1 – Estrutura verticalmente integrada.....	6
Figura 2.2 – Constituição do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) em Portugal	7
Figura 2.3 – Constituição do Sistema Eléctrico Espanhol [10]	11
Figura 2.4 – Sequência de funcionamento do MIBEL	15
Figura 4.1 – Sequência dos mercados de electricidade [21]	28
Figura 4.2 – Disposições contratuais para troca de serviços de sistema – Modelo 1 [25]	33
Figura 4.3 – Disposições contratuais para troca de serviços de sistema – Modelo 2 [25]	35
Figura 4.4 – Procedimento para a realização de troca de reserva entre áreas de controlo na Alemanha [25]	36
Figura 4.5 – Disposições contratuais para troca de serviços de sistema – Modelo 3 [25]	38
Figura 4.6 – Funcionamento do mercado de regulação nos países nórdicos [24]	39
Figura 4.7 – Ofertas para regulação a subir ou a baixar dispostas por ordem de mérito [27] ..	40
Figura 4.8 – Passos constituintes do processo adoptado pela reposição de frequência no <i>Nordel</i> [25]	41
Figura 6.1 – Variação dos preços em Janeiro 2008 em Portugal para regulação a subir	68
Figura 6.2 – Variação dos preços em Janeiro 2008 em Portugal para regulação a descer	69
Figura 6.3 – Fluxograma do algoritmo implementado para o Caso 2	72
Figura 6.4 – Variação dos preços em Janeiro 2008 em Portugal para regulação a subir	73
Figura 6.5 – Variação dos preços em Janeiro 2008 em Portugal para regulação a descer	75
Figura 6.6 – Fluxograma principal do algoritmo implementado para o Caso 3.....	79
Figura 6.7 – Fluxograma do Bloco A, pertencente ao algoritmo implementado para o Caso 3.	80
Figura 6.8 – Fluxograma do Bloco B, pertencente ao algoritmo implementado para o Caso 3.	81
Figura 6.9 – Energia mobilizada em Portugal (Caso 1) e saldo da energia mobilizada (mercado conjunto).....	82
Figura 6.10 – Preços obtidos em Portugal (Caso 1) e preços obtidos no mercado conjunto (Caso 3)	83
Figura 6.11 – Capacidade de importação, capacidade ocupada e capacidade excedida (Caso 3)	84
Figura 6.12 – Número de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 3)	84
Figura 6.13 – Percentagem de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 3)	85
Figura 6.14 – Energia mobilizada em Portugal (Caso 1) e saldo da energia mobilizada (mercado conjunto).....	86

Figura 6.15 – Preços obtidos em Portugal (Caso 1) e preços obtidos no mercado conjunto (Caso 3).....	86
Figura 6.16 – Capacidade de importação, capacidade ocupada e capacidade excedida (Caso 3).....	87
Figura 6.17 – Número de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 3).....	87
Figura 6.18 – Percentagem de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 3)	88
Figura 6.19 – Capacidade de importação, capacidade ocupada e capacidade excedida (Caso 4).....	89
Figura 6.20 – Número de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 4).....	90
Figura 6.21 – Percentagem de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 4)	90
Figura 6.22 – Capacidade de importação, capacidade ocupada e capacidade excedida (Caso 4).....	91
Figura 6.23 – Número de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 4).....	92
Figura 6.24 – Percentagem de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 4)	92

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Evolução da abertura do mercado em Portugal [7]	8
Tabela 2.2 – Distribuição da produção e distribuição no MIBEL por grupo empresarial [13]....	17
Tabela 3.1 – Características de tipos de reservas e nomes existentes para as denominar [16]	23
Tabela 6.1 – Preços e energias resultantes para regulação a subir no Caso 1	68
Tabela 6.2 – Valores médios dos preços e energias mobilizadas para horas de vazio e de ponta para regulação a subir	68
Tabela 6.3 – Preços e energias resultantes para regulação a descer no Caso 1	69
Tabela 6.4 – Valores médios dos preços e energias mobilizadas para horas de vazio e de ponta para regulação a descer	69
Tabela 6.5 – Preços e energias resultantes para regulação a subir no Caso 2	73
Tabela 6.6 – Resultados obtidos nos Casos 1 e 2 para regulação a subir.....	74
Tabela 6.7 – Preços e energias resultantes para regulação a descer no Caso 2	74
Tabela 6.8 – Resultados obtidos nos Casos 1 e 2 para regulação a descer	75
Tabela 6.9 – Preços obtidos para regulação a subir no Caso 3	82
Tabela 6.10 – Preços obtidos para regulação a descer no Caso 3	85
Tabela 6.11 – Preços obtidos para regulação a subir no Caso 4	89
Tabela 6.12 – Preços obtidos para regulação a descer no Caso 4	91
Tabela 6.13 – Preços médios obtidos para os Casos 1 e 3	93
Tabela 6.14 – Energias mobilizadas médias para os Casos 1 e 3	93
Tabela 6.15 – Energias mobilizadas para os Casos 1 e 3	94
Tabela 6.16 – Custos obtidos para os Casos 1 e 3	94
Tabela 6.17 – Quadro resumo de valores obtidos para os casos considerados	95

Lista de acrónimos

Lista de abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i>
ACE	<i>Area Control Error</i>
AGC	<i>Automatic Generation Control</i>
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CMEC	Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
CTC	<i>Costes de Transición a la Competencia</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DEEC	Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETSO	<i>European Transmission System Operators</i>
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
GM	Gestor de Mercado
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
MT	Média Tensão
NOIS	<i>Nordic Operational Information System</i>
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i>
OM	Operador de Mercado
OMEL	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español</i>
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIP	Operador de Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português
OS	Operador de Sistema
PDBF	Programa Diário Base de Funcionamento
PHF	Programa Horário Final
PHO	Programa Horário Operativo
PRE	Produtores em Regime Especial
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNT	Rede Nacional de Transporte
RTE	<i>Réseau de Transport d'Electricité</i>
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENV	Sistema Eléctrico Não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico Público

SN	<i>Statnett</i>
SvK	<i>Svenska Kraftnat</i>
TRM	<i>Transmission Reliability Margin</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
TTC	<i>Total Transfer Capacity</i>
UCTE	<i>Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1. Enquadramento do trabalho

O funcionamento do sector eléctrico, até à década de 70, assentava num conceito monopolista, com as empresas do sector eléctrico a deterem as actividades de produção, transporte, distribuição e relacionamento com os consumidores em simultâneo, constituindo estruturas verticalmente integradas. O modelo de monopólio vigorou até essa altura devido ao ambiente pouco propício a modificações em termos económicos, ao carácter previsível do consumo de electricidade, a taxas de juro e inflação baixas e ao aumento moderado dos custos associados às infra-estruturas.

O choque petrolífero ocorrido na década de 70 acarretou alterações substanciais nos modelos económicos que funcionavam como base para o planeamento e exploração dos sistemas eléctricos. Ocorreram aumentos das taxas de juro e de inflação, a previsão do consumo de energia eléctrica passou a revestir-se de uma complexidade assinalável, surgiram preocupações relativas a um aproveitamento mais eficiente de energia e de natureza ambiental. Agregando a isto o desenvolvimento tecnológico a nível computacional e de telecomunicações resultou o processo de reestruturação do sector eléctrico, situação que já tinha ocorrido em outros sectores, como telecomunicações e gás.

O movimento de reestruturação do sector eléctrico teve o seu desenvolvimento acentuado nos anos 90, verificando-se transformações profundas em diversos países, com a desintegração das estruturas baseadas em monopólios e consequente passagem para estruturas de mercado, com a competitividade e a liberalização como vectores fundamentais destas estruturas, através da criação de empresas produtoras, entidades fornecedoras de serviços e comercializadores, permitindo a existência de concorrência. Foram implementados mecanismos de mercado para a compra e venda de energia eléctrica assim como alguns de serviços de sistema.

A tendência de reestruturação aconteceu um pouco por todo o globo, tendo o Chile sido pioneiro nos anos 80, seguido de outros países da América do Sul. No continente europeu a implementação de mecanismos de mercado foi inicialmente desenvolvida em regiões como Inglaterra e País de Gales, tendo o processo evoluído de modo assinalável obtendo-se como

resultado a criação de mercados transnacionais, tendo como primeiro exemplo a formação, no ano de 1996, do *Nord Pool*.

Seguindo a tendência de reestruturação, a União Europeia emitiu a Directiva 96/92/CE, mais tarde revogada pela Directiva 2003/54/CE, no sentido dos países membros procederem à abertura gradual dos respectivos mercados nacionais, com o objectivo de criação de um mercado interno de electricidade.

A energia eléctrica tornou-se um bem comercializável, apresentando um conjunto de transacções entre agentes que têm como resultado um impacto considerável nas redes de transmissão. A energia eléctrica apresenta características muito próprias não podendo ser armazenada, tendo a quantidade produzida de ser igual à quantidade consumida em cada instante. O preço pago pelos consumidores deve ser obtido por regras de mercado, com base na oferta e na procura, com garantia de elevada qualidade de serviço. A obtenção do preço depende do modelo adoptado para estabelecimento de relações entre produtores e consumidores.

A reestruturação do sector eléctrico e a consequente implementação de mecanismos de mercado organizou-se em torno dos modelos em *pool*, contratos bilaterais e modelos mistos, sendo estes últimos constituídos por mercados tipo *pool* com a possibilidade de estabelecimento de contratos bilaterais. A transição de um sistema de monopólio para um ambiente de mercado exigiu, além da desverticalização do sector eléctrico, a garantia de elevados níveis de fiabilidade. Para o sistema funcionar de modo seguro não se pode considerar unicamente a produção e consumo de energia, é necessário ter em linha de conta os denominados serviços de sistema.

Os serviços de sistema caracterizam-se como correspondendo aos elementos necessários à operação do sistema eléctrico com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço. Eram serviços considerados obrigatórios, sendo o seu fornecimento uma condição necessária para as empresas poderem realizar transacções de energia, no entanto com a reestruturação do sector estes serviços foram separados das restantes actividades, existindo entidades responsáveis pelo seu fornecimento, comercialização e contratação, surgindo os mercados de serviços de sistema. O papel dos serviços de sistema já era revestido de uma importância relevante nos sistemas que possuíam estruturas verticalmente integradas. No entanto, com a reestruturação do sector eléctrico essa importância foi reforçada de modo a serem garantidos níveis de qualidade elevados em ambiente competitivo. A gestão dos serviços de sistema está a cargo do Operador de Sistema.

No âmbito da Directiva 2003/54/CE da União Europeia surgiu a implementação de um mercado comum entre Portugal e Espanha, o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). No sistema eléctrico espanhol os mercados de serviços de sistema estão implementados desde 1998, enquanto que no sistema eléctrico português o seu funcionamento apenas se iniciou em simultâneo com o arranque do mercado diário comum, em 2007. Devido ao MIBEL ser um mercado transnacional, existe uma capacidade de interligação entre os dois países que é limitada, verificando-se situações de congestionamento (ocorre quando as trocas de energia eléctrica superam a capacidade de interligação) com bastante frequência na fronteira entre Portugal e Espanha. Em alguns casos é necessário reduzir ou até anular a capacidade de interligação num dos sentidos devido à margem de potência não ser suficiente para garantir a segurança de abastecimento num dos sistemas eléctricos.

Como actualmente existem em simultâneo dois sistemas eléctricos na Península Ibérica com mercados de serviços de sistema situados em períodos de implementação distintos, é

premente a necessidade de harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema entre os dois países. Esta necessidade fica a dever-se a vários factores, dos quais se destacam a limitação de recursos que se verifica actualmente, a possibilidade de utilização de recursos de reserva em ambiente competitivo, um aumento da segurança de abastecimento, a utilização ou partilha de serviços de sistema com benefícios para os sistemas envolvidos, assim como a ocorrência de reduções de capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha.

1.2. Objectivos e motivação

Considera-se essencial e como principal factor motivador para a realização desta dissertação identificar um modelo de harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema na Península Ibérica. Pretende-se perceber o estado de funcionamento actual dos mercados de serviços de sistema nos dois países e, a partir desse ponto, propor formas para a utilização de serviços de sistema comuns, seja através de troca destes serviços ou até de integração de mercados, tendo em conta a necessidade premente de aumento da progressiva utilização partilhada em alguns domínios. A procura de um modelo de harmonização e convergência surge em consequência da pretensão de criar procedimentos que permitam a exploração conjunta dos dois sistemas eléctricos em condições óptimas de eficiência, economia e segurança, assim como de aspectos relacionados com a redução da capacidade comercial de interligação entre os dois países, situação que se pretende evitar.

Inicialmente, será realizada uma análise às metodologias actualmente adoptadas nos mercados de serviços de sistema em Portugal e Espanha, realçando as principais diferenças existentes entre eles. Depois, serão descritos de forma breve diversos aspectos que motivaram a redução da capacidade de interligação comercial entre Portugal e Espanha, em Novembro e Dezembro de 2007. Em seguida, será efectuada uma formulação e descrição de formas concretas de harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema aplicados em alguns sistemas em operação na Europa e consequente selecção da forma que melhor se poderá adequar ao estado actual de funcionamento e desenvolvimento do MIBEL, de modo a ser obtida uma optimização máxima em termos de funcionamento dos serviços de sistema. Conjuntamente com o referido, serão expostas e avaliadas as vantagens e desvantagens decorrentes da possível aplicação da metodologia seleccionada no caso concreto do Mercado Ibérico de Electricidade. Serão ainda propostas outras medidas que permitam obter melhorias na gestão e utilização da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha e que evitem a redução da mesma.

O modelo de harmonização e convergência considerado mais adequado para implementação no MIBEL deverá contribuir para um aumento do benefício económico na região, para manter os níveis de segurança de abastecimento e de fiabilidade dos sistemas, para um incremento de eficiência em termos de operação, assim como para melhorar a gestão e utilização da capacidade de interligação entre os dois países.

Além do referido, neste trabalho pretende-se igualmente formular e desenvolver casos de estudo que permitam um melhor funcionamento dos serviços de sistema, a correspondente comparação dos resultados obtidos em cada um deles, assim como a especificação de ganhos e melhorias resultantes dos mesmos.

A realização deste trabalho foi proposta ao DEEC da FEUP pelo Gestor de Mercado (GM) da REN S.A., tendo sido realizado nas instalações da REN S.A. em Sacavém, Lisboa, sob

orientação local da Engenheira Maria José Clara a quem se agradece todo o apoio e disponibilidade concedida.

1.3. Estrutura

A presente dissertação encontra-se organizada em sete capítulos, incluindo este capítulo relativo à introdução, sendo apresentado no início um resumo, um *abstract* e um *résumé*, que sintetizam o desenvolvimento do trabalho.

O capítulo 2 descreve a evolução do sector eléctrico na Península Ibérica, focando numa primeira análise os sistemas eléctricos de Portugal e Espanha, para posteriormente detalhar os processos envolvidos na implementação e desenvolvimento do MIBEL.

O capítulo 3 apresenta uma descrição pormenorizada dos serviços de sistema, sendo considerada uma estruturação dos mesmos baseada na análise dos principais mercados de electricidade e da importância que cada serviço assume nos mesmos.

No quarto capítulo é realizado um levantamento do Estado da Arte, documentando o estado de desenvolvimento actual em que se encontra o mercado de serviços de sistema nos mercados de electricidade mais relevantes, assim como é realçada a importância deste mercado, fornecendo e expondo exemplos do que é feito actualmente neste tema. É igualmente abordada a necessidade de harmonização dos serviços referidos em alguns casos, assim como possíveis formas de realização dessa harmonização (descrição de três modelos concretos de harmonização e convergência) e vantagens obtidas através da implementação desse processo, fornecendo exemplos concretos.

No capítulo 5 é descrito o funcionamento do mercado de serviços de sistema no MIBEL, apresentadas as diferenças entre os serviços de sistema em Portugal e Espanha e a relação que existe entre este mercado e a capacidade de interligação entre os dois países, com incidência nas situações de congestionamento. Efectua-se igualmente uma análise relativamente às possibilidades de harmonização/convergência dos serviços de sistema entre Portugal e Espanha, considerando os três modelos de harmonização e convergência descritos anteriormente, assim como a sua aplicabilidade.

O sexto capítulo contém casos de estudo, com uma componente prática, assentes na agregação das ofertas provenientes dos dois países numa única curva e no aumento da capacidade de interligação entre os dois países, com a posterior verificação e comparação de resultados, com incidência nos possíveis ganhos e melhorias conseguidas em cada um dos casos.

O capítulo 7 apresenta as principais conclusões do trabalho realizado, assim como a identificação de algumas perspectivas para futuros desenvolvimentos.

Capítulo 2

Evolução do Sector Eléctrico na Península Ibérica

2.1. Aspectos gerais

O início da utilização da electricidade ocorreu no século XIX, e a partir dessa data o sector eléctrico sofreu diversas modificações. Inicialmente a produção e o consumo de electricidade situavam-se em locais próximos, constituindo redes eléctricas de pequena dimensão, devido essencialmente às limitações das potências e máquinas da época. A evolução da tecnologia e consequente aumento das potências disponíveis possibilitou a construção de centros produtores de maior envergadura e que a transmissão de energia eléctrica se realizasse a distâncias bastante superiores. Desse modo verificou-se uma generalização do fornecimento de electricidade, independentemente da localização dos consumidores. A evolução mencionada de sistemas eléctricos de pequena dimensão para sistemas eléctricos de grande dimensão resultou numa progressiva generalização da utilização da electricidade, passando o sector eléctrico a possuir um papel importante na economia e no desenvolvimento. Devido à crescente importância do sector eléctrico, os vários governos tinham como pretensão garantir o controlo e gestão do sector, que se encontrava tipicamente organizado em estruturas verticalmente integradas. Este tipo de estrutura consistia em empresas constituídas pelos sectores de produção, transporte e distribuição, englobando também o relacionamento com o consumidor, tal como se representa na Figura 2.1. O sector eléctrico transformou-se num sector monopolista, que considerava dois tipos de modelos de propriedade, público e privado.

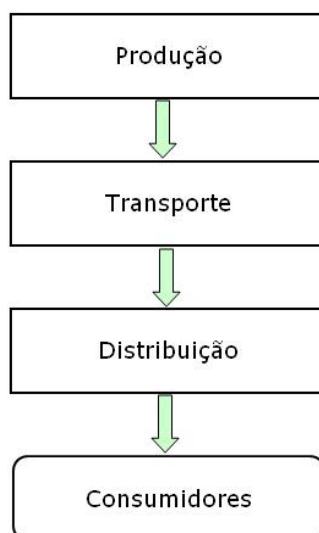


Figura 2.1 – Estrutura verticalmente integrada

O passo seguinte consistiu no desenvolvimento das interligações entre sistemas eléctricos originando, progressivamente, o aparecimento de sistemas regionais. O objectivo das interligações estava relacionado com o aumento da segurança de exploração e operação dos sectores eléctricos.

As estruturas deste tipo continuaram a vigorar até à década de 70 do século XX, devido essencialmente ao ambiente económico pouco volátil e previsível, assente em incrementos elevados e constantes do consumo de electricidade, taxas de juro e de inflação com baixos valores e estabilidade de custos de infra-estruturas. Em 1973 ocorreu o choque petrolífero, acarretando enormes alterações na economia mundial, resultando incerteza, volatilidade e risco mais elevados nos diversos mercados. Consequentemente, apareceram novas políticas que consistiam em medidas de substituição da electricidade por novas fontes de energia, técnicas para um melhor aproveitamento da energia e consideração de questões relacionadas com o ambiente [1].

Nos anos 80 foi desencadeado um movimento de reestruturação de diversos sectores, como o gás, as telecomunicações e a indústria aérea, originando o surgimento de novos agentes, resultando no aumento da concorrência e proporcionando ao consumidor a hipótese de escolher a entidade fornecedora de diversos serviços. No entanto, apenas na década de 90 foi iniciado o movimento de reestruturação do sector eléctrico, que a partir daí conheceu um desenvolvimento mais intenso e generalizado. A reestruturação do sector eléctrico teve diversas justificações, sendo estas diferenciadas para cada país.

A reestruturação do sector eléctrico consiste no processo de implementação de mecanismos de mercado, assente na desverticalização do sector, com a criação de várias empresas produtoras, entidades fornecedoras de serviços e comercializadores, permitindo a existência de concorrência em diversas áreas em que nenhuma entidade deverá deter posições dominantes de mercado [1].

No âmbito deste trabalho, a evolução do sector eléctrico centrou-se na reestruturação do mesmo e foca-se no caso particular da Península Ibérica, mais concretamente em Portugal, Espanha e posteriormente no Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), sendo cada um destes casos descritos individualmente.

2.2. Portugal

No ano de 1975 ocorreu a nacionalização do sector eléctrico português, englobando todas as empresas associadas à produção, transporte e distribuição, surgindo uma única empresa denominada de Electricidade de Portugal (EDP). A EDP consistia numa estrutura verticalmente integrada, funcionando o sector eléctrico como um monopólio.

Em 1988 verificou-se uma modificação importante na legislação aplicada ao sector com a aprovação e publicação do Decreto-Lei 189/88 [2], que criou a figura do Produtor em Regime Especial (PRE), tendo como principal objectivo o incentivo de investimentos em novas fontes de energia, como aproveitamentos hidroeléctricos até 10 MVA de potência aparente, parques eólicos e cogeração. A EDP ficou com a obrigação de aceitar nas suas redes a energia eléctrica obtida por estas vias, assim como a sua remuneração através de tarifas reguladas [1].

Com a aprovação de nova legislação em 1995 (Decretos-Lei 182/95 a 188/95 [3] [4]) o sector eléctrico português foi alterado significativamente, ficando estruturado num sistema de serviço público e num sistema a ser explorado através de mercado. Ainda segundo a mesma legislação procedeu-se à criação da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE), que actualmente se designa por Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, com funções regulamentares, tarifárias e administrativas. Com esta legislação estabeleceu-se a organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), conforme exposto na Figura 2.2.

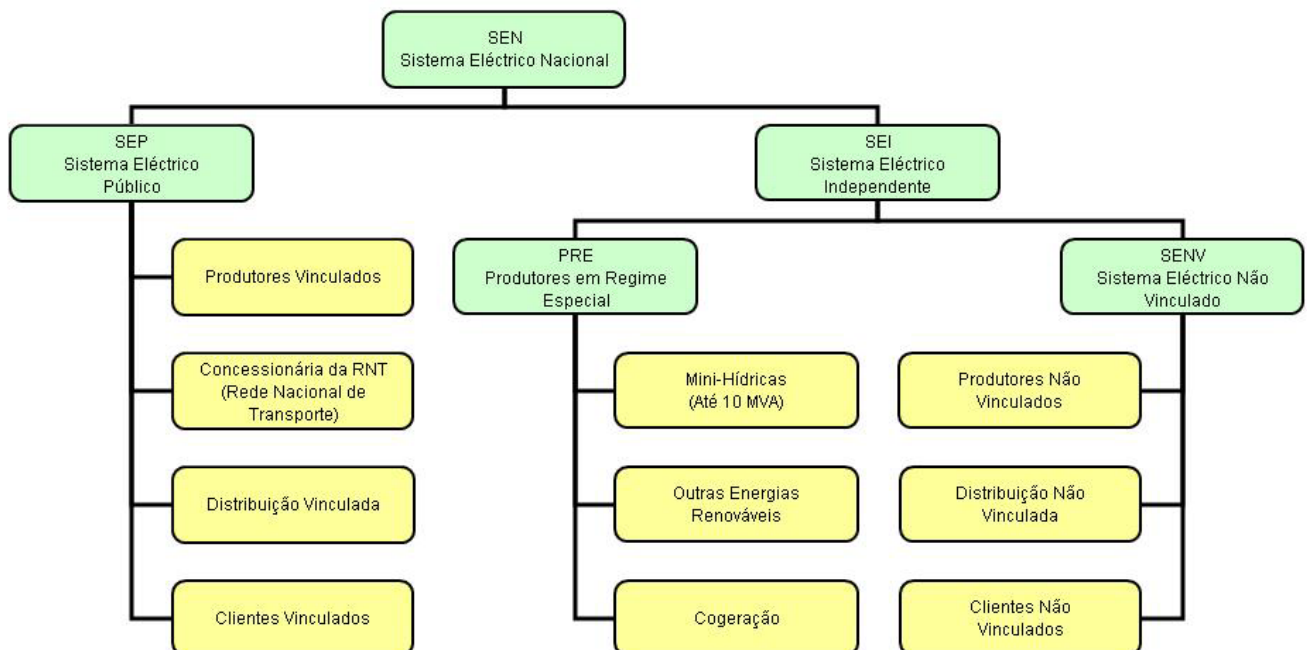


Figura 2.2 – Constituição do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) em Portugal

O SEN englobava a existência de um Sistema Eléctrico Público (SEP) e de um Sistema Eléctrico Independente (SEI). O SEP compreendia os produtores vinculados (conjunto de instalações de produção titulares de licenças vinculadas de produção), a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), a distribuição vinculada (conjunto de redes de distribuição titulares de licenças vinculadas de distribuição) e os clientes do SEP (clientes vinculados). A RNT era explorada em regime de concessão de serviço público pela

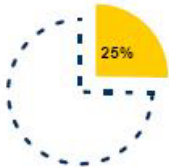
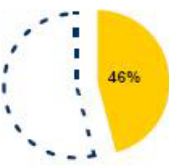
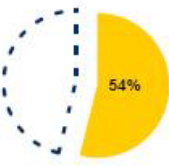
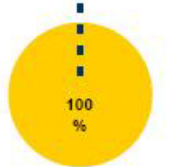
Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN). A REN, enquanto Operador de Sistema (OS), possuía também a responsabilidade pelo planeamento e gestão técnica do SEN, pela gestão do SEP e pelo planeamento, projecto e exploração das infra-estruturas integrantes da RNT. O relacionamento comercial entre os produtores vinculados e a REN era realizado, em regime de exclusividade, mediante Contratos de Aquisição de Energia (CAE's). A distribuição vinculada era obrigada a fornecer aos clientes do SEP, segundo tarifas e condições estabelecidas por regulação, a energia eléctrica contratada por estes. O SEP assentava num funcionamento em termos de serviço público, tendo como objectivo a satisfação dos clientes com adequada qualidade de serviço e de acordo com o princípio de uniformidade tarifária.

O SEI era composto pelo Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e pelos Produtores em Regime Especial (PRE), que efectuavam entregas às redes do SEP ao abrigo de legislação específica. O SENV integrava produtores não vinculados, distribuição não vinculada e clientes não vinculados e era regido segundo uma lógica de mercado. Eram utilizadas as redes de transporte e distribuição do SEP para a transacção de energia, mediante o pagamento de tarifas reguladas. A transacção de energia realizava-se através de regulamentação específica e era gerida pela REN. O funcionamento do SENV permitia aos clientes não vinculados escolher o seu comercializador de electricidade, através da realização de contratos comerciais. A PRE englobava a produção a partir de energias renováveis e cogeração, tendo o seu aparecimento o objectivo de incentivar a produção de electricidade a partir destes meios. Pela legislação vigente, o SEP possuía a obrigatoriedade de comprar a energia eléctrica aos PRE. Os sobrecustos resultantes da aquisição de energia provenientes destes produtores eram incluídos em tarifas e imputados a todos os clientes do SEN, vinculados ou não [1].

Entretanto a Directiva Europeia 96/92/CE [5] de 19 de Dezembro de 1996, posteriormente revogada em 2003 pela Directiva 2003/54/CE [6], estabeleceu regras comuns para o mercado interno de electricidade, tendo sido imposta a evolução gradual dos sectores eléctricos dos países membros no sentido do aumento de concorrência e abertura do mercado.

Em Portugal, a progressiva abertura do mercado de electricidade estava relacionada com a possibilidade dos clientes poderem escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica, optando por serem abastecidos por um comercializador em regime liberalizado. A liberalização do sector eléctrico em Portugal ocorreu de modo faseado, tendo sido inicialmente incluídos os clientes com consumos e níveis de tensão mais elevados, conforme é visível na Tabela 2.1. No caso português a abertura do mercado realizou-se de forma progressiva entre 1995 e 2006.

Tabela 2.1 – Evolução da abertura do mercado em Portugal [7]

	Geração 1	Geração 2	Geração 3	Geração 4
Elegibilidade	Clientes em MT, AT ou MAT, com consumo anual ≥ 9 GWh	Todos os clientes em MT, AT ou MAT, com consumo não nulo	Todos os clientes em BTE, MT, AT ou MAT	Todos os clientes
Período	1999	1 de Janeiro de 2002	28 de Fevereiro de 2004	17 de Agosto de 2004
N.º de clientes elegíveis	214 (1999) - 0,004%	20 980 (2002) - 0,4%	52 133 (2004) - 0,9%	5,8 milhões (2004) - 100%
Consumo elegível				

O primeiro critério de elegibilidade em Portugal foi definido em 1999, ficando estabelecido que os clientes em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) com um consumo anual superior a 9 GWh teriam a possibilidade de escolher livremente o seu fornecedor de electricidade. A primeira adesão ao mercado livre por parte dos clientes ocorreu em Abril de 2000.

No ano de 2002 a elegibilidade alargou-se à totalidade dos clientes em MT, AT e MAT, englobando um conjunto ligeiramente superior a 20000 clientes, tendo os primeiros clientes consumido através do mercado liberalizado em Janeiro de 2002.

Posteriormente e na sequência da abertura do mercado de electricidade, em Fevereiro de 2004 o critério de elegibilidade passou a incluir os clientes em baixa tensão especial (BTE), aumentando a possibilidade de escolha de fornecedor para um total de cerca de 50000 clientes.

Do ponto de vista legal, o passo final ocorreu em Agosto de 2004, com a elegibilidade dos clientes em baixa tensão normal (BTN), sendo possível a qualquer cliente em Portugal escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica. O número de clientes elegíveis sofreu um incremento bastante significativo, ficando estabelecido em 5,8 milhões.

A abertura do mercado aos clientes em BTN acarretou a criação de uma plataforma logística com capacidade para gerir de modo eficaz a alteração de comercializador com valores tão significativos. Neste contexto, a ERSE aprovou um conjunto de procedimentos de forma a garantir que a mudança de fornecedor fosse efectuada de modo transparente, não discriminatório e fiável. A plataforma mencionada iniciou o seu funcionamento a 4 de Setembro de 2006, marcando a liberalização total do fornecimento de electricidade em Portugal [7].

Em termos gerais, o mercado de produção em Portugal baseava-se na transacção de electricidade através do estabelecimento de contratos bilaterais. A EDP era a proprietária de unidades de produção a actuar no mercado, existindo várias interligações com o sistema eléctrico espanhol que foram sendo crescentemente utilizadas para fins comerciais. No entanto, essa predominância no mercado diminuiu com o aparecimento e início do funcionamento do MIBEL. Grande parte das unidades de produção era detentora de CAE's, pelo que foi necessário proceder à resolução destes contratos de forma a que esses produtores pudessem participar no mercado em condições de igualdade com os restantes agentes. Actualmente as unidades de produção em que os CAE's se encontram ainda em vigor são as centrais da Tejo Energia e da Turbogás, geridos pela REN Trading. Para os restantes produtores que detinham CAE's foi necessário conceber um mecanismo de compensação pela resolução dos contratos. Tratam-se dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC's), que assentam na diferença entre a remuneração que se obteria com os CAE's e a remuneração que os produtores obtêm, em cada ano, através de mercado. As unidades de produção que estão ao abrigo dos CMEC's são as centrais da EDP que possuíam CAE's, com excepções da central do Ribatejo e das Mini-hídricas pertencentes ao SENV.

As alterações legislativas decorrentes da Directiva 2003/54/CE [6] da União Europeia assumiram um carácter meramente transitório, faltando a sua integração num quadro legislativo devidamente sistematizado e coerente. Dessa forma, a 15 de Fevereiro de 2006 foi publicado o Decreto-Lei 29/2006 [8], que serviu para estabelecer a liberalização e a promoção da concorrência nos mercados energéticos, através da alteração dos respectivos enquadramentos estruturais. O presente Decreto-Lei definiu para o sector eléctrico um

quadro legislativo coerente e articulado com a legislação comunitária e os principais objectivos estratégicos aprovados na referida resolução. Neste sentido, foram estabelecidos os princípios de organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, transpondo-se, desta forma, os princípios da Directiva 2003/54/CE [6], tendo como finalidade o incremento de um mercado livre e concorrencial. A publicação deste Decreto-Lei implicou a extinção do quadro organizativo do sistema eléctrico nacional aprovado em 1995, nomeadamente os conceitos de SEP e de SENV.

Contrastando com o regime anterior, este quadro estabeleceu um Sistema Eléctrico Nacional integrado, em que as actividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, e as actividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público. Estas actividades exercem-se tendo em conta a racionalidade dos meios a utilizar e a protecção do ambiente, nomeadamente através da promoção da eficiência energética e da promoção das energias renováveis e sem prejuízo das obrigações de serviço público [7].

Com a implementação de um mercado concorrencial os clientes podem optar por se manter no sistema de comercialização com tarifa regulada, através da figura do comercializador de último recurso, ou serem fornecidos por um comercializador em condições de mercado. O comercializador de último recurso garante o fornecimento a todos os consumidores de electricidade em condições de qualidade e continuidade de serviço, independentemente de existirem ou não comercializadores em regime de mercado interessados em fornecê-lo, estando sujeito ao regime de tarifas e preços regulados. As funções do comercializador de último recurso são atribuídas, provisoriamente, aos distribuidores de electricidade durante a sua concessão, sendo actualmente assegurada pela EDP Serviço Universal, que resultou da separação da actividade de distribuição em relação à actividade de comercialização regulada no âmbito da EDP Distribuição, tal como estipulado pelo Decreto-Lei 29/2006 [8].

2.3. Espanha

Até 1995 o sistema eléctrico espanhol era constituído por uma estrutura verticalmente integrada com carácter monopolista e onde empresas privadas eram concessionárias de várias actividades, sendo a restante parcela do sistema detida pelo Estado. Cada companhia verticalmente integrada operava numa área geográfica específica pelo que, apesar da existência de diversas companhias, não existia competição e os clientes estavam fisicamente e comercialmente ligados à empresa concessionária da região. No mesmo ano foi publicada legislação que provocou modificações na estrutura do sistema eléctrico espanhol, verificando-se a criação de uma entidade reguladora, a *Comisión Nacional de Energía* (CNE), e a separação do sistema eléctrico num sistema integrado (de serviço público) e num sistema independente [1]. No entanto, este modelo sofreu bastante contestação, sendo aprovada em Novembro de 1997 uma nova lei, a *Ley del Sector Eléctrico* [9], iniciando-se nesse momento a liberalização do sistema, com a criação de um mercado de electricidade, que arrancou a 1 de Janeiro de 1998, ficando o sistema eléctrico espanhol estruturado da forma representada na Figura 2.3.



Figura 2.3 – Constituição do sistema eléctrico espanhol [10]

A aplicação da lei referida introduziu alterações profundas no funcionamento do sistema eléctrico espanhol, forçando a desverticalização do sector, através de:

- Abolição do sistema integrado e do sistema independente e adopção de procedimentos de mercado de modo a efectuar a ligação entre produção e consumo. A noção de serviço público foi eliminada e substituída por garantia de abastecimento;
- Criação de uma entidade com a responsabilidade de operação do mercado (Operador de Mercado – OM), a *Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad* (OMEL), garantindo a gestão do sistema de ofertas de compra e venda de energia;
- Criação do Operador de Sistema (OS), responsável pela exploração da rede de transmissão. Esta função foi atribuída à *Red Eléctrica de España* (REE), assegurando a continuidade e segurança do abastecimento de electricidade e a coordenação do sistema de produção e transporte. Em Espanha o OS corresponde a um *Transmission System Operator* (TSO), uma vez que a REE é igualmente concessionária da rede de transporte.

O sistema eléctrico espanhol está organizado em dois mercados distintos, o mercado grossista ou de produção (*Mercado Atacadista*) e o mercado dos clientes finais ou de distribuição (*Mercado Retalhista*). O mercado grossista foi liberalizado, podendo as empresas produtoras realizarem transacções. No mercado retalhista todos os consumidores podem efectuar transacções, respeitando as condições de elegibilidade [1].

A actuação dos produtores pode ser realizada em regime ordinário ou em regime especial. Em regime ordinário os produtores possuem uma potência superior a 50 MW e podem efectuar ofertas de venda de energia eléctrica ou estabelecer contratos bilaterais. Os produtores em regime especial produzem electricidade através de energias renováveis ou cogeração, para potências inferiores a 50 MW e através de resíduos agrícolas para potências

inferiores a 25 MW , sendo a sua actividade e remuneração reguladas por legislação específica.

Pela implementação da *Ley del Sector Eléctrico* [9] surgiram custos ociosos transitórios, denominados de *Costes de Transición a la Competencia* (CTC), sob os quais as companhias de produção possuem a possibilidade de recuperar uma quantia anual especificada entre 1998 e 2010, tendo em consideração a diferença entre as receitas obtidas após 1998 e as receitas estimadas antes da reestruturação do sector. Ficou estabelecido que a quantia anual é fixa e o seu valor é decrescente de 1998 a 2010 .

O funcionamento do mercado de electricidade em Espanha passou a basear-se em quatro processos independentes, mas relacionados entre si:

- Mercado diário;
- Resolução de congestionamentos e serviços de sistema;
- Mercado intradiário;
- Gestão do sistema em tempo real.

De acordo com a *Ley del Sector Eléctrico* [9] o mercado espanhol de electricidade passou a integrar um mercado *spot*, do tipo *pool (day-ahead market)*, designado de mercado diário, onde são realizadas as transacções de compra e venda de electricidade por parte de produtores, consumidores elegíveis, distribuidores e comercializadores, através de ofertas livres e competitivas para cada uma das horas do dia seguinte, sendo este mercado gerido pela OMEL. A maioria das transacções é realizada neste mercado, onde também é tratada a informação relativa a contratos bilaterais, sendo posteriormente enviada toda a informação ao TSO.

O TSO recebe a informação e verifica a possível existência de congestionamentos na rede. Caso estes não existam o programa final está encontrado. Se existirem o OM e o TSO seleccionam ofertas de compra/venda pela ordem de mérito até o congestionamento ser ultrapassado.

O passo seguinte consiste na determinação e contratação, por parte do TSO, dos níveis de serviços de sistema necessários.

Para se efectuarem ajustes em relação à produção e consumo é activado o funcionamento do mercado intradiário, composto por seis sessões e gerido pelo OM, permitindo aos participantes comprar/vender energia, com o objectivo de manterem o equilíbrio entre produção e consumo.

Finalmente, após o fim de cada sessão do mercado intradiário é o sistema é gerido em tempo real, com a resolução de desvios entre produção e consumo que ocorrem em tempo real, sendo o TSO responsável por esta exploração do sistema.

Relativamente à actividade de comercialização, o processo de liberalização aconteceu a um ritmo mais elevado que o inicialmente imposto pela Directiva Europeia 96/92/CE. Em 1998 o nível de elegibilidade assentava num consumo anual superior a 15 GWh , devendo diminuir para 9 GWh em 2000, 5 GWh em 2001 e 1 GWh em 2004, de modo a que em 2007 o mercado se encontrasse totalmente liberalizado. Contudo, o processo de liberalização foi mais acelerado que o previsto e permitiu que a elegibilidade de todos os clientes fosse atingida no início de 2003 [1].

2.4. MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade

A 14 de Novembro de 2001 os Governos de Portugal e Espanha assinaram um protocolo para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). Nessa altura a previsão era que o MIBEL iniciaria o seu funcionamento a partir de Janeiro de 2003, constituindo um passo importante na construção do mercado interno de electricidade da União Europeia. Para o MIBEL funcionar de modo adequado era necessário que as medidas a adoptar permitissem uma convergência entre os dois sistemas eléctricos nacionais.

Efectuando uma análise aos sistemas eléctricos de Portugal e Espanha foram considerados relevantes pela ERSE e pela CNE os pontos seguintes [11]:

- Inexistência de desequilíbrios estruturais entre os sistemas. Os dois sistemas apresentam dimensões distintas (sistema eléctrico de Espanha cerca de cinco vezes superior ao sistema eléctrico de Portugal). No entanto as suas estruturas e trajectórias similares facilitam a implementação do MIBEL;
- Aumento elevado do consumo de electricidade e da ponta, acarretando investimentos bastante significativos em nova capacidade de produção;
- Crescimento elevado do investimento subsidiado, de forma directa ou indirecta, em nova capacidade de produção de electricidade através de fontes de energia renováveis (a meta de produção a partir de energias renováveis para 2010 em Portugal cifrava-se em 39%, tendo sido revogada numa Resolução do Conselho de Ministros, situando-se actualmente em 45%, e a meta a alcançar em Espanha assenta em 29% da energia total produzida) e de instalações de cogeração (a percentagem de produção nos dois países para 2010 é de 18%), isto é, produção em regime especial;
- Necessidade de considerar e harmonizar as regras de recuperação dos investimentos dos produtores em regime ordinário, assegurando que a recuperação dos custos de transição para um ambiente de mercado não introduz distorção na concorrência entre produtores nem a formação dos preços de electricidade no mercado (aplicação dos CMEC's em Portugal e dos CTC's em Espanha);
- Panorama empresarial caracterizado por quatro grandes grupos (*Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa* e EDP), obrigando à implementação de mecanismos de controlo e actuação adequados e também de incentivos ao desenvolvimento da concorrência entre eles e à entrada de novos operadores no mercado;
- Necessidade de aumento das capacidades de interligação entre Portugal e Espanha e entre Espanha e França, visto as capacidades de interligação serem, na altura, insuficientes ao desenvolvimento do MIBEL, assim como do mercado interno de electricidade da União Europeia.

O modelo organizativo implementado no MIBEL tem como objectivo o desenvolvimento de um mercado competitivo e eficiente, com processos transparentes para a totalidade dos agentes envolvidos, incentivando dessa forma a eficiência e a livre concorrência, assim como potenciais reduções de preços. O mercado deve também comportar mecanismos de supervisão e controlo, de forma a garantir a satisfação das necessidades dos consumidores, da segurança, qualidade e fiabilidade do abastecimento de electricidade, conjuntamente com os objectivos de eficiência energética e o aproveitamento de energias renováveis em ambos os países. Assim é possível a qualquer consumidor, na Península Ibérica, adquirir electricidade a

um produtor ou comercializador que actue em Portugal ou Espanha, num regime de livre concorrência. As prioridades estratégicas para a criação e desenvolvimento do MIBEL referidas no protocolo mencionado consistiam no aumento da capacidade de interligação, na coordenação entre os OS, no desaparecimento de barreiras legislativas e administrativas ao desenvolvimento do mercado e na definição de um modelo organizativo do MIBEL.

Já após a entrada em vigor da Directiva 2003/54/CE [6] foi assinado, em 1 de Outubro de 2004, o Acordo de Santiago de Compostela entre os Governos de Portugal e Espanha, estabelecendo de forma mais concreta vários aspectos relacionados com o funcionamento do MIBEL, com vista à criação de um mercado grossista de electricidade ibérico, como início para a efectiva integração dos dois mercados de electricidade. Inicialmente foram estabelecidos para o MIBEL dois operadores de mercado, situados em pólos distintos, responsáveis pela gestão dos mercados:

- *Operador del Mercado Ibérico de Energía - Pólo Español (OMEL)* - Gere o mercado *spot*, incluindo as transacções do mercado diário e intradiário, com base na legislação actualmente em vigor em Espanha;
- *Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português (OMIP)* - Gere o mercado a prazo (mercado *forward*), não necessitando este mercado de liquidação física, existindo a possibilidade de apenas ocorrer liquidação financeira.

Existe a possibilidade de fusão entre OMEL e OMIP num único operador de mercado (Operador de Mercado Ibérico - OMI), que será responsável pela gestão de todos os mercados pertencentes ao MIBEL.

O modelo de organização do MIBEL foi elaborado pelas entidades reguladores de Portugal e Espanha, ERSE e CNE respectivamente, constituindo o documento orientador para os desenvolvimentos ocorridos e que culminaram com o início do funcionamento do mercado diário comum a 1 de Julho de 2007. As linhas mestras do modelo referido explicitam-se de seguida [11]:

- Concretização do mercado interno de electricidade, sendo a criação do MIBEL um contributo significativo para a realização do mesmo;
- Desenvolvimento de formas eficientes de concorrência, que devem resultar em benefício e satisfação por parte dos consumidores;
- Gradualismo do MIBEL, pois a criação do mercado grossista não implica a harmonização de todos os aspectos relativos ao sistema eléctrico de forma imediata;
- Simplicidade na regulação, para facilitar a compreensão das regras e flexibilizar a sua evolução tendo em atenção a evolução tecnológica e comportamento dos agentes;
- Transparência do MIBEL, de modo à aplicação das regras ser realizada de forma justa, garantindo a credibilidade do sistema;
- Eficiência de funcionamento, garantida com incentivos aos investimentos na expansão e utilização das redes (monopólios) e na produção e comercialização (sectores competitivos);
- Estabilidade do mercado, de forma a sustentar o seu desenvolvimento e a concretização dos investimentos necessários;
- Segurança no funcionamento do sistema, dotando o MIBEL de mecanismos de supervisão e controlo de modo a minimizar possíveis situações de risco às quais o MIBEL não é isento, para garantir níveis adequados de abastecimento e de qualidade de serviço.

O MIBEL define-se como um mercado de electricidade comum a Portugal e Espanha com uma estrutura baseada num modelo misto, onde existe um mercado *spot* diário e intradiário, um mercado a prazo e a possibilidade de realização de contratos bilaterais num mercado livre, com um OM (OMI, apresentando actualmente dois pólos, OMIP e OMEL) e dois OS (REN em Portugal e REE em Espanha). No mercado *spot* realizam-se transacções decorrentes da participação dos agentes nas sessões do mercado diário, do mercado intradiário e através da aplicação dos procedimentos de operação técnica do sistema, mais concretamente os relativos à resolução de restrições técnicas, aos serviços complementares e à gestão de desvios. O conjunto de operações que constituem o funcionamento do MIBEL está representado na Figura 2.4.

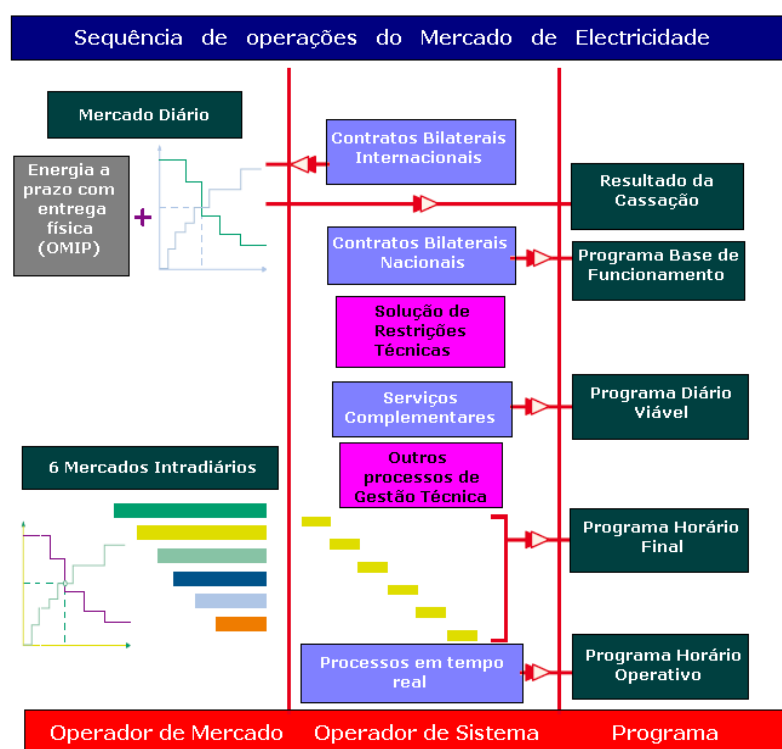


Figura 2.4 - Sequência de funcionamento do MIBEL

O mercado diário é um mercado *spot*, do tipo *day-ahead market*, que tem como objectivo a realização de transacções de energia eléctrica para o dia seguinte, através da apresentação de ofertas (indicando apenas o preço e quantidade de energia) de compra e venda de energia eléctrica por parte dos agentes participantes no mercado, para cada hora do dia, sendo a liquidação efectuada em todas as horas do dia seguinte. As ofertas de venda podem estar associadas a condições de complexidade, tais como rampas, indivisibilidade do primeiro bloco e remuneração mínima diária de cada gerador, que originam acoplamento entre os diversos períodos horários. A curva de ofertas de venda é constituída pela agregação das ofertas de todos os produtores por ordem crescente de preço, ao passo que a curva de oferta da procura obtém-se pela agregação por ordem decrescente de preço de todas as ofertas de procura. O preço de mercado (preço marginal) e a quantidade de energia a transaccionar são obtidos pela intersecção das curvas referidas, com o preço de mercado a reflectir o preço do produtor mais caro que é casado e que todos os produtores com ofertas aceites irão receber. Assim, forma-se um preço único para cada hora do dia seguinte. Outra das características

deste mercado consiste na resolução de congestionamentos, que são provocados pela limitação da capacidade de transmissão das linhas de interligação entre Portugal e Espanha, através do mecanismo de *market splitting*, que consiste na separação do mercado em duas zonas distintas, sendo o preço marginal da zona exportadora igual ao preço da última unidade casada e o preço marginal da zona importadora igual ao máximo preço casado nas duas zonas.

Existe um mercado intradiário ou de ajustes, constituído por seis sessões, subsequente ao mercado diário, onde existe a possibilidade de os agentes transaccionarem energia eléctrica para as várias horas do dia, sendo a forma de negociação efectuada por leilão. Estes mercados permitem a participação de todos os agentes, independentemente do modo de contratação elegido previamente, mercado diário, mercado a prazo ou bilateral. É utilizado para se proceder à gestão de desvios entre as quantidades previstas e os programas de produção/consumo. Este mercado, juntamente com o mercado diário, é gerido pela OMEL.

O MIBEL prevê a hipótese de contratação bilateral física, em que os produtores e consumidores podem negociar livre e directamente sem ser necessário recorrer ao *pool*.

O mercado a prazo consiste num mercado organizado em contratos de compra e venda de electricidade a prazo, quer físicos (com entrega física de electricidade), quer financeiros (com liquidação por diferenças), com a disponibilização de quantidades de energia standardizadas com uma duração definida. Este tipo de mercado é visto como uma ferramenta de gestão e cobertura de risco de variação do preço da electricidade, de forma a permitir um planeamento mais eficiente dos custos e das necessidades de consumo [12]. A gestão deste mercado está a cargo do OMIP.

Um dos pontos importantes do MIBEL, à semelhança do que acontece na maioria dos mercados europeus, é assumido pela contratação bilateral. São permitidos contratos entre todo o tipo de produtores e agentes qualificados, e estabelecidas as condições em que os comercializadores e produtores podem vender energia previamente adquirida a outros produtores ou agentes externos.

O mercado de serviços de sistema será tratado de forma mais pormenorizada num capítulo seguinte, exclusivamente dedicado à análise de todos os aspectos relacionados com este mercado no MIBEL.

Outro aspecto fundamental para o correcto funcionamento do MIBEL consiste na garantia da segurança de abastecimento de energia eléctrica, devendo ser promovida a existência de capacidade de produção suficiente no curto e longo prazo. Para tal ser assegurado está previsto um pagamento regulado de potência a todos os produtores (ordinários e em regime especial) e os proveitos desse pagamento são proporcionados por uma tarifa regulada de garantia de potência que deverá ser idêntica em Portugal e Espanha, mas que actualmente apenas existe em Espanha. Esta tarifa regulada é aplicável a todos os clientes independentemente do modo como contratam o seu fornecimento de energia eléctrica.

Os dois Operadores de Sistema (TSO's, visto serem as entidades concessionárias das infra-estruturas de transporte de energia eléctrica), REN em Portugal e REE em Espanha, são responsáveis pela segurança e gestão técnica do sistema em cada uma das áreas de controlo, assim como pela avaliação da capacidade comercial de interligação.

O sistema tarifário permite a recuperação dos proveitos das actividades reguladas e também a recuperação de custos de transição para a concorrência (custos ociosos), sobrecustos de produção em regime especial, pagamentos por garantia de potência e custos com as autoridades de regulação [11].

Após a implementação do MIBEL o grau de concentração empresarial na produção e na distribuição sofreu modificações, encontrando-se actualmente estruturado da forma presente na Tabela 2.2 (dados referentes a Fevereiro de 2008).

Tabela 2.2 – Distribuição da produção e distribuição no MIBEL por grupo empresarial [13]

Grupo empresarial	Produção (%)	Grupo empresarial	Distribuição (%)
ENDESA GENERACIÓN	24,08	IBERDROLA DISTRIBUCIÓN	35,11
IBERDROLA GENERACIÓN	14,68	ENDESA DISTRIBUCIÓN	29,03
UNIÓN FENOSA GENERACIÓN	9,80	EDP SERVIÇO UNIVERSAL	17,30
EDP – ENERGIAS DE PORTUGAL	6,96	UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN	12,93
GAS NATURAL SDG	6,56	HIDROCANTABRICO DISTRIBUCIÓN	3,60
OUTROS	37,92	OUTROS	2,03

Para que o MIBEL possa representar um mercado único é necessário resolver diversas questões pendentes, como o aumento da capacidade de interligação, a adopção de formas efectivas de tratamento de congestionamentos, assim como incentivos ao aparecimento de novos agentes e criação de regras e procedimentos para uma melhor articulação entre os dois países. As vantagens que se podem obter com o funcionamento do MIBEL consistem numa maior competitividade, através do aparecimento de novos agentes, numa qualidade de serviço superior, em reduções de preços de electricidade e num incremento de eficiência. No entanto, estas metas apenas serão alcançáveis através do contínuo funcionamento do mercado e respectiva experiência que irá sendo adquirida, permitindo melhoramentos acentuados num mercado em constante evolução.

Além do referido existe a necessidade de identificar, no futuro, novas áreas de trabalho que conduzam a um funcionamento do MIBEL cada vez mais eficiente e concorrencial, com o objectivo final de contribuir para a construção de um mercado único de energia no espaço europeu.

Capítulo 3

Serviços de sistema

3.1. Visão geral

Devido ao processo de reestruturação e liberalização de que o sector eléctrico tem sido alvo em vários países nos últimos anos, foi necessária a implementação de serviços que permitissem assegurar a exploração dos sistemas eléctricos com níveis apropriados de segurança, fiabilidade e qualidade num mercado competitivo.

Antes do processo de reestruturação, as companhias verticalmente integradas possuíam a responsabilidade de fornecer esse tipo de serviços, sendo essa uma condição necessária para poderem realizar transacções de energia. Com a reestruturação do sector eléctrico esses serviços sofreram uma desagregação das restantes actividades, existindo entidades responsáveis pelo seu fornecimento, comercialização e contratação.

Os serviços mencionados denominam-se **serviços de sistema** e caracterizam-se por serem serviços necessários à manutenção da operação do sistema eléctrico com adequados níveis de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, sendo desta forma essenciais para o correcto funcionamento do sistema eléctrico [14]. Os serviços de sistema dividem-se em serviços obrigatórios e serviços complementares. As principais diferenças entre serviços obrigatórios e complementares consistem na não remuneração e na obrigatoriedade de participação no mercado por parte dos obrigatórios e na contratação de serviços em mercados específicos e na possibilidade de remuneração por parte dos complementares.

Os mercados de serviços de sistema assumem uma importância significativa no panorama actual, devido às necessidades prementes de obtenção de um equilíbrio instantâneo entre produção e consumo, de um elevado nível de segurança nos sistemas eléctricos e da garantia de produção e fornecimento de energia.

Os serviços de sistema englobam distintos serviços, em função do país e sistema eléctrico em que estão inseridos. A constituição e estruturação dos serviços de sistema considerados ao longo do trabalho foi efectuada com base nos serviços de maior importância, do ponto de vista do autor, resultando na seguinte estrutura:

- Controlo de frequência (reserva de regulação primária, secundária e terciária);
- Controlo de tensão;

- Reposição de serviço;
- Gestão do sistema - Resolução de restrições técnicas.

Ao longo deste capítulo os diversos serviços referidos são alvo de uma descrição mais pormenorizada.

3.2. Controlo de frequência

O controlo de frequência é um dos serviços de sistema essenciais para o correcto funcionamento do sistema eléctrico. Na prática, não existe qualquer método eficiente para armazenar grandes quantidades de energia eléctrica, pelo que se deverá verificar um equilíbrio contínuo e quase instantâneo entre a produção e o consumo, de modo a manter uma frequência estável.

O objectivo dos Operadores de Sistema é manter a frequência dentro de limites especificados durante o tempo de operação. Na realidade, acontecem situações de desequilíbrio entre a produção e consumo, resultando desvios de frequência que podem ultrapassar os limites especificados.

Devido à variação do consumo é necessário que a produção de potência activa seja regulada de forma apropriada para assegurar o correcto funcionamento do sistema. O sistema de energia eléctrico é um sistema dinâmico, onde a potência requerida ao sistema de produção varia de modo contínuo devido às variações dos consumos. Nestas condições, a potência produzida tem também de variar continuamente para que seja atingido um equilíbrio entre a potência activa produzida e a absorvida pelas cargas.

Para a manutenção do equilíbrio pretendido são necessárias reservas que realizem a regulação da produção de potência activa. O controlo de frequência encontra-se dividido em três níveis de reservas, que dependem da escala de tempo em que ocorre a sua acção e do sinal originado pela sua actuação:

- Reserva de regulação primária;
- Reserva de regulação secundária;
- Reserva de regulação terciária.

3.2.1. Reserva de regulação primária

A regulação primária tem como objectivo corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos que se verificam entre a produção e o consumo. Usualmente considera-se regulação primária como um serviço de carácter obrigatório e não remunerado. No entanto, existem alguns países onde este serviço é tratado através de mecanismos competitivos de mercado. De acordo com a REN [15], o fornecimento deste tipo de regulação ocorre através da variação da potência dos geradores de modo rápido e autónomo por actuação dos reguladores de velocidade das turbinas, em resposta a desvios de frequência causados por um distúrbio no sistema ou por pequenas variações na produção e consumo. As unidades de produção usualmente utilizam o sistema *ACE – Area Control Error*, que permite um ajuste automático da produção, através da utilização de sinais de controlo automático.

A totalidade das unidades de produção devem dispor de regulação primária na grande maioria dos sistemas eléctricos em vigor. Nos casos em que não seja possível o fornecimento deste tipo de regulação, o serviço deve ser contratado pelos titulares das instalações obrigadas à prestação do serviço a outros agentes que o possam prestar.

Todos os anos são determinadas e publicadas as necessidades de reserva de regulação primária para cada sistema eléctrico, tendo em atenção as datas e os critérios de regulação do sistema de interligação europeu estabelecidos pela *UCTE*. Desta forma a reserva de regulação primária exigida (*RP*) num ano, para cada sistema nacional, é dada pela expressão (3.1).

$$RP = \frac{E}{E_T} \times RP_T \text{ (MW) }, \quad (3.1)$$

onde:

E - Energia produzida no ano anterior pelo sistema nacional;

E_T - Energia total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas constituintes do sistema europeu interligado;

RP_T - Reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado.

Os grupos geradores constituintes do sistema eléctrico de energia devem permitir uma regulação primária numa banda em torno de cada ponto de funcionamento estável.

Os requisitos técnicos de regulação primária são bastante semelhantes em toda a Europa, com a totalidade da potência requerida a ser normalmente entregue 30 segundos após a ocorrência da perturbação.

Relativamente a desvios de frequência os critérios considerados para activação da regulação primária possuem algumas diferenças. Na *UCTE* um desvio de 0,2 Hz activa a reserva primária, no caso do *Nordel* a reserva primária é activada para valores de desvio de frequência de 0,1 Hz a 0,5 Hz e no caso de Inglaterra e País de Gales apenas um desvio de 0,8 Hz origina a activação da reserva primária [16].

3.2.2. Reserva de regulação secundária

Num sistema eléctrico de energia acontecem, por vezes, falhas inesperadas relativas aos subsistemas de produção ou transmissão de electricidade. Nesses casos, são utilizadas as reservas operacionais para equilibrarem a produção ao consumo, de modo a responderem às falhas enunciadas. Este tipo de reservas serve para compensar os desvios em relação às previsões e variações no consumo de electricidade, e também para limitar o impacto de perturbações no sistema de produção e transmissão [17]. As reservas operacionais englobam a regulação secundária e a regulação terciária, que diferem entre si tendo em conta a velocidade de resposta.

A reserva de regulação secundária consiste na margem de variação da potência que o Operador de Sistema pode activar automaticamente e nos dois sentidos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra num determinado instante. Segundo o Manual do Gestor do Sistema [18] resulta na soma (em valor absoluto) das contribuições individuais de cada grupo submetido a este tipo de regulação. A margem de potência, em cada sentido,

denomina-se por reserva ou banda a subir ou a baixar. As unidades de produção têm a hipótese de utilização do sistema AGC – *Automatic Generation Control*, que permite um ajuste automático da produção.

A reserva que deve ser mantida em regulação secundária é determinada pelo Gestor do Sistema para cada período de programação, tendo em conta a evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade esperada da falha dos geradores ligados.

Na maioria dos casos, o serviço de regulação secundária é um serviço complementar de carácter facultativo gerido por mecanismos competitivos de mercado que tem como objectivo a manutenção do equilíbrio entre produção e consumo, corrigindo o desvio de frequência em relação ao seu valor estabelecido, sendo posteriormente obtida uma remuneração pela sua reserva e utilização. Existe ainda em alguns mercados a possibilidade de contratação deste tipo de serviço através de contratos bilaterais.

Existem semelhanças entre os tempos de actuação da regulação secundária em diversos mercados, com o intervalo de actuação da regulação secundária a situar-se entre 30 segundos e 15 minutos.

3.2.3. Reserva de regulação terciária

A reserva terciária define-se como a variação máxima de potência do programa de produção que se pode efectuar numa unidade de produção e/ou área de balanço. Entende-se por área de balanço o conjunto de unidades de produção nos quais se agregam os desvios de produção.

Em diversos países a regulação terciária é um serviço de carácter obrigatório, retribuído por mecanismos de mercado e que tem como objectivo a restituição do nível de reserva de regulação secundária que tenha sido utilizada através da adaptação dos programas de funcionamento dos geradores que se encontrem ou não em serviço, e o ajuste do equilíbrio entre produção e consumo. Os níveis de reserva são normalmente definidos pelo Operador de Sistema.

A reserva terciária é fornecida através de actuação por instrução de despacho, de aumento ou diminuição de potência, respeitando a designação de serviço, possíveis limitações de segurança no sistema e indisponibilidades de produção.

O tempo de actuação deste tipo de reservas assenta num máximo de 15 minutos.

A qualidade da frequência de um sistema eléctrico acaba assim por ser determinada em conjunto pelas reservas de regulação primária, secundária e terciária.

Na prática o que acontece quando se verifica, por exemplo, um consumo inferior ao previsto é o seguinte:

- produção superior ao consumo;
- ocorrência de um desvio entre o consumo e a produção prevista;
- aumento da frequência do sistema;
- reserva de regulação primária diminui a produção e um novo equilíbrio é estabelecido;
- frequência constante mas superior a 50 Hz ;
- devido à frequência elevada, o Operador de Sistema utiliza regulação para baixar através da reserva de regulação secundária;

- a reserva de regulação terciária é activada para restituição do nível de reserva de regulação secundária;
- é atingido um novo equilíbrio à frequência de 50 Hz .

O tempo de activação é um dos principais critérios técnicos para efectuar a distinção entre os diferentes tipos de reservas. Este parâmetro é identificado com a qualidade da reserva e geralmente influencia o valor (preço) de um determinado tipo de reserva. Na Tabela 3.1 estão descritas as categorias de reservas consideradas pela *ETSO (European Transmission System Operators)*, sendo caracterizadas sucintamente, e efectuada uma referência cruzada entre as diversas nomenclaturas que as denominam.

Tabela 3.1 – Características de tipos de reservas e nomes existentes para as denominar [16]

Categoria	Função	Escala temporal de entrega	Nomenclaturas
Reservas de contenção de frequência	Conter desvios de frequência	15 – 30 segundos	Reservas primárias
Reservas de restauro de frequência	Restaurar a frequência para o valor nominal (50 Hz) após um desvio	30 segundos – 15 minutos	Reservas primárias, reservas secundárias , reservas terciárias, reservas de minutos
Reservas de substituição	Substituir reservas utilizadas para contenção e restauro de frequência	Igual ou superior a 15 minutos	Reservas terciárias , reservas de stand-by, reservas lentas, reservas permanentes, reservas horárias

3.3. Controlo de tensão

O controlo de tensão e a gestão de potência reactiva estão directamente relacionados, visto que num sistema de corrente alternada a tensão é controlada pela gestão da produção e absorção de potência reactiva. Para justificar a necessidade de gestão de potência reactiva e controlo de tensão existem três razões primordiais:

- os equipamentos do sistema e do consumidor são concebidos para funcionarem dentro de gamas de tensão especificadas, normalmente entre $\pm 5 \%$ do valor da tensão nominal. Para tensões inferiores ao seu valor nominal a maioria dos equipamentos sofrem uma degradação do seu desempenho. Tensões elevadas podem danificar o equipamento ou encurtar o seu tempo de funcionamento;
- a potência reactiva consome recursos aos sistemas de produção e transporte. Para maximizar a quantidade de potência activa que pode ser transportada através de uma rede congestionada, os trânsitos de potência reactiva devem ser minimizados. De forma similar, a produção de potência reactiva pode limitar a capacidade de produção de potência activa dos geradores;
- o trânsito de potência reactiva no sistema de transporte provoca perdas de potência activa, devendo ser fornecida capacidade e energia para compensação dessas perdas.

O controlo de tensão é um processo complexo devido a alguns factores. O sistema de transmissão é um consumidor não linear de potência reactiva, dependendo da carga do

sistema. Para valores baixos de carga verifica-se a existência de um excesso de energia reactiva, provocando um aumento da tensão nos barramentos, devendo a energia reactiva ser absorvida (absorção de energia reactiva provoca descida da tensão). Contrariamente, em funcionamento normal ou em sobrecarga o sistema consome grandes quantidades de potência reactiva que deve ser compensada (injecção de energia reactiva resulta num aumento da tensão). Os requisitos de potência reactiva dependem do sistema de produção e das redes de transporte e de distribuição, assim como variam com as modificações dos níveis de carga e de produção. Existe sempre a possibilidade de qualquer componente constituinte do sistema eléctrico avariar, pelo que o sistema deve ser projectado para suportar a perda de qualquer componente e continuar a funcionar sem prejuízo dos consumidores.

O controlo de tensão é um dos principais serviços de sistema e contribui para um correcto funcionamento do sistema eléctrico. Tem como objectivo garantir um controlo adequado da tensão nos nós da rede de transporte, de modo a que a operação do sistema se realize nas condições de segurança e fiabilidade requeridas, que o fornecimento de energia se realize com os níveis de qualidade exigidos e que as unidades de produção funcionem nas condições estabelecidas para a sua operação normal. Além de ser utilizado para manter as tensões dentro de limites especificados em vários pontos da rede de transporte, o controlo de tensão permite efectuar a compensação de requisitos de energia reactiva por parte da rede. A tensão deve ser mantida dentro de limites especificados de forma a que os equipamentos eléctricos funcionem de modo adequado.

O controlo de tensão é considerado um serviço obrigatório na maioria dos mercados, fornecido por grupos geradores de potência não inferior a um certo valor (variável, dependendo do mercado e país em questão), mantendo o factor de potência dentro de uma determinada gama. O Operador de Sistema estabelece a contribuição mínima de cada gerador, que pode depois realizar ofertas de fornecimento acima do valor anteriormente estabelecido.

O mecanismo de transacção usual deste tipo de serviço corresponde à realização de contratos bilaterais anuais. A remuneração é efectuada com base na disponibilidade e correcto funcionamento dos equipamentos. Os custos principais associados a este serviço consistem nos custos de investimento, de oportunidade e de operação.

As tensões nos diversos nós da rede são supervisionadas, em tempo real, pelo Operador do Sistema de modo a que as tensões se ajustem aos valores programados, devendo garantir o cumprimento dos critérios exigíveis de segurança e funcionamento para a operação do sistema eléctrico, através de instruções necessárias para efectivar o controlo de tensão, tais como [18]:

- manobras dos elementos de compensação de energia reactiva ligados à rede ou ligados a enrolamentos terciários dos transformadores pertencentes à rede;
- ligar/desligar baterias de condensadores;
- manobras nas linhas da rede;
- alteração nas tomadas de regulação nos transformadores.

3.4. Reposição de serviço

O sistema eléctrico deve estar preparado para raras ocasiões onde grande parte do sistema é forçado a sair de serviço. Estas situações podem ser o resultado de perturbações particularmente severas resultantes da perda de estabilidade e da necessidade de desligação de vários geradores. No caso de uma ocorrência deste tipo o sistema deve estar preparado para restabelecer a operação normal o mais rapidamente possível. Trata-se da capacidade do sistema em promover *blackstart*.

O *blackstart* tem como principal função o restauro do sistema eléctrico, ficando para plano secundário a reposição de serviço aos consumidores. A importância desta distinção assenta em que o *blackstart* não se inicia com uma ordem estabelecida, para uma lista prioritária de consumidores onde a reposição de serviço deve ser efectuada. Ao invés, a reposição é planeada de modo a recuperar a produção e a transmissão para serviço o mais rapidamente possível. A carga é utilizada, especialmente nas fases iniciais, para manter a estabilidade da produção. São a localização e magnitude das cargas que determinam quais as cargas que devem ser repostas e quando.

A selecção dos geradores que fornecem *blackstart* é dependente da sua localização. Os geradores capazes de promover *blackstart* devem estar electricamente perto das outras unidades que irão ajudar a repor o serviço de forma a energizar as linhas de transmissão que ligam as duas centrais e controlar a tensão em ambas as extremidades. O Operador de Sistema determina quantas unidades na área de controlo devem possuir capacidade de fornecer *blackstart*, onde devem estar localizadas e como as utilizar na eventualidade de um *blackout*.

Mercados competitivos podem desenvolver a capacidade de fornecimento de *blackstart*. Os requisitos de fiabilidade restringem as localizações e requisitos de capacidade para geradores individuais com capacidade de *blackstart*. No entanto, se existirem geradores suficientes localizados adequadamente que possam prestar o serviço de *blackstart*, a concorrência entre eles pode ser suficiente para permitir a determinação do preço deste serviço em mercados competitivos.

Actualmente a remuneração deste tipo de serviço de sistema não é usualmente efectuada através de mecanismos de mercado, sendo mais frequentemente realizada através de contratos bilaterais.

3.5. Gestão do sistema - Resolução de restrições técnicas

A gestão do sistema assenta, entre outros aspectos, no estabelecimento de processos para a resolução de restrições técnicas dos programas resultantes dos mercados de produção e das que possam surgir em tempo real.

Tomando como exemplo o MIBEL, o processo de resolução de restrições técnicas pode ser controlado através mecanismos de mercado. Existem vários processos, em função do horizonte temporal em que são identificadas e resolvidas as restrições técnicas:

- Resolução de restrições técnicas resultantes do mercado diário;
- Resolução de restrições técnicas resultantes dos mercados intradiários;
- Resolução de restrições técnicas em tempo real.

O processo de resolução de restrições técnicas inicia-se depois do programa que integra os contratos bilaterais estabelecidos pelos intervenientes no mercado e dos resultados do mercado diário, sendo analisados os programas das unidades de produção e as trocas internacionais previstas, de forma a garantir que o fornecimento de energia eléctrica se efectue com as condições adequadas de segurança, qualidade e fiabilidade, e que foram previamente resolvidas todas as possíveis restrições técnicas identificadas. Neste processo, os intervenientes no mercado devem comunicar a desagregação da energia contratada por unidade física e as ofertas para a resolução de restrições técnicas. Estas ofertas devem ser comunicadas por todas as entidades que possuam unidades de oferta associadas a produção em regime ordinário, especial ou a consumos relativos a bombagem, sendo que cada oferta contém, para cada período horário, a informação relativa a energia e preço para mobilização e desmobilização de energia.

O processo de **resolução de restrições técnicas resultantes do mercado diário** engloba duas fases:

- modificação do programa de contratação resultante do mercado diário por critérios de segurança. Neste caso, pretende-se determinar as restrições técnicas que podem afectar a execução do programa contratado, identificando as alterações à programação necessárias de modo a eliminar as mesmas;
- reequilíbrio entre produção e consumo. Neste caso, pretende-se eliminar as diferenças entre a produção e o consumo, que resulta da mobilização/desmobilização efectuada anteriormente.

Depois das sucessivas sessões dos mercados intradiários são realizadas novas análises de segurança, verificando as modificações ocorridas resultantes destes mercados e as possíveis alterações nas previsões, ou da situação da rede e da produção que tenha sido efectuada. A **resolução de restrições técnicas resultantes** das diversas sessões **dos mercados intradiários** é realizada através da eliminação das ofertas que as originam. A eliminação das ofertas referidas é realizada com base na ordem de precedência económica das ofertas casadas no mercado intradiário. O equilíbrio entre produção e consumo é novamente restabelecido pela inclusão de outras ofertas apresentadas para uma sessão do mercado intradiário, de acordo com a ordem de precedência económica das ofertas consideradas.

O estado de segurança real e previsto da rede é analisado permanentemente ao longo de todo o horizonte de programação, sendo detectadas as restrições activas que podem existir em cada período de programação. A **resolução de restrições técnicas em tempo real** consiste na modificação de limitações e redespachos de energia a subir e a baixar aplicados nas unidades de produção e consumo de bombagem por razões de segurança. No processo de resolução de restrições técnicas em tempo real não é estabelecido um mecanismo sistemático posterior de reequilíbrio entre produção e consumo. Os desequilíbrios provocados pela resolução em tempo real das restrições identificadas são resolvidos pela utilização da energia dos serviços de regulação e equilíbrio do sistema [18] [19].

Capítulo 4

Serviços de sistema em ambiente de mercado

4.1. Mercados de serviços de sistema

No presente capítulo efectua-se um levantamento do **Estado da Arte** dos mercados de serviços de sistema, focando o desenvolvimento do mercado, a sua importância, assim como a necessidade de harmonização do mesmo e descrevendo modelos concretos de harmonização.

Os serviços de sistema assumem cada vez mais um papel com uma importância significativa no contexto dos mercados de electricidade. Consistem nos serviços necessários para apoio ao sistema eléctrico, de modo que o fornecimento de energia eléctrica se realize em condições adequadas de qualidade, de fiabilidade e de segurança. Antes da reestruturação do sector eléctrico, estes serviços eram prestados pelas companhias verticalmente integradas, pois constituíam uma parte integrante do fornecimento de energia eléctrica. Com a reestruturação do sector, os serviços mencionados foram desagregados das restantes actividades e, em diversos casos, foram implementadas estruturas de mercado competitivas, existindo entidades com a responsabilidade de fornecimento, comercialização e contratação de energia eléctrica. Surgiram assim os mercados de serviços de sistema.

Para além de serem inerentes ao funcionamento de um sistema eléctrico, a importância dos mercados de serviços de sistema na exploração dos sistemas eléctricos deve-se essencialmente aos sistemas funcionarem cada vez mais próximos dos seus limites de operação, sendo maior a probabilidade de serem violadas restrições técnicas. Deste modo, o problema fundamental assenta no cumprimento dos limites referidos, podendo diversos serviços de sistema ser encarados como uma forma de ajudar a resolver estes problemas.

Nos mercados de electricidade europeus existe um entendimento comum acerca da natureza dos mercados de serviços de sistema (*Balancing market* na Figura 4.1) e seus mecanismos, assim como do seu enquadramento em termos temporais relativamente a outros mercados. A sucessão dos diversos mercados constituintes do mercado de electricidade está representada na Figura 4.1 [20].

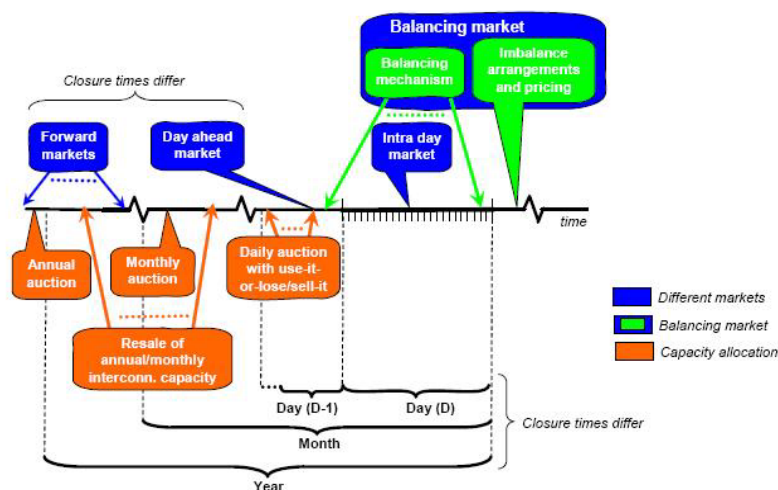


Figura 4.1 – Sequência dos mercados de electricidade [21]

No entanto, não existe um entendimento comum sobre onde os mercados de serviços de sistema ou mecanismos associados (*Balancing mechanism* na Figura 4.1) se iniciam e terminam, como fica demonstrado pela análise da Figura 4.1, dado existir uma sobreposição temporal entre as sessões dos mercados de serviços de sistema e do mercado intradiário (*Intra day market*) [20]. A ETSO (*European Transmission System Operators*) concluiu que existem algumas diferenças físicas entre os sistemas de transmissão na Europa, influenciando o modo como os mercados de serviços de sistema são abordados na actualidade [16]. Estas incluem:

- dimensão e características dos sistemas eléctricos, influenciando a reserva disponível e a capacidade de resposta por parte dos Operadores de Sistema (TSO's);
- interligações AC ou DC, originando diferenças nos serviços disponibilizados. Interligações DC não permitem sincronismo, logo não são possíveis trocas de energia primária ou secundária, de energia reactiva, entre outras;
- disponibilidade de reserva secundária em membros da UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*), podendo esta terminologia não corresponder ao mesmo tipo de reserva para todas as entidades integrantes;
- unidades de produção distintas nos sistemas eléctricos, existindo sistemas com elevada capacidade hídrica, contrapondo com outros com capacidade térmica mais acentuada.

Os serviços de sistema englobam serviços obrigatórios, nos quais os agentes são obrigados a participar no mercado e o serviço é não remunerado, e serviços complementares, em que estes serviços são contratados em ambiente de mercado podendo o serviço ser remunerado. Para citar alguns exemplos destes tipos de serviços, pode-se afirmar que são normalmente considerados como serviços obrigatórios a reserva primária e o controlo de tensão. Usualmente classificam-se como serviços complementares a reserva secundária e a reserva terciária.

A gestão dos serviços de sistema está a cargo do Operador de Sistema, tendo este como principal tarefa a operação do sistema eléctrico em tempo real, garantindo o seu equilíbrio e garantindo também a segurança operacional, sendo necessários os serviços de sistema para a execução das tarefas referidas [22].

A alocação destes serviços pode ocorrer através de um ambiente concorrencial de mercado, utilizando ofertas de compra e venda, ou pela celebração de contratos bilaterais [16].

A estrutura e organização dos serviços de sistema varia de modo assinalável, dependendo do mercado e região em questão, sendo consideradas por algumas entidades distintas constituições destes serviços, podendo os serviços diferirem em termos de parâmetros técnicos ou, sendo similares, serem denominados por terminologias substancialmente diferentes. A *FERC (Federal Energy Regulatory Commission)* identifica seis serviços de sistema: potência reactiva e controlo de tensão (*reactive power and voltage control*), compensação de perdas (*loss compensation*), programação e despacho (*scheduling and dispatch*), seguimento de carga (*load following*), protecção do sistema (*system protection*) e desvios (*energy imbalance*) [23]. Já a *ETSO (European Transmission System Operators)* agrupa os serviços de sistema em três tipos:

- controlo de frequência (com activação automática) [*Frequency control (automatically delivery)*];
- reservas e equilíbrio energético (com activação efectuada por instrução de despacho) [*Reserves and energy balancing (manually instructed delivery)*];
- outros serviços.

O controlo de frequência engloba o controlo primário (*primary control*) e o controlo secundário (*secondary control*). As reservas e os serviços de equilíbrio energético são serviços que não são automaticamente entregues quando requeridos, mas são ao invés instruídos pelo Operador de Sistema (usualmente são agrupados por escala temporal). Os serviços abrangidos por esta categoria variam amplamente conforme o país da Europa em questão. Relativamente a outros serviços, estes agrupam potência reactiva (controlo de tensão), gestão de congestionamentos (*congestion management*), perdas de transmissão (*transmission losses*) e *blackstart* [16].

A União Europeia tem como objectivo a criação de um mercado interno de electricidade, tornando-se dessa forma necessária a realização de passos intermédios para a constituição e funcionamento desse mercado. Os passos transitórios para alcançar a meta proposta consistem na abertura gradual dos mercados nacionais e na criação de mercados transnacionais de energia eléctrica. A implementação deste tipo de mercados exige a existência de capacidade de interligação para trocas de energia eléctrica entre os países que formam os referidos mercados. Devido à limitação dessa capacidade, em determinadas alturas ocorrem situações de congestionamento, obrigando à redução da capacidade comercial de interligação, por a mesma não permitir a obtenção de uma margem de potência suficiente para garantir a segurança de abastecimento nos sistemas eléctricos. É necessário que existam serviços de sistema que permitam o fornecimento de electricidade em condições adequadas de qualidade e fiabilidade em ambiente competitivo. Assim os mercados de serviços de sistema assumem um papel importante na implementação do mercado interno de electricidade.

Devido essencialmente ao aparecimento dos mercados transnacionais, e à consequente troca comercial de electricidade através das interligações existentes entre países/regiões torna-se premente e necessário encontrar e implementar formas de otimizar os processos em que assenta o funcionamento dos mercados de serviços de sistema, de modo a serem

obtidas condições óptimas de eficiência, economia e segurança, sem prejuízo das limitadas capacidades de interligação. Deste modo, é primordial a formulação e posterior implementação de modelos de harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema, constituindo a investigação das possibilidades de harmonização e convergência um trabalho contínuo. De acordo com um relatório estratégico da União Europeia relativo ao desenvolvimento do mercado interno de electricidade, a gestão dos serviços de sistema é tratada de forma diferente em cada país europeu, apontado o relatório para o desenvolvimento de um mercado comum como um instrumento eficaz para evitar situações de poder de mercado [24].

Na secção seguinte são detalhados três modelos de harmonização dos serviços de sistema que têm vindo a ser discutidos a diversos níveis.

4.2. Harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema

A gestão dos serviços de sistema é um ponto-chave no correcto funcionamento dos mercados de electricidade na Europa. Cada estado membro tem desenvolvido abordagens distintas em relação a este tema. É necessário efectuar uma exploração do ponto de situação para o estabelecimento ou aumento de trocas de serviços de sistema entre fronteiras e analisar, em particular, a estrutura destes mercados, assim como questões técnicas relevantes associadas ao seu funcionamento, de modo a facilitar o aumento dessa actividade.

Os benefícios potenciais do aumento de oportunidades para actividades de equilíbrio a efectuar pelo Operador de Sistema nas fronteiras dizem respeito principalmente à contratação de serviços de sistema de forma eficiente, pela possibilidade de utilização de recursos de reserva interna e externa num ambiente competitivo em áreas mais vastas. Esta situação é susceptível de ter associados benefícios em relação à eficiência na produção de energia (com benefícios ambientais associados) e uma diminuição de custos de equilíbrio, que são suportados, em último caso, pelos consumidores.

As questões e benefícios potenciais são similares às que poderiam resultar do aumento de trocas de energia entre mercados, particularmente no respeitante às trocas de energia no mercado intradiário. Diversas das questões associadas com a melhoria das trocas de energia dizem respeito à harmonização do mercado e regulamentação em toda a Europa [25].

A gestão dos serviços de sistema engloba processos e serviços associados com a gestão de potência activa (MW) e com controlo de frequência. Formam um subconjunto dos requisitos globais de operação do sistema eléctrico. Não são considerados outros serviços, como a gestão de potência reactiva ou o controlo de tensão, devido ao carácter local por eles assumidos. Nestas condições, identificam-se duas grandes categorias de serviços de sistema:

- Controlo de frequência (com activação automática);
- Reservas terciárias (com activação por instrução de despacho).

Embora ambas as categorias de serviços sejam importantes na gestão dos serviços de sistema, a troca de serviços de controlo de frequência (reservas primária e secundária) não é considerada na questão da harmonização e convergência, devido à sua natureza bastante mais complexa. É potencialmente mais vantajoso, em termos económicos, o desenvolvimento de mecanismos relacionados com troca de reserva terciária, para intervalos de tempo entre o

dia anterior e alguns minutos antes do tempo real, isto é, antes da entrada em funcionamento de dispositivos automáticos [25] [26].

A harmonização dos mercados de serviços de sistema pode assumir várias formas consoante o grau de harmonização regulatória, os objectivos de convergência e o nível de integração de mercados pretendido.

Existem algumas hipóteses distintas para harmonizar os mercados de serviços de sistema, assentando um modo simples de harmonização na aplicação de procedimentos de ligação entre mercados, permitindo a troca de serviços de sistema, nomeadamente reserva terciária, entre Operadores de Sistema. Formas mais complexas de harmonização englobam características de integração de mercados, através de procedimentos mais avançados de ligação entre mercados ou pela criação de uma estrutura que gere a operação dos mercados de serviços de sistema como um mercado único.

A harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema tem como objectivo proporcionar um aumento da segurança de abastecimento, devido a uma quantidade mais elevada de recursos para a constituição de reserva. Mas este aumento de recursos tem como desvantagem a perda de capacidade de interligação, para utilização no mercado diário e em contratos bilaterais, pois acarretaria a constituição de uma reserva formada por capacidade de interligação para troca de serviços de sistema.

A utilização ou partilha de serviços de sistema resulta em benefícios para os sistemas envolvidos, através da troca de reservas dos mesmos. No entanto, a integração de mercados de serviços de sistema aumenta a complexidade de operação do sistema.

A integração de mercados conduz normalmente a uma eficiência global mais elevada. No entanto, existem potenciais efeitos colaterais na transferência de serviços, resultando, por exemplo, de diversas situações em cada país relativamente à gestão da segurança de abastecimento ou dos procedimentos (e custos) para a aquisição dos serviços de sistema exigidos. Nas situações em que esses efeitos são originários de diferenças ou incompatibilidades entre mecanismos de serviços de sistema, passa a ser necessária uma harmonização. Considera-se mais eficiente e justa a utilização de mecanismos de serviços de sistema harmonizados ou, no mínimo, compatíveis na Europa. A concepção de uma directriz ou modelo de referência relativo a mecanismos de serviços de sistema constitui uma ajuda para se obter a harmonização pretendida, sendo um objectivo a alcançar pela União Europeia [26].

Análises efectuadas aos acordos de troca de reservas terciárias existentes na Europa revelam a definição de soluções para a partilha ou troca de serviços de sistema entre diferentes países. Assim, é possível identificar diferentes níveis de integração na troca de reservas para fins relacionados com serviços de sistema podendo, por exemplo, duas áreas de controlo permitir o acesso mútuo aos seus respectivos recursos. O referido leva, quer a um modelo de *pool* destinado à contratação de reserva (*reserve pooling*), quer a um modelo de concorrência para aquisição de reserva (*reserve trading*) entre os Operadores de Sistema envolvidos. Um modelo de maior cooperação conduz a algumas semelhanças nos mecanismos de serviços de sistema, nos quais os Operadores de Sistema envolvidos não só podem utilizar as reservas dos outros, mas também integrar os seus requisitos de reserva de uma forma que permita a poupança da mesma [26].

As soluções mencionadas possuem aplicação em sistemas europeus, sendo agrupadas em três tipos de modelos que se distinguem entre si pelo nível de integração. Os modelos estruturam-se da seguinte forma:

- Troca de serviços entre Operadores de Sistema (Modelo 1);
- Agentes que operam em diversos mercados simultaneamente (Modelo 2);
- Mercado integrado (Modelo 3).

O Modelo 1 é actualmente aplicado na fronteira entre a França e o Reino Unido, o Modelo 2 está em utilização na Alemanha, enquanto que nos países nórdicos está implementado o Modelo 3.

De seguida é realizada uma descrição pormenorizada de cada uma dos modelos referidos, focando os princípios em que assentam, e referindo os papéis e responsabilidades dos participantes.

4.2.1. Modelo 1

Neste tipo de modelo existe a possibilidade de um Operador de Sistema adquirir uma parte das suas reservas proveniente de outra área de controlo (*control area*), através da organização de um mercado de serviços de sistema, que permite a aquisição de serviços através do Operador de Sistema vizinho. A utilização de uma reserva de outro sistema efectua-se pela troca bilateral de reserva entre Operadores de Sistema. Os agentes (*reserve providers*) oferecem no mercado de serviços de sistema gerido pelo Operador de Sistema da sua área. Cada Operador de Sistema é responsável pela tomada de acções na sua área para a entrega de serviços de sistema a outro Operador de Sistema. Devido à relação exclusiva que mantém com os agentes da sua área de controlo, cada Operador de Sistema define os preços e condições referentes à oferta a estabelecer com o Operador de Sistema vizinho.

A aquisição de reservas provenientes de áreas de controlo vizinhas é exclusivamente baseada na activação (pagamento) de energia. As reservas da área de controlo vizinha apenas são activadas se existir capacidade de interligação disponível. No modelo em questão não é exigida a reserva de capacidade de interligação. No entanto, a activação (e, consequentemente, a aquisição) apenas pode ser efectuada nos casos em que a capacidade de interligação se encontra disponível (capacidade de interligação requerida não pode ser superior à livre após a participação dos agentes no mercado diário e nos mercados intradiários).

Esta abordagem:

- não requer reserva de capacidade de interligação;
- reduz, potencialmente, o pagamento total de energia;
- não necessita de qualquer contrato adicional entre os Operadores de Sistema.

O funcionamento adequado deste modelo implica que se estabeleçam determinados critérios, tais como critérios não discriminatórios para o fornecimento dos serviços mencionados, critérios transparentes de definição de preços para a apresentação de ofertas de um Operador de Sistema a outro, critérios de mobilização de reserva e critérios de aplicação das receitas obtidas.

As vantagens obtidas com a aplicação deste modelo assentam na sua facilidade de aplicação e numa simplicidade assinalável. A implementação do modelo em análise realiza-se de uma forma descentralizada, sendo os participantes no mercado os responsáveis pelos aspectos principais do processo, ficando os Operadores de Sistema com a função de coordenar

os procedimentos correspondentes dos seus programas de intercâmbio [26]. A autonomia dos Operadores de Sistema é mantida, sendo esta solução uma extensão dos procedimentos para utilização em casos de emergência, por parte dos Operadores de Sistema.

A Figura 4.2 descreve os princípios fundamentais em que se baseia o Modelo 1.

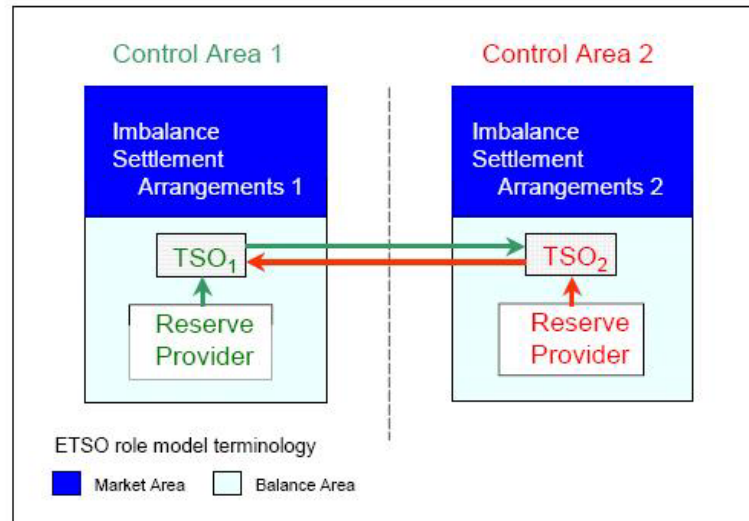


Figura 4.2 – Disposições contratuais para troca de serviços de sistema – Modelo 1 [25]

As características principais do modelo, e que se encontram ilustradas na Figura 4.2, são as seguintes:

- os Operadores de Sistema (TSO's) das áreas de controlo 1 e 2 são distintos e responsáveis pelo equilíbrio na respectiva área de controlo;
- os agentes (*reserve provider*) na área de controlo 1 estão ligados fisicamente à rede controlada pelo Operador de Sistema na área 1 (o mesmo se aplica para a área de controlo 2);
- cada área tem o seu próprio conjunto de regras para funcionamento do seu mercado de electricidade, incluindo as relativas à liquidação de desvios;
- os agentes da área de controlo 1 podem prestar serviços de sistema ao Operador de Sistema da mesma área;
- os agentes da área de controlo 1 **não** podem prestar serviços de sistema directamente ao Operador de Sistema da área de controlo 2;
- o Operador de Sistema da área de controlo 1 pode estabelecer contratos com o Operador de Sistema da área de controlo 2 para o fornecimento de serviços de sistema (e vice-versa);
- o Operador de Sistema da área 1 é responsável pela manutenção do equilíbrio na sua área de controlo, com o intuito de entregar o serviço de sistema ao Operador de Sistema da área 2 [25].

No Modelo 1 o Operador de Sistema apenas pode adquirir serviços provenientes de agentes externos através do Operador de Sistema vizinho. As ofertas de serviços de sistema provenientes do Operador de Sistema vizinho apenas podem ser activadas em concordância com os seus regimes transfronteiriços. Esta limitação conduz a diferentes tempos de activação.

Este modelo encontra-se implementado na fronteira entre França (*RTE – Réseau de Transport d'Electricité*) e Reino Unido (*National Grid*) para a troca de reserva, efectuada através de cabo submarino, sendo a capacidade de interligação entre estas duas regiões de 2000 MW. A *RTE* permite que unidades provenientes da interligação concorram com as unidades de produção de França nos seus mecanismos de serviços de sistema. Unidades provenientes da interligação consistem em unidades virtuais localizadas na interligação entre a área abrangida pela *RTE* e a área vizinha. A entrega física, na sequência de uma oferta de activação, é monitorizada através de um valor configurado do programa de intercâmbio acordado pela *RTE* e pelo Operador de Sistema vizinho, e é posteriormente injectada em ambos os sistemas *AGC (Automatic Generation Control*, inserido na regulação secundária do controlo de frequência). Desta forma, a *RTE* não necessita de monitorizar as unidades físicas de produção na área de controlo vizinha, tendo apenas de monitorizar o programa de intercâmbio entre os Operadores de Sistema, de modo a verificar que a energia activada é realmente entregue [26].

A troca de reservas entre a *RTE* e a *National Grid* abrange dois tipos de serviços:

- troca de serviços de emergência, estando estes serviços permanentemente disponíveis, mas apenas podendo ser solicitados como último recurso. Um Operador de Sistema pode recusar este serviço caso se encontre numa situação em que ao assegurar este serviço ocorra o corte de fornecimento aos seus clientes. Neste âmbito a capacidade oferecida em cada direcção é de 1000 MW;
- serviços de sistema, permitindo aos dois Operadores de Sistema efectuarem trocas de energia de modo a resolverem situações de congestionamento ou manterem o equilíbrio nos seus sistemas. Estes serviços encontram-se disponíveis enquanto não se declarar a sua indisponibilidade. A capacidade oferecida consiste em 500 MW em cada sentido, sendo este volume limitado pela capacidade disponível após o mercado intradiário. Um Operador de Sistema pode requisitar mais de 500 MW. No entanto, a aceitação por parte do outro Operador de Sistema não é obrigatória. Este serviço pode ser utilizado após o Operador de Sistema usar os seus mecanismos de serviços de sistema e não existirem ofertas disponíveis capazes de solucionar o problema.

Os custos inerentes a cada serviço são distribuídos da seguinte forma:

- o Operador de Sistema que activa o serviço paga ao outro Operador de Sistema a utilização;
- está previsto um custo fixo para troca de serviços de emergência;
- para serviços de sistema o custo é anunciado no dia anterior para cada meia hora do dia seguinte. Este custo é baseado nos custos dos desvios para cada sistema.

Os dois tipos de serviços são activados dentro dos limites de capacidade disponível após a finalização dos mercados e dos contratos bilaterais.

Do ponto de vista da *RTE* existe a possibilidade de prorrogar os serviços a outras interligações como passo inicial de troca de serviços entre Operadores de Sistema, assegurando que esses Operadores de Sistema possuem a capacidade de fornecer a energia envolvida e que é permitida pelo seu enquadramento regulamentar a utilização destes serviços.

A RTE oferece a possibilidade, sempre que os regimes transfronteiriços de Operadores de Sistema vizinhos o permitam, de integrar ofertas de áreas interligadas nos mecanismos de serviços de sistema. Esta hipótese foi aberta a participantes provenientes de países como a Suíça, Espanha, Inglaterra e Alemanha. Actualmente considera-se que cerca de 20% da energia comercializada nos mecanismos de serviços de sistema franceses provêm do exterior, situando-se em cerca de 2 TWh por ano [25].

4.2.2. Modelo 2

Neste modelo a aquisição de serviços de sistema a uma área de controlo vizinha abrange o pagamento de uma reserva de capacidade por parte do Operador de Sistema e, consequentemente, o direito exclusivo de utilização da reserva por parte dos agentes da área respectiva. A activação em tempo real é baseada numa ordem de mérito de uma lista de ofertas de reserva. Agentes ligados a áreas de controlo distintas (podendo ser países diferentes), podem contratar, para efeitos de prestação de serviços de sistema, directamente com um Operador de Sistema de uma área de controlo diferente. É permitida aos agentes a apresentação de ofertas nos diversos mercados, permitindo uma valorização do serviço mais adequada. O Operador de Sistema de uma área tem a possibilidade de mobilizar reserva de outra área, efectuando posteriormente o acerto de contas de forma directa com o agente da área em causa [26].

Uma das questões problemáticas relativas a este modelo prende-se com a elevada coordenação que é necessária entre os Operadores de Sistema e com os custos mais elevados que podem surgir, pois têm de existir mecanismos que garantam que, numa situação em que uma oferta é requerida por um Operador de Sistema, a mesma tem obrigatoriamente de ser eliminada da lista de ofertas dos restantes Operadores de Sistema. Uma possível desvantagem deste modelo prende-se com a diminuição da capacidade de interligação entre os sistemas para actuação nos mercados diário e intradiário, devido à reserva de capacidade efectuada para utilização de serviços de sistema.

A Figura 4.3 descreve os princípios fundamentais em que se baseia o Modelo 2.

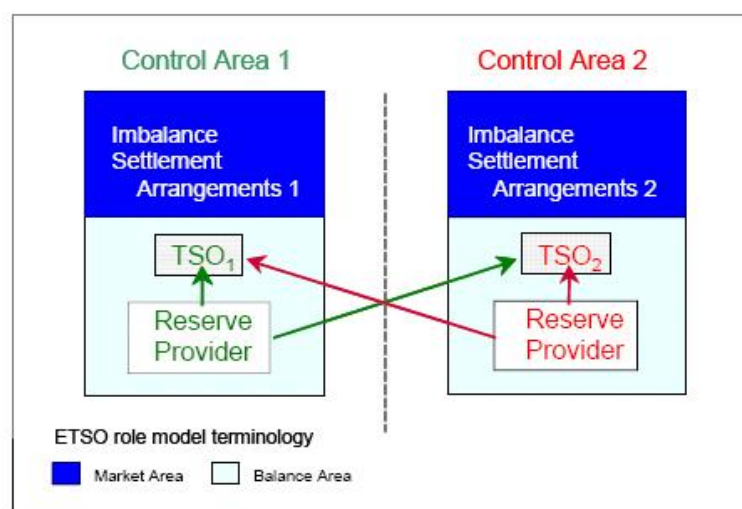


Figura 4.3 – Disposições contratuais para troca de serviços de sistema – Modelo 2 [25]

As características fundamentais do modelo, e que estão representadas na Figura 4.3, consistem no seguinte:

- os Operadores de Sistema das áreas de controlo 1 e 2 são diferentes e responsáveis pelo equilíbrio na sua área de controlo;
- os agentes na área 1 estão fisicamente ligados à rede controlada pelo Operador de Sistema na área 1 (aplica-se o mesmo para a área de controlo 2);
- cada área de controlo possui o seu conjunto de regras do mercado de electricidade, incluindo as relacionadas com a liquidação de desvios;
- os agentes na área de controlo 1 podem contratar e fornecer serviços de sistema ao Operador de Sistema da área de controlo 1;
- os agentes na área 1 também podem contratar e fornecer serviços de sistema **directamente** ao Operador de Sistema da área de controlo 2 [25].

No Modelo 2 o Operador de Sistema pode adquirir serviços directamente de agentes externos. No entanto dois ou mais Operadores de Sistema têm de estar envolvidos, uma vez que a programação das trocas necessita de ser ajustada em ambos os lados da fronteira. Este modelo é utilizado na Alemanha, entre os vários Operadores de Sistema existentes em território alemão.

Desde 2002 que o mercado de serviços de sistema na Alemanha permite a qualquer Operador de Sistema alemão adquirir o seu nível global de reservas através de procedimentos competitivos. Um agente pode participar em cada um dos quatro mercados de serviços de sistema existentes na Alemanha, independentemente da sua ligação à rede física dentro do país. O agente referido tem de estar tecnicamente pré-qualificado para actuar no mercado. Dentro do bloco de controlo alemão, o mercado destinado à aquisição de reserva tem-se desenvolvido rapidamente e de forma dinâmica.

A Figura 4.4 ilustra o funcionamento da troca de reserva nas áreas de controlo em território alemão.

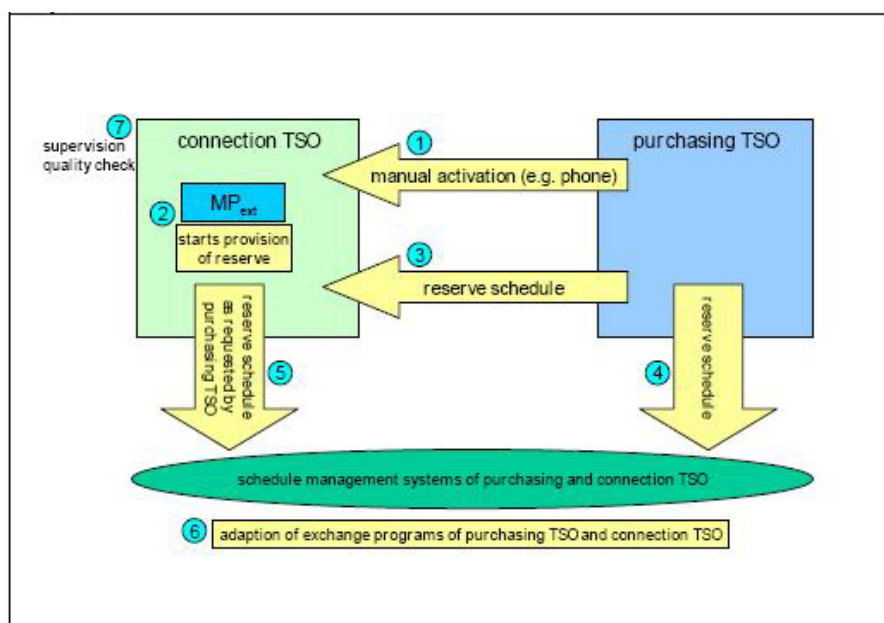


Figura 4.4 - Procedimento para a realização de troca de reserva entre áreas de controlo na Alemanha [25]

O procedimento representado na Figura 4.4 engloba os passos seguintes:

- o Operador de Sistema que necessita de adquirir reserva (*purchasing TSO*) activa o fornecimento da mesma pelo agente externo, por exemplo por telefone (1);
- o agente externo inicia o fornecimento de reserva (aumentando a produção) (2);
- o Operador de Sistema envia o programa de troca de reserva para o agente externo (3);
- o Operador de Sistema envia o programa de troca de reserva para o seu sistema de gestão de programas (4);
- o agente externo fornecedor de reserva envia o programa de troca de reserva para o sistema de gestão de programas do seu Operador de Sistema (*connection TSO*) (5);
- o controlo de frequência dos dois Operadores de Sistema é adaptado automaticamente (6);
- o Operador de Sistema do agente fornecedor de reserva supervisiona e verifica as ofertas de reserva do agente externo (7).

O pagamento do fornecimento de reserva é baseado nos programas de troca. De forma a ter em conta os desvios entre o programa de troca e a produção real, a liquidação dos desvios por parte do agente externo fornecedor de reserva é realizada na área de controlo do seu Operador de Sistema (*connection TSO*). Os desvios do agente externo são liquidados tendo em conta o custo de desvio da área de controlo à qual o agente externo está ligado, sendo pagos ao Operador de Sistema da área.

Caso seja tecnicamente possível, um agente pode oferecer os seus serviços a mais do que um Operador de Sistema em simultâneo, não existindo prioridade para o Operador de Sistema do agente fornecedor de reserva. Se o agente não cumprir com o estabelecido no fornecimento de reserva, o incumprimento ocorre na área de controlo do Operador de Sistema do agente fornecedor de reserva, e consequentemente os desvios são liquidados por esse Operador de Sistema [25].

4.2.3. Modelo 3

No Modelo 3 os Operadores de Sistema concordam em partilhar uma reserva comum, formada pelas capacidades de reserva apresentadas pelos agentes de cada área ao Operador de Sistema correspondente. Os Operadores de Sistema enviam as ofertas provenientes dos agentes para uma lista comum de regulação, sendo a reserva activada através de uma ordem de mérito. Este modelo pressupõe a constituição de um coordenador de Operadores de Sistema, responsável pela gestão de reserva em todos os sistemas. O coordenador de Operadores de Sistema mobiliza a reserva com base na lista de ofertas comum para um determinado sistema, de acordo com as necessidades que se identificam e atendendo às limitações da rede. Trata-se, portanto, de um modelo que integra os mercados de reserva das diversas áreas, conduzindo a uma perda de autonomia por parte dos Operadores de Sistema.

Dependendo das condições, uma reserva comum com estas características pode ser, na prática, difícil de estabelecer. Entre outros aspectos, requer um determinado grau de confiança mútua e um nível de cooperação elevado entre os Operadores de Sistema envolvidos, assim como um certo grau de harmonização de regras relativas a tempos de activação. Uma redução da capacidade total de reserva, devida ao estabelecimento de uma

reserva comum, necessita de ter em consideração o comportamento individual dos sistemas envolvidos (por exemplo tipos e características das centrais, probabilidade de cortes, etc.). Este modelo requer condições de transmissão estáveis, limitando a região para a qual o modelo pode ser aplicado de forma eficiente [26].

A Figura 4.5 descreve os princípios de funcionamento do Modelo 3.

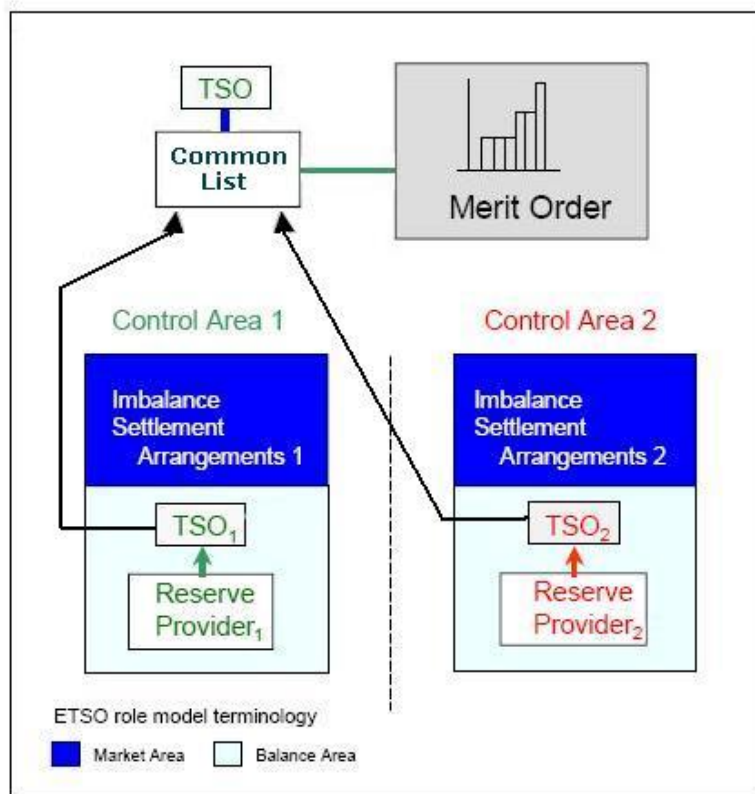


Figura 4.5 – Disposições contratuais para troca de serviços de sistema – Modelo 3 [25]

As características principais do Modelo 3, e que estão representadas na Figura 4.5, são as seguintes:

- os Operadores de Sistema (*TSO's 1 e 2*) das áreas de controlo 1 e 2 são distintos e responsáveis pelo equilíbrio na respectiva área de controlo;
- os agentes (*reserve provider 1*) na área de controlo 1 estão ligados fisicamente à rede controlada pelo Operador de Sistema na área 1 (o mesmo se aplica para a área de controlo 2);
- cada área tem o seu próprio conjunto de regras do mercado de electricidade;
- os agentes de cada área de controlo apenas podem apresentar ofertas ao Operador de Sistema da área correspondente;
- os Operadores de Sistema das duas áreas enviam para uma lista comum (*common list*) as ofertas de reserva provenientes dos agentes, gerida pelo coordenador de Operadores de Sistema (*TSO*);
- as ofertas de reserva agrupadas na lista comum são activadas pelo coordenador de Operadores de Sistema, de acordo com uma ordem de mérito (*merit order*), tendo em atenção as restrições da rede.

No Modelo 3 o valor da capacidade de interligação tem de ser respeitado, ficando a utilização de reservas dependente da mesma, pois podem verificar-se casos em que a capacidade de interligação não é suficiente. Este modelo é actualmente aplicado nos países nórdicos.

O mercado de electricidade nórdico está dividido em duas áreas de controlo, a parte síncrona do *Nordel* e a parte oeste da Dinamarca, pertencente ao sistema da *UCTE*. A tarefa do coordenador de OS consiste em assegurar o equilíbrio físico e a operação segura do sistema, sendo o equilíbrio obtido utilizando as reservas na área com menor custo.

O coordenador de Operadores de Sistema é formado pelos Operadores de Sistema da Noruega (*Statnett*) e da Suécia (*Svenska Kraftnat*), que possuem uma responsabilidade conjunta de manutenção da frequência na parte síncrona do *Nordel*, utilizando recursos de regulação de uma lista nórdica comum. No entanto, os recursos de regulação provenientes da Dinamarca e da Finlândia são coordenados pelos Operadores de Sistema da Finlândia (*Fingrid*) e da Dinamarca (*Energinet.dk*). A lista de ofertas comum está disponível para todos os Operadores de Sistema nórdicos num sistema de informação comum denominado *NOIS* (*Nordic Operational Information System*) [27]. O *NOIS* é constituído pelas ofertas de regulação provenientes de todos os países pertencentes ao mercado nórdico, sendo posteriormente compiladas numa ordem de mérito (por ordem de preço).

Os Operadores de Sistema da Noruega e da Suécia mantêm a frequência no sistema tomando decisões comuns para efectuar regulação para subir ou para baixar, através da activação de ofertas da lista comum durante cada hora de operação. Os Operadores de Sistema *Statnett* e *Svenska Kraftnat* tomam decisões comuns acerca da activação das ofertas referidas. No entanto a activação das ofertas de regulação respeitantes à Finlândia e à parte este da Dinamarca são realizadas pelo *Fingrid* e pelo *Energinet.dk*, após contactarem com o coordenador de Operadores de Sistema. A regulação para subir ou baixar é solicitada através do Operador de Sistema da área onde a regulação necessita de ser efectuada. Se a rede de transporte estiver congestionada, as regulações necessárias para aliviar os pontos de congestionamento são realizadas em primeiro lugar, seguidas da regulação de frequência, caso seja necessária. A Figura 4.6 ilustra a estrutura de funcionamento do mercado de regulação nos países nórdicos.

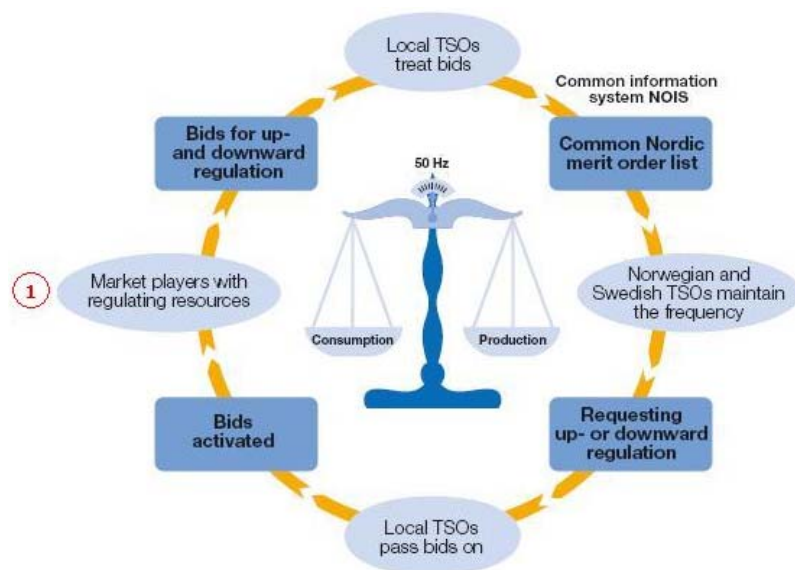


Figura 4.6 – Funcionamento do mercado de regulação nos países nórdicos [24]

Os Operadores de Sistema recebem ofertas dos agentes que estão dispostos a aumentar ou reduzir a sua produção ou consumo. As ofertas são definidas numa base horária. Uma oferta de regulação para subir indica quanto o agente pretende receber para aumentar a sua produção ou diminuir o seu consumo. Uma oferta de regulação para baixar significa quanto o agente admite pagar para diminuir a sua produção ou aumentar o seu consumo. De seguida, os Operadores de Sistema encaminham todas as ofertas para a lista comum, ordenada por ordem crescente ou decrescente de preço. Se é requerida regulação para subir ou para baixar durante a hora de operação, as ofertas são seleccionadas por ordem de preço, como se mostra na Figura 4.7, excepto se existirem restrições da rede ou considerações acerca de segurança operacional que determinem a selecção de outras ofertas [24].

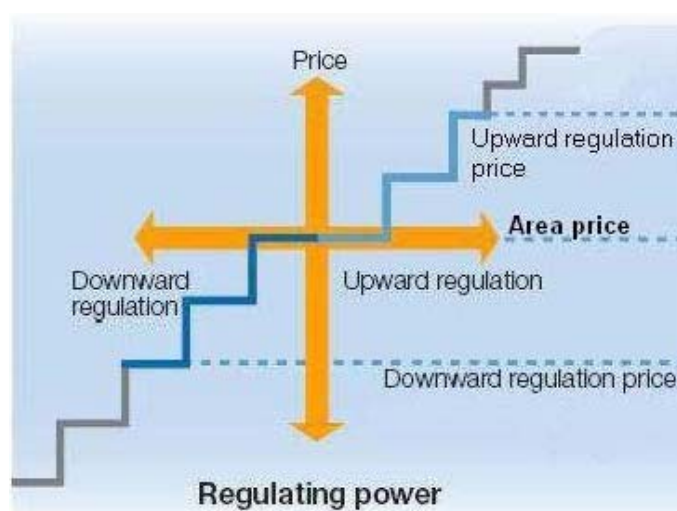


Figura 4.7 – Ofertas para regulação a subir ou a baixar dispostas em ordem de mérito [27]

Um agente cuja oferta é aceite altera a sua produção ou o seu consumo para fornecer ou consumir energia de regulação. Os planos de produção ou consumo que foram apresentados anteriormente são modificados em conformidade com as ofertas aceites. Os agentes seleccionados para regulação são pagos ao preço equivalente ao valor mais elevado das propostas aceites para regulação a subir ou ao menor valor das propostas aceites para regulação a baixar. Isto significa que é obtido um preço igual ou melhor ao da sua oferta, pretendendo-se assim estimular a apresentação de ofertas. Na Noruega, Suécia, Finlândia e parte este da Dinamarca os agentes são remunerados desta forma. Na parte oeste da Dinamarca os agentes recebem o equivalente ao valor da sua oferta, mas apenas em situações com regulação para subir e para baixar na mesma hora e com activação de ofertas provenientes da Alemanha, e não para horas onde se verifiquem congestionamentos nas interligações [27].

Como foi referido, em cada hora o preço de regulação é fixado no preço da última proposta de regulação para subir ou para baixar (preço marginal), dependendo se a regulação total da hora em causa foi para subir ou para baixar. Caso não tenham sido utilizadas propostas de regulação, o preço de regulação é fixado como o preço da área (sistema) obtido. Se não existirem congestionamentos, o preço de regulação é o mesmo para todas as áreas. No caso de se verificar um congestionamento numa área, algumas ofertas de regulação são ignoradas, resultando que o preço de regulação para essa área é diferente dos preços obtidos para as áreas vizinhas.

Normalmente após a resolução de uma restrição de rede, verifica-se um desvio de frequência causado pela utilização de regulação. A frequência é reposta através de um processo de obtenção de equilíbrio que se encontra ilustrado na Figura 4.8. Esta Figura mostra os passos realizados quando é solicitada a activação de, por exemplo 200 MW, sendo activadas reservas de 100 MW na Noruega, 50 MW na Finlândia e 50 MW na Suécia.

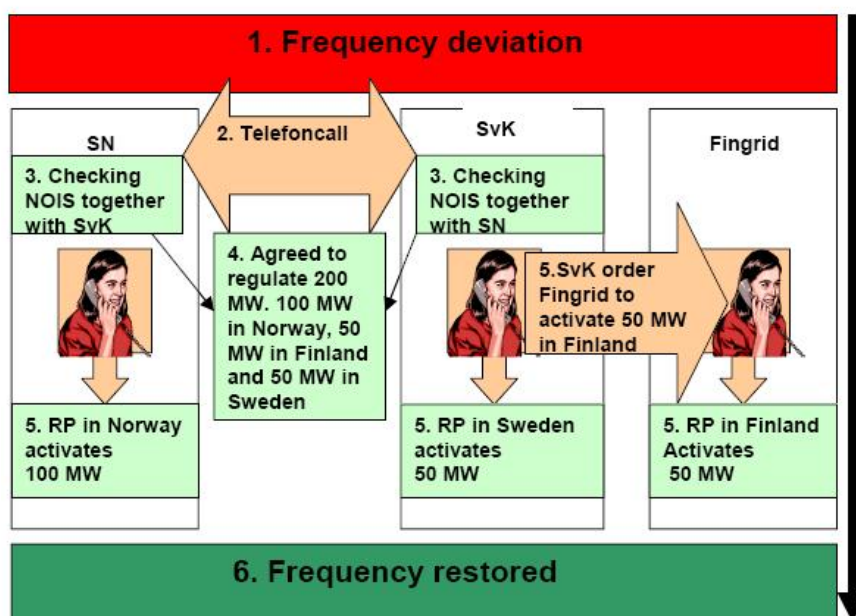


Figura 4.8 – Passos constituintes do processo adoptado para reposição de frequência no Nordel [25]

Os agentes apresentam as ofertas de regulação ao Operador de Sistema da sua área, que transfere as ofertas para o sistema de informação comum NOIS. De acordo com o entendimento obtido no sistema de operações nórdico, os Operadores de Sistema da Noruega (*Statnett* – SN) e da Suécia (*Svenska Kraftnat* – SvK) são conjuntamente responsáveis pela frequência e pela activação de reserva terciária (denominada reserva secundária no Nordel) nos países nórdicos. A Finlândia e a Dinamarca fornecem ofertas para a lista comum. Dependendo da situação de frequência, SN e SvK concordam, por telefone, nos passos necessários a tomar (Figura 4.8). SvK possui a responsabilidade de activar as ofertas provenientes da Finlândia e da parte oeste da Dinamarca, assim como da Suécia, tendo o SN a responsabilidade de activar as ofertas em relação à Noruega e à parte este da Dinamarca. O processo de activação tem a duração de, aproximadamente, 10-15 minutos, obtendo-se no final a normalização da frequência [25].

Embora a regulação no mercado nórdico corresponda, em grande parte, a um processo comum, ainda existem bastantes diferenças entre os países envolvidos relativamente a alguns aspectos, tais como normas e regulamentações, não impedindo no entanto o funcionamento deste mercado.

4.3. Relação dos mercados de serviços de sistema com a capacidade de transmissão/interligação

A principal limitação física para troca/partilha transfronteiriça de reservas entre Operadores de Sistema reside na insuficiente capacidade de interligação entre áreas que pode estar disponível. Consequentemente qualquer congestionamento limita a potencial troca ou

partilha de reservas. Desta forma, para efectivar a troca/partilha internacional de reservas a disponibilidade da respectiva capacidade de transmissão entre áreas reveste-se de uma importância crucial.

Relativamente à reserva terciária (com activação por instrução de despacho), para um potencial fornecimento transfronteiriço tem de existir um programa subjacente para entrega, adicionado aos programas já existentes de trocas. Em caso de congestionamentos, as reservas de capacidade de transmissão podem ser realizadas de forma semelhante às reservas de trocas “normais”.

Uma vez que a capacidade de transmissão é limitada, é necessário tomar medidas apropriadas para organizar o transporte de energia. Com o objectivo de determinar as capacidades relevantes, a ETSO desenvolveu definições para:

- Capacidade total de transporte ou interligação (*TTC – Total Transfer Capacity*);
- Margem de fiabilidade de transmissão (*TRM – Transmission Reliability Margin*);
- Capacidade líquida de transporte ou interligação publicada ($NTC = (TTC - TRM)$ – *Net Transfer Capacity*).

Uma característica comum consiste no intercâmbio entre duas áreas não dever exceder a *NTC* após a activação da reserva terciária. A troca de reserva terciária exige que uma parte da *NTC* esteja disponível para este intercâmbio. Relativamente a este aspecto podem verificar-se duas possibilidades:

- se uma parte da *NTC* é reservada para a troca de reserva terciária, a capacidade disponível para trocas comerciais fica reduzida;
- no caso de não se efectuar reserva da *NTC*, a troca de reservas entre fronteiras não pode ser garantida e apenas é possível nas horas em que restar capacidade não utilizada da troca comercial na direcção pretendida.

Em geral e para todos os tipos de serviços de sistema verifica-se não ser possível prever a quantidade de reserva a contratar que será realmente necessária num determinado momento futuro. No entanto, a reserva de capacidade de transmissão é necessária para se poder realizar a troca física destes serviços em alguns dos modelos descritos. Tal pode implicar um desperdício de recursos disponíveis no caso de a capacidade reservada não ser utilizada. Esta situação é evitada pelo estabelecimento de contratos/acordos que apenas garantam a prestação dos serviços no caso de existir capacidade de transmissão suficiente [26].

A ETSO define *TRM* como uma margem de segurança à disposição dos Operadores de Sistema e que é exigida para um funcionamento normal e seguro do sistema interligado. A *TRM* é utilizada apenas para serviços dinâmicos onde as necessidades não podem ser previstas e as reservas (mesmo para uma gama de capacidade) não podem ser efectuadas antecipadamente, como por exemplo a regulação primária na *UCTE*. Para todos os restantes serviços, a reserva de capacidade utilizando a *NTC* é necessária. A única excepção reside na troca de serviços de emergência entre Operadores de Sistema, que pode ser tratada individualmente pelos Operadores de Sistema, baseado no facto de que em situações de emergência os Operadores de Sistema possuem o panorama da situação actual e podem decidir rapidamente a forma de reagir. A *TRM* não está disponível para as trocas de reserva terciária.

Em relação a todos os serviços que requerem a definição das suas necessidades, como é o caso da reserva terciária, a *ETSO* considera que uma parte da *NTC* tem de ser reservada, e posteriormente utilizada. Dependendo de quem for responsável pela aquisição de capacidade (Operador de Sistema ou agente fornecedor), os custos adicionais decorrentes serão tanto incluídos nos preços iniciais ou adicionados separadamente ao preço das ofertas. Relativamente ao tratamento de reservas de *NTC* existem duas possibilidades distintas [26]:

- as reservas podem ser tratadas da mesma forma que as trocas comerciais (procedimentos de alocação semelhantes e mesmo nível de responsabilidade);
- podem existir parcelas separadas para os respectivos serviços (uma percentagem da *NTC*) mantidas livres (possível alocação separada e possível nível de responsabilidade mais elevado).

No primeiro caso o tratamento da reserva de capacidade para os serviços de sistema respectivos pode ser incorporado no mecanismo usual de alocação e nomeação (confirmação de que a capacidade atribuída permanecerá reservada para trocas de reserva). Usualmente em qualquer ponto dentro de um intervalo temporal (por exemplo, mercado diário, mercado intradiário) a capacidade de transmissão disponível é recalculada. Uma diferença significativa relativamente a outros contratos comerciais assenta no facto de a capacidade não utilizada apenas ser conhecida em tempo real, não podendo dessa forma ser utilizada para qualquer outra troca. Normalmente, a nomeação não faz sentido para reservas terciárias, excepto nos casos em que a capacidade alocada mas não utilizada possa ser transferida para outro sistema. Mesmo sendo económico para o Operador de Sistema a compra de capacidade para efeitos de reserva, outros factores tornam essa compra pouco atractiva, como por exemplo, a reduzida liquidez da negociação de capacidade/energia para os participantes no mercado.

No segundo caso referido a capacidade necessária para a parcela reservada à transacção dos serviços seria perdida para a realização de trocas comerciais, tendo a eficiência económica de ser analisada de modo crítico. Deve ser sublinhado que uma parcela de capacidade separada pode não ser utilizada, não existindo depois qualquer possibilidade de realocação. Normalmente uma parcela separada pode ser eficiente para a gestão de segurança da rede, nos casos em que a segurança da rede depende da disponibilidade de reservas transfronteiriças.

Pode afirmar-se que a troca de reserva terciária entre fronteiras deve utilizar a *NTC*, não se aplicando este conceito a reservas de emergência. A *TRM* é tecnicamente necessária para acomodar de forma segura fluxos de energia entre fronteiras, devidos a eventos imprevistos. A capacidade de transmissão para a troca transfronteiriça de reserva terciária deve ser alocada como qualquer outra capacidade que utilize a *NTC* [26].

4.4. Arquitectura e estrutura do mercado de serviços de sistema

Actualmente os mercados de serviços de sistema nos diferentes países europeus funcionam de acordo com regras distintas. Ao mesmo tempo, a fim de permitir a cooperação destes mercados no âmbito do mercado interno de electricidade na Europa, é necessário um certo nível de harmonização relativamente a regras de funcionamento. No entanto, para ser possível determinar quais os elementos do mercado de serviços de sistema que devem ser

harmonizados, é necessário ter em consideração a relação existente entre a arquitectura e a estrutura do mercado de serviços de sistema [26].

A **arquitectura do mercado** de serviços de sistema define as suas funções e relações com os outros segmentos do mercado de electricidade. Os principais elementos da arquitectura do mercado de serviços de sistema são os seguintes:

- tipos de serviços de sistema considerados;
- métodos de aquisição de serviços de sistema;
- métodos de tarifação de serviços de sistema.

A arquitectura do mercado de serviços de sistema cria os alicerces para a operação do mercado de serviços de sistema, possuindo influência fundamental na sua eficiência global. No entanto, a arquitectura do mercado não tem influência directa no preço real dos serviços de sistema ou na qualidade dos serviços em termos de fiabilidade do sistema, uma vez que estes dependem essencialmente da **estrutura do mercado** de serviços de sistema. A estrutura do mercado é determinada pelos seguintes aspectos:

- número de participantes no mercado;
- estrutura de produção;
- estrutura da rede de transmissão (conectividade e capacidade das linhas).

No caso do mercado de electricidade a oferta e a procura têm de ser equilibradas em cada momento, sendo o equilíbrio assegurado através de um mercado de serviços de sistema administrado por um Operador de Sistema. O mercado de serviços de sistema inicia o seu funcionamento antes da entrega de energia e encerra depois da execução dos contratos estabelecidos, sendo frequentemente denominado como um mercado em tempo real (*real-time market*). A operação do mercado de serviços de sistema pode ser dividida em três fases principais:

- ofertas de regulação/agrupamento das ofertas;
- ofertas de regulação/utilização das ofertas de acordo com as necessidades do momento;
- liquidação dos serviços.

A arquitectura do mercado de serviços de sistema tem de ser ajustada à sua estrutura, incidindo esta principalmente na estrutura de produção e na estrutura da rede de transmissão. Quanto menos flexíveis forem as fontes de produção e menos desenvolvida for a rede de transmissão mais importante se torna a selecção apropriada da arquitectura do mercado. Esta situação deve-se à influência que a arquitectura pode possuir no desempenho das tarefas do Operador de Sistema relativas ao equilíbrio de potência activa e requisitos de fiabilidade do sistema.

Diferentes estruturas de mercado induzem arquitecturas de mercado distintas, de forma a facilitar o funcionamento eficiente dos mercados e segurança no fornecimento. Os mercados relativos a reserva entre fronteiras não devem promover a discriminação entre os participantes no mercado. Funções diferentes dos Operadores de Sistema conduzem a mecanismos de serviços de sistema distintos, que utilizam produtos incompatíveis.

De acordo com a ETSO [26], os elementos pertencentes à arquitectura do mercado de serviços de sistema para os quais a harmonização é recomendada, de modo a assegurar uma cooperação apropriada dos mercados, são os seguintes:

- tempo de fecho dos mercados (*Gate closure time*);
- regras relativas à participação e oferta nos mercados (*Bidding rules*);
- activação das ofertas (*Bid activation*);
- regras de liquidação (*Settlement rules*).

O **tempo de fecho dos mercados** (*Gate closure time*) refere-se simultaneamente a aspectos comerciais e técnicos de operação de mercado. No contexto comercial significa o tempo limite relativo a nomeação para negociação, ou seja, as transacções realizadas nos mercados *forward*. No sentido técnico indica o tempo limite para nomeação de posição física, isto é, a quantidade planeada de energia a ser injectada ou consumida num determinado local da rede. O tempo de fecho dos mercados na Europa varia desde o dia anterior até ao tempo real. O tempo efectivo de fecho depende do tempo que o Operador de Sistema necessita para assegurar o equilíbrio em tempo real e a operação segura da rede. As diferenças nos tempos de fecho dos mercados de serviços de sistema na Europa não possuem um forte impacto na negociação de serviços de sistema entre fronteiras. No entanto, a harmonização dos tempos de fecho dos mercados pode constituir uma questão importante no contexto de oportunidades para negociação em diferentes mercados, mas ao mesmo tempo pode ser de difícil implementação. Este aspecto deve-se essencialmente à variedade de tempos de fecho dos mercados na Europa, resultando principalmente de diferenças na estrutura e arquitectura actual de um mercado particular de electricidade. Com as estruturas de mercado actuais a harmonização do tempo de fecho em todos os mercados de serviços de sistema exige alterações na arquitectura de alguns mercados nacionais. O grau de alteração e o tempo necessário para adaptação podem variar consideravelmente entre mercados devido às diferenças de estrutura nesses mercados.

As **regras relativas à participação e oferta nos mercados** (*Bidding rules*) definem o tipo e âmbito de informação submetida por um participante no mercado de forma a especificar as condições da sua participação no processo de obtenção de equilíbrio do sistema. Em geral, estas regras determinam os seguintes elementos:

- objecto a que se refere (unidade de produção, grupo gerador, participante no mercado, carga, ...);
- elementos constituintes da oferta (preço, custos de arranque, ...);
- período de tempo (meia hora, hora, dia, ...).

As regras referidas dependem dos produtos utilizados nos mercados de serviços de sistema que, por sua vez dependem da arquitectura e estrutura de um mercado particular de electricidade. A concepção pormenorizada das regras resulta das tarefas que devem ser realizadas no mercado de serviços de sistema. As regras mencionadas diferem em detalhes entre os mercados de serviços de sistema. Desigualdades nestas regras entre mercados podem conduzir a diferenças no processo de prestação de serviços, podendo ser inconveniente no caso de negociação de serviços de sistema entre mercados (áreas de controlo). As diferenças existentes nestas regras possuem um impacto evidente na negociação de serviços de sistema

entre fronteiras e podem tornar a negociação mais complexa ou até mesmo impossível de realizar em alguns casos.

Após o instante de fecho dos mercados, as ofertas relativas a serviços de sistema são utilizadas na obtenção de equilíbrio no mercado. O processo de decisão para **activação das ofertas** (*Bid activation*) recorre normalmente a um leilão, em que as ofertas são seleccionadas de modo a minimizar ou maximizar o critério de qualidade utilizado. Na prática trata-se de estabelecer a minimização do custo total de equilíbrio do sistema resultante da utilização dos serviços de sistema. Este custo pode incluir parcelas relativas a acções relacionadas com o equilíbrio de potência activa, assim como com custos de gestão de congestionamentos. Em sistemas não sujeitos a restrições de rede (não limitados por capacidade de interligação) a aceitação das ofertas pode ser rápida e fácil, pois apenas é necessário seleccionar ofertas organizadas segundo uma ordem de mérito. Num sistema sujeito a restrições de rede, tal selecção pode ser inviável devido às restrições da rede de transmissão. Neste caso, as ofertas que minimizam o critério de qualidade utilizado e que cumprem as limitações têm de ser seleccionadas. Um procedimento deste género requer uma abordagem mais sofisticada e consome mais tempo. A questão da harmonização não se foca nas regras de activação das ofertas nos mercados de serviços de sistema, mas centra-se na coordenação dos processos de activação das ofertas entre os Operadores de Sistema envolvidos.

O sistema de liquidação, regido por **regras de liquidação** (*Settlement rules*), possui no mercado de serviços de sistema duas funções:

- realizar a liquidação dos serviços de sistema (*Balancing services settlement*);
- efectuar a liquidação dos desvios resultantes de diferenças imprevistas (*Imbalance settlement*).

Nos mercados europeus ambas as funções são desempenhadas separadamente, mas as regras de liquidação diferem em alguns detalhes. Relativamente à liquidação dos serviços de sistema, o mecanismo de pagamento geralmente baseia-se num pagamento de energia e num pagamento por capacidade.

O pagamento de energia está relacionado com a energia aceite no processo de aceitação das ofertas. As ofertas aceites são pagas pelo preço da oferta ou pelo preço marginal (preço da última oferta aceite num dado intervalo de tempo). O pagamento por capacidade é baseado no valor de capacidade aceite e tem duas formas distintas: o pagamento por disponibilidade de serviço e pagamento pela exploração do serviço quando solicitado.

Em relação à liquidação dos desvios, o volume de energia contratado é comparado com o volume de energia medido no sistema, correspondendo a diferença entre eles ao volume de desvio, que pode ser positivo ou negativo. Este volume é então multiplicado pelo preço de desvio. Existem dois tipos de mecanismos de preço de desvio. Um deles consiste em dois preços para desvios, sendo aplicado um preço para um desvio positivo e outro preço diferente para um desvio negativo. O segundo mecanismo corresponde à aplicação de um preço único para todos os desvios que ocorrem no sistema. Existem igualmente dois métodos para determinar o preço de desvio. Um deles é baseado no preço médio das acções de equilíbrio realizadas enquanto que o outro se baseia no preço marginal das acções de equilíbrio.

As regras de liquidação correspondem a um factor importante na negociação transfronteiriça de serviços de sistema, visto que influenciam o nível de receitas que resultam

da negociação dos serviços de sistema e tornam o mercado mais ou menos atractivo para participantes externos. A harmonização das regras de liquidação em todos os mercados é um factor importante, possuindo influência na negociação de serviços de sistema entre mercados. A questão mais significativa corresponde à necessidade de assegurar compatibilidade de preços entre os mercados envolvidos. No entanto, as diferenças existentes nas regras resultam principalmente de disparidades das arquitecturas de mercado, incluindo disposições regulamentares e estruturas de mercado. Por esta razão a harmonização das regras de liquidação pode-se revelar bastante complexa [26].

Capítulo 5

Harmonização/convergência dos serviços de sistema entre Portugal e Espanha

5.1. Actualidade, modelos adoptados

Actualmente os serviços de sistema assumem um papel bastante significativo no âmbito dos mercados de electricidade. A sua implementação surgiu como consequência do processo de reestruturação a que o sector eléctrico tem sido sujeito nos últimos anos. Os serviços de sistema consistem em serviços que são necessários para assegurar a exploração dos sistemas eléctricos com adequados níveis de segurança, qualidade e fiabilidade, contribuindo de forma essencial para o funcionamento correcto dos sistemas eléctricos.

Com a reestruturação do sector eléctrico os serviços de sistema foram desagregados das restantes actividades e implementaram-se estruturas de mercado competitivas para a sua contratação. Nestes mercados é possível a obtenção dos serviços de sistema através de mecanismos de mercado, que consistem na aceitação de ofertas deste tipo de serviços no mercado respectivo.

Neste capítulo são tratados de forma pormenorizada os mercados de serviços de sistema em Portugal e Espanha. Uma das bases mais relevantes estabelecida para o funcionamento do MIBEL assenta na contratação de serviços de sistema no dia de operação, através de mecanismos de mercado e com a responsabilidade a recair nos Operadores de Sistema. Existem outros pontos que necessitam de evolução para que o funcionamento do MIBEL se aproxime do pretendido. No entanto, neste capítulo a abordagem realizada foca-se no mercado de serviços de sistema.

O conceito de serviços de sistema foi introduzido em Espanha no ano de 1997, e o fornecimento dos mesmos iniciou-se com o arranque do mercado grossista de electricidade, de modo a coordenar o fornecimento de energia eléctrica em tempo real. Em Portugal este conceito foi introduzido posteriormente, passando os serviços de sistema a ser considerados como uma parte fundamental do fornecimento de energia eléctrica. Nos dois países os serviços de sistema são considerados produtos separados e a sua remuneração baseia-se no preço marginal do serviço respectivo.

No entanto, existem algumas diferenças entre os serviços de sistema nos dois países, estando a sua harmonização e convergência actualmente em processo de consideração e estudo. Apresentam-se, de seguida, os serviços de sistema existentes em Portugal e em Espanha, referenciando-se os aspectos comuns e diferenciadores presentes na disponibilidade dos mesmos por parte dos Operadores de Sistema responsáveis por cada área, assim como nos mecanismos de alocação e remuneração existentes.

5.1.1. Serviços de sistema em Espanha

Os serviços de sistema, geridos pelo Operador de Sistema, têm como objectivo adaptar os programas de produção resultantes da contratação de energia, de modo a garantir o cumprimento das condições de qualidade e segurança requeridas para o fornecimento de energia eléctrica. De acordo com o estabelecido no *Real Decreto 1454/2005* [28], os serviços de sistema do sistema eléctrico espanhol são constituídos por:

- Resolução de restrições técnicas resultantes da contratação bilateral física do mercado diário e do mercado intradiário de produção de energia eléctrica, assim como as que possam surgir durante a operação em tempo real;
- Serviços de regulação de frequência, nomeadamente as reservas de regulação primária, secundária e terciária;
- Controlo de tensão da rede de transporte;
- Reposição de serviço;
- Processo de gestão de desvios entre produção e consumo.

O âmbito temporal de aplicação dos serviços de sistema varia entre o horizonte diário, aplicável para a resolução de restrições técnicas resultantes do mercado diário, para atribuições de controlo de tensão e para alocação de banda de regulação secundária, e um horizonte posterior aos mercados intradiários, aplicável para resolução de restrições técnicas em tempo real, serviços de regulação de frequência e reposição do serviço. Em termos económicos, o conjunto dos serviços de sistema possui uma incidência bastante reduzida no custo do fornecimento de energia eléctrica, sendo no entanto fundamentais para a garantia de segurança e qualidade do seu fornecimento. O Operador de Sistema é o responsável pela liquidação dos serviços de sistema.

5.1.1.1. Resolução de restrições técnicas

O processo de resolução de restrições técnicas encontra-se descrito em pormenor no *Procedimiento de Operación del Sistema Eléctrico 3.2 – Resolución de Restricciones Técnicas* [19] e é constituído por três processos distintos, de acordo com o horizonte temporal em que se identificam as restrições técnicas:

- Resolução de restrições técnicas resultantes do programa diário base de funcionamento (PDBF);
- Resolução de restrições técnicas resultantes dos mercados intradiários;
- Resolução de restrições técnicas em tempo real.

O processo de **resolução de restrições técnicas resultantes do PDBF** ocorre sobre o programa que engloba os resultados obtidos no mercado diário e os contratos bilaterais estabelecidos pelos agentes de mercado. O processo é gerido através de mecanismos de mercado, baseando-se num sistema de ofertas específicas de energia a subir ou a descer provenientes das unidades de produção e das unidades de bombagem, de forma a garantir o mínimo custo para o sistema.

Com o objectivo de manter os volumes de produção e de consumo existentes no PDBF, o processo é normalmente dividido em duas fases, sendo a primeira fase referente à solução das restrições identificadas no sistema através da aplicação de redespachos de energia a subir ou a descer. A segunda fase consiste na reprogramação das unidades de produção e de bombagem com o objectivo de eliminar o possível desequilíbrio entre a produção e o consumo resultante da mobilização/desmobilização efectuada na primeira fase. As restrições a identificar podem ser devidas a:

- incumprimento das condições de segurança em regime permanente e/ou após contingência;
- reserva de regulação secundária e/ou terciária insuficiente;
- reserva de potência adicional insuficiente para garantir a cobertura da procura prevista;
- reserva de capacidade insuficiente para o controlo de tensão da rede de transporte;
- reserva de capacidade insuficiente para reposição de serviço.

O processo de **resolução de restrições técnicas resultantes dos mercados intradiários** é efectuado sobre cada um dos programas resultantes das diferentes sessões dos mercados intradiários, que usualmente são seis, e a sua resolução passa pela eliminação das ofertas que originam as restrições, por ordem de precedência das ofertas casadas no mercado intradiário, não resultando qualquer tipo de custo adicional para o sistema.

Ao longo do horizonte de programação podem ocorrer situações de alerta que requeiram a modificação dos programas de produção de uma ou de diversas unidades, pelo que o Operador de Sistema recorre ao processo de **resolução de restrições técnicas em tempo real** para as solucionar. O processo consiste na realização de redespachos de energia a subir ou a descer sobre as unidades de produção e de bombagem. Os desequilíbrios entre produção e consumo que possam resultar destas modificações são normalmente resolvidos através da utilização de energia de regulação.

5.1.1.2. Regulação primária

A regulação primária permite corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos que ocorram entre produção e consumo. No sistema eléctrico espanhol este é um serviço de carácter obrigatório e não remunerado, e o seu fornecimento está a cargo dos reguladores de velocidade das turbinas como resposta a variações de frequência. Deste modo, todas as unidades de produção devem dispor de regulação primária ou, em caso de inviabilidade técnica de instalação de equipamento que o permita, essas unidades deverão contratar este serviço a outros agentes que sejam capazes de o prestar.

No *Procedimiento de Operacion del Sistema Eléctrico 7.1 – Servicio Complementario de Regulación Primaria* [29] encontra-se estabelecida a responsabilidade do Operador de Sistema

definir antes de 31 de Dezembro de cada ano os requisitos de regulação primária para o conjunto do sistema eléctrico, através da expressão (3.1) definida de acordo com os critérios da UCTE. É requerido um período de resposta de 15 segundos para desvios de frequência inferiores a 100 mHz e linearmente entre 15 segundos e 30 segundos para desvios entre 100 mHz e 200 mHz.

5.1.1.3. Regulação secundária

A regulação secundária encontra-se definida no *Procedimiento de Operacion del Sistema Eléctrico 7.2 – Servicio Complementario de Regulación Secundaria* [30] e é um serviço que tem como objectivo a manutenção do equilíbrio entre produção e consumo, corrigindo o desvio instantâneo referente ao programa de intercâmbio nas interligações e o desvio de frequência em torno do valor de frequência estabelecido (50 Hz). É um serviço complementar de oferta facultativa e gerido através de mecanismos de mercado.

Para cada dia, o Operador de Sistema estabelece e comunica aos produtores a reserva de regulação necessária no sistema para cada período de programação do dia seguinte, estabelecendo a relação entre a reserva a subir e a descer para cada zona de regulação (agrupamento de unidades de produção com capacidade de regulação através de um sistema de controlo automático de produção) e os valores máximos e mínimos de banda de regulação admissíveis em cada oferta. Os produtores habilitados a fornecer este serviço enviam as suas ofertas de banda e o Operador de Sistema atribui (antes das 16 horas do dia anterior ao dia em que o serviço será utilizado) as ofertas que, cobrindo as necessidades do sistema, representam um menor custo e respeitam as restrições técnicas estabelecidas.

Depois de activada, a reserva de regulação secundária deve ter a capacidade de actuar num tempo não superior a 30 segundos, fornecendo a totalidade da sua capacidade num tempo próximo dos 100 segundos e mantendo-se durante 15 minutos até que seja substituída pela regulação terciária.

A valorização deste serviço é realizada através dos seguintes conceitos:

- disponibilidade de banda – a banda de regulação atribuída a cada unidade de produção é valorizada ao preço marginal da banda resultante em cada hora, ou seja, ao preço da última oferta aceite;
- utilização de energia – a energia de regulação secundária utilizada é valorizada ao preço marginal da energia de regulação terciária que tenha sido necessário programar em cada hora, a subir e a descer, de modo a substituir a energia de regulação secundária utilizada. O referido corresponde a adicionar às curvas de ofertas de energia terciária, a subir e a descer, a energia de reserva secundária utilizada e a obter o novo preço marginal obrigatoriamente superior ao preço marginal de reserva terciária, visto terem que ser aceites ofertas mais caras.

5.1.1.4. Regulação terciária

A regulação terciária é um serviço que se encontra descrito no *Procedimiento de Operacion del Sistema Eléctrico 7.3 – Servicio Complementario de Regulación Terciaria* [31] e que tem como objectivo a restituição do nível de reserva de regulação secundária que tenha

sido utilizada e o ajuste do equilíbrio entre produção e consumo em períodos inferiores ou iguais a uma hora.

É um serviço de oferta obrigatória, gerido por mecanismos de mercado. Desta forma, todas as unidades de produção estão obrigadas a apresentar uma oferta que inclua toda a sua reserva terciária disponível, para subir e para descer, para cada um dos períodos horários do dia seguinte. A alocação é realizada pelo Operador de Sistema através da aplicação de critérios de custo mínimo e do estabelecimento de preços marginais para a reserva terciária a subir e para a reserva terciária a descer.

A reserva mínima de regulação terciária a subir em cada período de programação será igual à máxima produção perdida caso ocorresse uma falha simples de um elemento do sistema eléctrico, com um acréscimo de 2% do valor do consumo previsto em cada período de programação. De acordo com o indicado no *Procedimiento de Operación del Sistema Eléctrico 1.5 – Establecimiento de la Reserva para la Regulación Frecuencia-Potencia* [32], a reserva terciária a descer é estabelecida em função das condições de operação, variando entre 40% e 100% da reserva terciária a subir.

A variação de potência das unidades de produção ou de bombagem é realizada através da activação por instrução de despacho das centrais e deve estar disponível num tempo não superior a 15 minutos, podendo ser mantida, no mínimo, durante duas horas.

A valorização da energia de regulação utilizada é efectuada separadamente para energia a subir e energia a descer, sendo retribuída ao preço marginal horário, ou seja, ao preço da última oferta aceite em cada um dos casos.

5.1.1.5. Controlo de tensão da rede de transporte

O serviço de controlo de tensão por parte dos produtores encontra-se descrito no *Procedimiento de Operación del Sistema Eléctrico 7.4 – Servicio Complementario de Control de Tensión de la Red de Transporte* [33]. Este serviço tem como objectivo garantir um adequado controlo da tensão nos nós da rede de transporte, de forma a que a operação do sistema se realize nas condições de segurança e fiabilidade requeridas.

Consiste num serviço com uma prestação mínima de carácter obrigatório para unidades com capacidade de produção igual ou superior a 30 MW, empresas de transporte, consumidores qualificados não pertencentes à tarifa regulada, ligados directamente à rede de transporte e com potência contratada igual ou superior a 15 MW e para as entidades que operam redes de distribuição. Neste âmbito, cada unidade com capacidade de produção igual ou superior a 30 MW deve declarar ao Operador de Sistema a banda máxima de produção/absorção de potência reactiva que pode fornecer para os diferentes níveis de produção de energia activa.

A valorização deste serviço assenta em critérios definidos no *Procedimiento de Operación del Sistema Eléctrico 7.4 – Servicio Complementario de Control de Tensión de la Red de Transporte* [33], e é variável dependendo do tipo de fornecedor do serviço, baseando-se normalmente em quatro termos diferenciados referentes à disponibilidade de banda de produção de energia reactiva, de banda de absorção de energia reactiva, de produção de energia reactiva e de absorção da mesma. A valorização da energia adicional que possa ser oferecida por produtores, consumidores provedores do serviço ou gestores da rede de distribuição é retribuída através de um sistema de preços regulados.

Apesar de se encontrar regulamentado, o mercado do serviço de controlo de tensão da rede de transporte não é aplicado actualmente em território espanhol. Esta situação deve-se essencialmente ao carácter local deste tipo de controlo, não favorecendo a criação de um mercado único a nível nacional que garanta uma concorrência efectiva.

5.1.1.6. Reposição de serviço

A implementação da capacidade de *blackstart* como serviço de sistema encontra-se numa fase embrionária, sendo actualmente objecto de estudo. O documento que descreve este tipo de serviço é o *Procedimiento de Operacion del Sistema Eléctrico 7.5 – Reposición del Servicio* [34], encontrando-se actualmente em fase de elaboração. A definição e atribuição dos geradores que, em cada ano, serão responsáveis pelo fornecimento do serviço encontra-se a cargo do Operador de Sistema, sendo o nível de serviço necessário calculado de acordo com planos de contingência para as diferentes zonas do país.

5.1.1.7. Gestão de desvios entre produção e consumo

O mercado de gestão de desvios entre produção e consumo encontra-se descrito no *Procedimiento de Operación del Sistema Eléctrico 3.3 – Resolución de los Desvios Generación-Consumo* [35] e tem como objectivo a resolução de desvios que possam ocorrer entre o fecho de uma sessão do mercado intradiário e o início da sessão seguinte. No entanto, a activação deste mercado apenas é realizada por parte do Operador de Sistema quando se verificam desvios comunicados e/ou previstos superiores a 300 MW durante várias horas.

É um serviço facultativo gerido por mecanismos de mercado e que permite estabelecer uma ligação entre a regulação terciária e os mercados intradiários, facultando uma maior flexibilidade na resolução dos desvios, sem colocar em risco as reservas de regulação secundária e terciária requeridas.

A valorização da prestação do serviço é realizada ao preço marginal das ofertas referentes a cada período horário, sendo determinada pelo preço da última oferta aceite.

5.1.2. Serviços de sistema em Portugal

A publicação da Proposta de Regulamento de Operação das Redes [36] e, numa fase posterior, do Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema [18], ambos do ano de 2007, clarificaram um pouco a situação dos serviços de sistema no sistema eléctrico português. Deste modo, os serviços de sistema considerados no sistema eléctrico português são os seguintes:

- Resolução de restrições técnicas resultantes da contratação bilateral física, do mercado diário e do mercado intradiário de produção de energia eléctrica, e também as que possam surgir em tempo real;
- Serviços de regulação de frequência, nomeadamente as reservas de regulação primária, secundária e terciária;
- Processo de resolução de desvios;
- Controlo de tensão da rede de transporte;
- Reposição de serviço.

5.1.2.1. Resolução de restrições técnicas

O processo de resolução de restrições técnicas apresenta três fases distintas, de acordo com o período horário em que se realiza. Desta forma, no sistema eléctrico português o processo ocorre para os resultados obtidos após o **mercado diário**, para os resultados obtidos para cada **mercado intradiário** e ainda durante a operação em **tempo real**.

De seguida são apresentadas considerações relativas a cada um deles. Uma descrição mais pormenorizada relativamente ao funcionamento deste processo encontra-se disponível no Manual do Gestor do Sistema [18], mais concretamente no respeitante à informação a disponibilizar ao Operador de Sistema e ao modo como este identifica e procede à resolução das restrições técnicas verificadas.

O processo de verificação e **resolução das restrições técnicas resultantes do mercado diário** é realizado sobre as ofertas aceites no *pool* de energia e as produções/cargas associadas aos contratos bilaterais. A informação proveniente do *Operador del Mercado Ibérico de Energía – Pólo Español* (OMEL), por unidade de oferta (pode englobar uma bacia hidrográfica ou corresponder simplesmente a um grupo térmico), deve ser fornecida ao Operador de Sistema durante o período compreendido entre as dez horas (hora espanhola de encerramento do mercado diário) e as onze horas espanholas (hora espanhola limite para a comunicação de contratos bilaterais), para que este possa proceder à elaboração do programa diário base de funcionamento (PDBF). Após este período, os agentes intervenientes no mercado devem comunicar a desagregação da energia contratada por unidade física (central hídrica ou grupo térmico) e as ofertas para a resolução de restrições técnicas.

A apresentação das ofertas para a resolução de restrições técnicas é obrigatória para todas as unidades de oferta associadas a produção ou a consumos relativos a bombagem que tenham realizado contratos bilaterais e deve incluir, para cada período horário, os pares de energia/preço para a mobilização de energia e para a desmobilização de energia. Caso as unidades não apresentem essas ofertas, as mesmas serão retiradas da curva apresentada ao *Operador del Mercado Ibérico de Energía – Pólo Español* (OMEL).

Após a recepção das ofertas mencionadas, com início às onze horas e quinze minutos (hora espanhola) e finalizada trinta minutos depois, o Operador de Sistema inicia o processo de resolução das restrições técnicas. O processo, de acordo com as normas apresentadas no Manual do Gestor do Sistema, encontra-se dividido em duas fases:

- Fase I: modificação do programa de contratação resultante do mercado diário por critérios de segurança;
- Fase II: reequilíbrio entre produção e consumo.

O objectivo da Fase I consiste na determinação das restrições técnicas que possam afectar a execução do programa contratado, identificando as alterações à programação necessárias para eliminar as violações de restrições técnicas detectadas. A mobilização ou desmobilização de energia que a Fase I acarreta pode provocar desequilíbrios entre produção e consumo, pelo que o Operador de Sistema necessita de proceder, em seguida, à realização da Fase II de modo a promover o reequilíbrio necessário.

A remuneração dos agentes intervenientes varia consoante o tipo de participação que tiverem no processo. Os agentes de mercado vendedores que sejam mobilizados para efeito

de resolução de restrições técnicas ou para colmatar um défice de produção são remunerados através da utilização do mínimo entre o valor das ofertas apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e o valor das ofertas apresentadas, e não contratadas, no mercado diário. Caso se verifique a necessidade de desmobilizar energia como consequência da violação de uma restrição técnica, os agentes de mercados vendedores que sejam obrigados a efectuar a desmobilização possuem a obrigação de pagar a energia desmobilizada ao preço de encontro do mercado diário, o que equivale, em termos práticos, a uma recompra da mesma.

A remuneração aos agentes de mercado compradores e aos mobilizados para colmatar défices de produção através da desmobilização de consumo de bombagem é realizada através da utilização do máximo entre o valor das ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e o valor das ofertas apresentadas no mercado diário.

Finalmente, os agentes de mercado mobilizados para resolver situações de excesso de produção vêm a sua actuação remunerada pelo valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário.

A **resolução das restrições técnicas do mercado intradiário** assenta, tal como em Espanha, na eliminação das ofertas que originam as restrições, por ordem de precedência das ofertas casadas no mercado intradiário, não advindo qualquer custo adicional para o sistema.

Durante o horizonte temporal de programação podem ocorrer situações que necessitem da modificação dos programas de produção de uma ou de mais unidades, pelo que o Operador de Sistema recorre ao processo de **resolução de restrições técnicas em tempo real** para as solucionar. O processo consiste na realização de redespachos de energia a subir ou a descer sobre as unidades de produção e de bombagem. Os desequilíbrios entre produção e consumo que possam resultar destas modificações são normalmente resolvidos através da utilização de energia de regulação.

5.1.2.2. Regulação primária

A correcção automática dos desequilíbrios instantâneos que possam surgir entre produção e consumo está a cargo do serviço de regulação primária. Como descrito no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema [18], o seu fornecimento é realizado através da variação de potência dos geradores, de forma imediata e autónoma, por actuação dos reguladores de velocidade das turbinas como resposta às variações da frequência.

Para o sistema eléctrico português, a reserva de regulação primária exigida, num ano concreto, é definida pelos critérios de regulação do sistema interligado europeu estabelecidos pela UCTE sendo calculada segundo a expressão (3.1).

O tempo de resposta deve ser imediato e a sua duração máxima face a perturbações que origemem desvios de frequência inferiores a 100 mHz deve ser de 15 segundos, variando linearmente entre 15 segundos e 30 segundos para desvios de frequência entre 100 mHz e 200 mHz.

No sistema eléctrico português, tal como no espanhol, este serviço é de carácter obrigatório e não remunerado, devendo ser disponibilizado por todas as unidades de

produção. Em caso de inviabilidade técnica, deverá ser subcontratado por parte das mesmas a outros agentes que o possam fornecer.

5.1.2.3. Regulação secundária

A regulação secundária, associada ao serviço de telerregulação, apresenta-se no sistema eléctrico português como um serviço passível de remuneração. A sua contratação baseia-se em mecanismos de mercado, e a apresentação de ofertas (ofertas de banda em MW com especificação do preço em €/MW para cada hora do dia seguinte) por parte dos agentes detentores de activos de produção tem como objectivo corresponder às necessidades de banda de reserva de regulação secundária necessárias para o funcionamento do sistema, e que são diariamente determinadas pela REN (Operador de Sistema). Estas ofertas estão ainda limitadas a um valor máximo e mínimo de banda determinadas pelo Operador de Sistema.

A reserva de regulação secundária a manter no sistema eléctrico português é função da evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade esperada de falha dos geradores ligados, sendo determinada pelo Operador de Sistema para cada período de programação [18].

O início da actuação da regulação secundária não deve ser superior a 30 segundos e a sua actuação deve estar concluída e eventualmente completada pela acção da regulação terciária num tempo não superior a 15 minutos [18].

A valorização do serviço de regulação secundária é realizada através dos seguintes conceitos:

- a banda de regulação é valorizada ao preço da última oferta aceite de entre as duas curvas formadas (banda a subir e banda a descer);
- a energia de regulação secundária efectivamente utilizada é valorizada ao preço da última oferta de energia de regulação terciária encontrada em cada hora. Esta valorização advém do facto de a energia terciária mobilizada visar substituir a reserva de regulação secundária utilizada.

5.1.2.4. Regulação terciária

A regulação terciária tem como função restituir o nível de reserva de regulação secundária que tenha sido utilizada. Consiste num serviço gerido por mecanismos de mercado e de carácter obrigatório, pelo que todos os agentes intervenientes, pertencentes a uma dada área de balanço (conjunto de unidades instalação de produção nos quais se agregam os desvios de produção), devem apresentar as suas ofertas de regulação tanto a subir como a descer. As áreas de balanço existentes devem oferecer, para cada período de programação, toda a sua reserva de regulação disponível, tanto para subir como para descer.

Actualmente, as áreas de balanço consideradas no sistema eléctrico português são as seguintes:

- centrais hídricas localizadas na bacia do Douro Internacional;
- centrais hídricas localizadas na bacia do Douro Nacional;
- centrais hídricas localizadas na bacia do Cávado;
- centrais hídricas localizadas na bacia do Lima;

- centrais hídricas localizadas na bacia do Mondego;
- centrais hídricas localizadas na bacia do Tejo e Zêzere;
- centrais hídricas localizadas na bacia do Guadiana;
- centrais térmicas por nível de tensão.

A reserva mínima de regulação terciária em cada período de programação deve ser definida pelo Operador de Sistema, tomando como referência a perda máxima de produção provocada de forma directa pela falha simples de um elemento do sistema eléctrico, aumentada em 2% do consumo previsto em cada período de programação. A falha simples de um elemento do sistema eléctrico corresponde ao denominado critério N-1 e centra-se na análise da falha de um grupo gerador, circuito de linha, transformador ou reactância [18].

O tempo máximo para a activação total da reserva de regulação terciária encontra-se definido como sendo de 15 minutos.

A remuneração aos agentes de mercado chamados pelo Operador de Sistema a mobilizar ou desmobilizar produção/consumo (bombagem) é realizada ao preço marginal das ofertas de regulação.

5.1.2.5. Processo de resolução de desvios

Diariamente o Operador de Sistema elabora e publica uma previsão horária do consumo de energia. Essa previsão, actualizada 90 minutos antes do fecho do mercado diário, serve de referência ao Operador de Sistema para verificação de discrepâncias entre a energia negociada no mercado diário, acrescida de contratos bilaterais, e a previsão referida. Durante cada sessão do mercado intradiário são realizados, por parte dos agentes, ajustes da energia negociada, permitindo ao Operador de Sistema a elaboração dos Programas Horários Operativos (PHO's). No entanto, ocorrem situações em que a energia negociada no final de cada mercado intradiário é distinta do consumo previsto pelo Operador de Sistema, pelo que este necessita de despachar energia de reserva de regulação para anular as diferenças verificadas. Referiu-se energia de reserva de regulação e não a energia de reserva de regulação terciária, pois a energia utilizada para anular a diferença referida pode prever um tempo de entrada em funcionamento, em caso de necessidade, superior aos 15 minutos previstos para a energia de reserva de regulação terciária, podendo mesmo encontrar-se não sincronizada com a rede. A valorização da energia mobilizada para este efeito é realizada ao preço marginal das ofertas de reserva de regulação comunicadas para cada período de programação.

5.1.2.6. Controlo de tensão da rede de transporte

A legislação que suporta o serviço de sistema controlo de tensão da rede de transporte encontra-se actualmente em fase de desenvolvimento. No sistema eléctrico português o controlo de tensão é um serviço obrigatório e não remunerado, existindo a possibilidade de ser contratado de forma bilateral, no caso de o Operador de Sistema assim o entender.

5.1.2.7. Reposição de serviço

O serviço de sistema denominado de reposição de serviço, e que assenta na capacidade de *blackstart* que os grupos geradores possuem, tem procedimentos definidos no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema [18]. Desta forma, quando ocorre um *blackout* total ou parcial, o Operador de Sistema deve activar os Planos de Reposição de Serviço, caso existam, ou em caso de inexistência dos mesmos deve coordenar as manobras de reposição, com o objectivo primário de recuperar a continuidade das interligações com Espanha. Actualmente, trata-se de um serviço obrigatório para as unidades nomeadas pelo Operador de Sistema e não remunerado, para o qual está prevista a possibilidade de realização de contratos bilaterais. Assim como no caso do controlo de tensão, a legislação referente à reposição de serviço não se encontra implementada em Portugal.

Recentemente foi instalado o serviço de *blackstart* na central de Castelo de Bode. No entanto, e uma vez que esta central se encontra ainda abrangida pelo mecanismo correspondente aos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC's), este serviço não será remunerado no imediato.

5.2. Discrepâncias entre serviços de sistema em Portugal e Espanha

Actualmente os mercados de serviços de sistema no âmbito dos sistemas eléctricos de Portugal e Espanha apresentam algumas diferenças. Em Espanha, o mercado de serviços de sistema está implementado desde o ano de 1998, possuindo um tempo de funcionamento superior a dez anos. Em Portugal, o mercado de serviços de sistema iniciou o seu funcionamento a 1 de Julho de 2007, seguindo um conjunto de regras presentes no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema [18] e utilizando plataformas informáticas e sistemas de informação provisórios.

No sistema eléctrico espanhol o mercado de serviços de sistema encontra-se perfeitamente estabilizado e com uma implementação definitiva, devido essencialmente à legislação existente em Espanha e à experiência adquirida pelos cerca de dez anos de funcionamento do mercado. No sistema eléctrico português o mercado de serviços de sistema ainda se encontra numa fase inicial de implementação, pois o seu funcionamento é muito recente, e as regras de funcionamento do mercado ainda não se encontram totalmente aplicadas, estando algumas ainda em fase de desenvolvimento, não se encontrando por isso o mercado a funcionar de forma estabilizada.

Relativamente a outras diferenças, o controlo de tensão em Espanha encontra-se regulamentado através de legislação existente, ao passo que em Portugal não existe regulamentação nem implementação do serviço, encontrando-se a legislação em fase de desenvolvimento. Este serviço é remunerado em Espanha, enquanto que no caso português a remuneração é inexistente. O serviço de sistema com menor desenvolvimento na Península Ibérica é a reposição de serviço, visto não existir legislação que suporte o serviço em nenhum dos dois países.

5.3. Gestão da capacidade de interligação face a possíveis congestionamentos

A possibilidade de utilização ou partilha de serviços de sistema com benefícios resultantes para os sistemas envolvidos, o aumento da segurança de abastecimento, a utilização de recursos de reserva em ambiente competitivo, assim como a ocorrência de situações que originam a redução da capacidade de interligação disponível entre Portugal e Espanha motivam a apresentação de uma proposta de harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema na Península Ibérica. Pretende-se com o mencionado, minimizar a redução ou mesmo a anulação da capacidade de interligação disponível entre os dois países e proporcionar uma utilização mais eficiente da mesma.

As situações em que se revela necessária a redução/anulação da capacidade de interligação disponível para fins comerciais face ao valor inicialmente previsto e publicado acontecem, na sua maioria, no sentido de Espanha para Portugal, e são devidos a uma margem de potência insuficiente que garanta a segurança de abastecimento no sistema eléctrico espanhol. As reduções/anulações de capacidade de interligação aplicam-se numa fase anterior ao encerramento do mercado diário na totalidade das interligações internacionais do sistema eléctrico espanhol, sendo deste modo consideradas no processo de encontro do mercado diário.

Nos casos referidos, conjuntamente com o facto de o programa global de trocas de energia eléctrica resultante do PDBF para a interligação entre Portugal e Espanha, na direcção Espanha-Portugal ser superior ao valor da capacidade efectiva disponível para troca de energia eléctrica na interligação, resulta na intervenção do Operador de Sistema português, em coordenação com o seu homólogo espanhol, que identificam a amplitude da diferença entre os valores (programa global de trocas e capacidade de interligação disponível), considerando a mesma diferença na programação da operação de cada um dos sistemas. Esta diferença é considerada como uma necessidade de reserva adicional de potência. Posteriormente ao PDBF, no momento da programação para o qual se identifica a necessidade de reserva adicional de potência, se o valor da troca de energia eléctrica entre os sistemas for realmente superior ao valor máximo permitido pelos critérios de segurança de operação de um ou de ambos os sistemas eléctricos, ocorre uma situação de congestionamento.

Numa situação deste tipo é aplicada uma acção coordenada de balanço no sentido Portugal-Espanha (sentido oposto ao da situação de congestionamento), que consiste no estabelecimento por parte dos dois Operadores de Sistema, em tempo real e de forma coordenada, de um novo programa de troca de energia eléctrica na interligação, com a amplitude apropriada (tendo em consideração a diferença entre o programa de trocas e o valor previsto e publicado da capacidade de interligação disponível). Este programa é sobreposto aos programas de troca existentes, de forma a que o saldo líquido global dos programas de trocas entre os dois sistemas eléctricos não exceda o valor da capacidade de interligação disponível, permitindo assim a resolução da situação de congestionamento detectada em tempo real. Posteriormente à programação efectiva da acção coordenada de balanço, cada sistema deve efectuar a gestão dos seus mecanismos de balanço em conformidade, tendo em conta as necessidades globais de cada sistema para fazer face à nova situação [14].

Podem ocorrer situações em que, por razões de segurança do sistema eléctrico espanhol, seja necessária a redução/anulação da capacidade de exportação de energia eléctrica para os sistemas eléctricos interligados. A aplicação das reduções/anulações referidas antes do encerramento do mercado diário não implica que seja necessário efectuar acções coordenadas de balanço na interligação entre Portugal e Espanha, na direcção Portugal-Espanha, visto as acções coordenadas de balanço serem estabelecidas em tempo real.

Existe a possibilidade de aplicação, por parte do sistema eléctrico português, de uma redução da capacidade de interligação disponível, no sentido Portugal-Espanha, de forma a garantir a segurança de abastecimento. Como foi descrito para o caso espanhol, também em Portugal a redução/anulação da capacidade de interligação no sentido Portugal-Espanha, pode originar situações de congestionamento sendo necessário, nesses casos, a aplicação de acções coordenadas de balanço na direcção Espanha-Portugal. A maioria das acções coordenadas de balanço efectua-se no sentido de Portugal para Espanha, de modo a garantir as transacções de energia eléctrica requeridas.

As reduções da capacidade de interligação disponível entre Portugal e Espanha e possíveis aplicações de acções coordenadas de balanço, assim como a possibilidade de utilização de recursos de reserva em ambiente concorrencial e a possibilidade de partilha de serviços de sistema com benefícios para os dois sistemas fizeram com que os Operadores de Sistema considerassem essencial a harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema nos dois sistemas eléctricos.

A harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema deve proporcionar um aumento na segurança de abastecimento, devido à existência de um volume mais elevado de recursos para o fornecimento de reserva. No entanto, o aumento da segurança de abastecimento não deve implicar um valor inferior de capacidade de interligação disponível para utilização por parte dos agentes no mercado diário ou contratação bilateral, pois seria necessária a constituição de uma reserva de capacidade de interligação, pelos Operadores de Sistema, para troca exclusiva deste tipo de serviços.

O modelo de harmonização de mercados de serviços de sistema a aplicar em Portugal e Espanha deve contribuir para uma melhoria das condições sociais e económicas da região, com níveis elevados de segurança de abastecimento e de fiabilidade dos sistemas, resultando um funcionamento mais eficiente do mercado.

5.4. Aplicabilidade dos três modelos de harmonização/convergência considerados no caso concreto do MIBEL

A harmonização dos mercados de serviços de sistema, mais concretamente de reserva terciária, no âmbito do MIBEL, tem a possibilidade de assumir várias formas, de acordo com o grau de harmonização, os objectivos de convergência e o nível de integração pretendido. Consideraram-se diversas soluções aplicadas em sistemas europeus, sendo posteriormente agrupadas em três tipos de modelos de harmonização previamente descritos.

Neste sentido torna-se necessário efectuar uma análise acerca da aplicabilidade dos três modelos de harmonização dos serviços de sistema, descritos em pormenor no Capítulo 4, ao caso do MIBEL. Os modelos mencionados possuem características próprias, encontrando-se estruturados do modo seguinte:

- Modelo 1: Troca de serviços entre Operadores de Sistema;
- Modelo 2: Agentes que operam em diversos mercados simultaneamente;
- Modelo 3: Mercado integrado.

A aplicação de um destes modelos, com o objectivo de harmonizar os mercados de serviços de sistema entre Portugal e Espanha, assume-se como uma meta a alcançar brevemente. No entanto, a harmonização destes mercados implica uma modificação evidente no funcionamento dos mesmos, numa altura em que se torna essencial que ocorra uma estabilização no funcionamento deste mercado em Portugal devido ao mercado de serviços de sistema ter ainda pouco tempo de vida. O mercado de serviços de sistema em Portugal arrancou a 1 Julho de 2007, com a sua implementação a ser efectuada com base em regras transitórias definidas no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema [18] e suportada por aplicações provisórias realizadas para o caso em questão. Esta fase transitória tem decorrido de modo gradual, tendo em vista uma implementação e aplicação total das regras presentes no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema, assim como uma evolução das aplicações informáticas, cuja estabilização será alcançada num futuro próximo.

Posteriormente a esta fase de estabilização e de obtenção de experiência de funcionamento do mercado de serviços de sistema em Portugal, os Operadores de Sistema de Portugal e Espanha irão propor um modelo de harmonização dos mercados de serviços de sistema a aplicar na Península Ibérica, assim como as regras pelo qual o modelo se irá reger. Os agentes de mercado devem igualmente envolver-se no processo, de modo a contribuírem para a implementação e desenvolvimento do modelo.

A implementação de um modelo de harmonização dos mercados de serviços de sistema em Portugal e Espanha tem de ter em consideração os acordos estabelecidos entre os Governos dos dois países, que determinam inequivocamente a existência de dois Operadores de Sistema, a REN e REE, responsáveis pela gestão técnica do sistema e de todas as áreas inerentes aos mercados de serviços de sistema, garantindo a criação de um mercado ibérico que funcione de forma estável, com elevada qualidade de serviço e garantia de abastecimento.

Relacionando as características dos mercados de serviços de sistema em Portugal e Espanha com os três modelos de harmonização considerados, é necessário proceder a uma análise individualizada da aplicabilidade de cada um dos modelos citados no caso concreto do MIBEL.

Desta forma, a aplicação do Modelo 1 (Troca de serviços entre Operadores de Sistema) no Mercado Ibérico de Electricidade, apresenta-se como a solução mais viável para implementação numa fase inicial, podendo posteriormente evoluir de acordo com a experiência adquirida. As principais vantagens da adopção deste modelo assentam na sua compatibilidade com os acordos estabelecidos entre os Governos de Portugal e Espanha, na sua simplicidade e facilidade de aplicação, assim como na possibilidade de utilizar a elevada cooperação que sempre existiu entre os Operadores de Sistema dos dois países, mantendo a respectiva autonomia. A possibilidade de implementação de um modelo deste tipo para harmonização dos mercados de serviços de sistema na Península Ibérica necessita de uma descrição pormenorizada do mesmo, sendo acordada pelos Operadores de Sistema envolvidos, assim como de uma reflexão centrada numa forma de integrar os procedimentos actualmente em vigor no funcionamento do mercado e dos sistemas com uma solução deste tipo, mais concretamente no que concerne à capacidade de interligação. O facto de o valor actual de

capacidade de interligação entre os dois países não ser elevado pode constituir um entrave à troca bilateral de serviços de sistema, pois num modelo deste tipo a capacidade de interligação disponível para trocas corresponde à capacidade livre após a participação no mercado intradiário.

A adopção do Modelo 2 (agentes que operam em diversos mercados simultaneamente), assume-se como bastante complexa no MIBEL. Uma das características fundamentais deste modelo centra-se na reserva de capacidade de interligação para troca de serviços de sistema que é necessário efectuar, resultando uma diminuição da capacidade disponível para trocas de energia nos mercados diário e intradiário. A reserva de capacidade mencionada constitui um problema à aplicação deste modelo, pois a capacidade de interligação disponível entre Portugal e Espanha não é elevada, ocorrendo frequentemente situações de congestionamento após o mercado diário entre os dois países, obrigando ao despoletar do mecanismo utilizado para a resolução dos mesmos, denominado de *market splitting*. Este mecanismo baseia-se na separação do mercado em duas áreas com preços distintos, obtendo-se um preço superior para a zona importadora relativamente à zona exportadora. A reserva de capacidade de interligação para troca de serviços de sistema aumentaria o problema da falta de capacidade de interligação disponível, pelo que a implementação de um modelo deste tipo não é viável na actualidade. Para que a implementação do Modelo 2 no MIBEL pudesse ser considerado como uma alternativa real seria necessário um aumento da capacidade de interligação.

A implementação do Modelo 3 (Mercado integrado) no Mercado Ibérico de Electricidade apresenta-se, actualmente, como uma solução utópica, devido essencialmente à necessidade de criação de um Coordenador de Operadores de Sistema. Esta entidade iria colidir frontalmente com os acordos estabelecidos entre os Governos português e espanhol, retirando autonomia aos Operadores de Sistema dos dois países. Adicionalmente, é igualmente importante referir o facto de as empresas responsáveis pela gestão dos sistemas português e espanhol apresentarem capitais públicos na sua estrutura accionista, pertencendo a um sector considerado estratégico nos panoramas nacionais, resultando de difícil aceitação a supressão da sua autonomia. Como factor de aceitação, refere-se que um dos requisitos deste modelo assenta na elevada cooperação que é necessária existir entre os Operadores de Sistema, característica que se verifica entre os Operadores de Sistema português e espanhol, sendo um ponto a favor da aplicabilidade do modelo em território ibérico. Outro aspecto vantajoso da aplicação deste modelo resulta da troca de serviços de sistema ser efectuada com uma menor capacidade efectiva de reserva. Com efeito, pode suceder que um sistema necessite de reserva para subir e outro necessite de reserva para descer, ocorrendo neste caso uma compensação, considerando-se o saldo obtido como o valor de reserva que tem de ser satisfeito. Futuramente, a acrescentar ao referido acerca da elevada cooperação entre Operadores de Sistema, e com a experiência de funcionamento dos mercados de serviços de sistema entretanto adquirida, bem como com um possível estabelecimento de novos acordos governamentais, a adopção do Modelo 3 na Península Ibérica pode vir a tornar-se uma opção viável.

Capítulo 6

Casos de estudo

6.1. Descrição e implementação de casos práticos

Tendo em consideração o descrito em capítulos anteriores relativamente à necessidade de harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema na Península Ibérica, neste capítulo é efectuada uma análise em termos práticos da aplicação de um mercado conjunto de serviços de sistema em Portugal e Espanha. Esta análise é realizada do ponto de vista de Portugal e engloba um intervalo temporal de um mês, tendo sido Janeiro de 2008 o período seleccionado.

No presente capítulo é apresentado inicialmente o ocorrido no mercado de serviços de Sistema em Portugal, em Janeiro de 2008, em termos de reserva de regulação terciária, com a disponibilização dos dados relativos às energias mobilizadas e aos valores horários dos preços marginais da reserva de regulação a subir e da reserva de regulação a descer, durante o mês referido. Estes dados foram disponibilizados pela REN [15], assim como a curva de ofertas de reserva de regulação terciária, cujos valores constituintes serão necessários mais adiante. O conjunto de toda a informação mencionada sustenta o Caso 1 (caso base ou caso real), que será alvo de comparação com os restantes casos considerados.

O funcionamento do mercado de reserva de regulação terciária em Portugal, assente numa base horária, tem como objectivo restituir a reserva de regulação secundária que tenha sido utilizada para a manutenção do equilíbrio entre produção e consumo, contribuindo para o correcto funcionamento do sistema [18]. Consiste num serviço gerido por mecanismos de mercado e de carácter obrigatório, pelo que todos os agentes intervenientes no mercado devem apresentar as suas ofertas de regulação para subir e para descer, com toda a reserva de regulação disponível. As ofertas são constituídas por blocos de potência disponibilizada (MW), com um preço correspondente (€/MWh). A apresentação de ofertas é efectuada no dia anterior (D-1) ao dia de operação, podendo a curva de ofertas ser sujeita a modificações até à hora anterior (H-1) à hora de operação. O Operador de Sistema define o valor mínimo de reserva de regulação terciária necessária ao sistema para cada período de programação do dia seguinte. A reserva de regulação a subir é necessária quando existe no sistema um défice de produção, sendo apresentadas propostas para um aumento de produção. Em relação à reserva de regulação a descer, esta é necessária quando se verifica um excesso de produção no

sistema, disponibilizando-se os agentes para diminuir a sua produção. As ofertas apresentadas pelos agentes formam a curva de ofertas de reserva de regulação terciária, que agrupa as ofertas de regulação para subir e para descer. As ofertas de regulação para subir são organizadas por ordem crescente de preço, enquanto que as ofertas de regulação para descer são organizadas por ordem decrescente de preço. Quando é necessária reserva de regulação terciária, para subir ou para descer, o Operador de Sistema mobiliza a prestação do serviço considerando um critério de custo mínimo, seleccionando da curva de ofertas o número de ofertas necessário para satisfazer a quantidade de energia requerida, tendo em conta as ofertas existentes no momento em que procede à sua mobilização. No momento em que a quantidade de energia requerida é satisfeita, é obtido o preço marginal (preço da última oferta aceite), sendo toda a energia de regulação utilizada valorizada a esse preço, efectuando-se a distinção entre reserva a subir e reserva a descer. Este mercado define-se como marginalista, dado que o preço a que são remuneradas as ofertas em cada período de programação (em cada hora) é determinado pelo preço da oferta de preço mais elevado para reserva de regulação a subir e pelo preço da oferta de menor preço para reserva de regulação a descer, que foi mobilizada de forma total ou parcial (ofertas divisíveis).

Esta situação (denominada Caso 1) serve como referência relativamente a outros modelos que poderiam ser implementados para o funcionamento do mercado de serviços de sistema em Portugal, mais concretamente no que se refere à reserva de regulação terciária.

Tomando como referência os princípios e modelos de harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema abordados anteriormente e devido à necessidade premente de aplicar um desses modelos na Península Ibérica, efectuaram-se simulações baseadas na implementação de um modelo representativo de um mercado conjunto de serviços de sistema, mais concretamente um mercado de reserva de regulação terciária, entre Portugal e Espanha, tendo em consideração que a análise a efectuar é realizada pela perspectiva portuguesa. O objectivo destas simulações foi a obtenção dos preços marginais horários, caso estivesse implementado um mercado conjunto na Península Ibérica. Para a aplicação deste mercado conjunto tomou-se como referência o Modelo 3 (mercado integrado) de harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema.

Devido às regras de funcionamento do mercado de serviços de sistema em Espanha serem bastante similares às regras do mercado português, para a aplicação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária considerou-se uma convergência das mesmas. Nesse sentido as regras aplicadas foram consideradas como sendo aquelas que se mencionaram na descrição do funcionamento do mercado de reserva de regulação terciária em Portugal.

As simulações relativas a este mercado conjunto dividiram-se em três casos (Caso 2, 3 e 4), com os pressupostos de funcionamento dos mesmos a serem semelhantes, constituindo-se como principal factor diferenciador entre eles os valores distintos de capacidade de interligação disponível considerada entre os dois países. Desta forma, para a realização do estudo, foram considerados os seguintes casos:

- Caso 1 – Mercado de reserva de regulação terciária em Portugal (caso base);
- Caso 2 - Mercado conjunto de reserva de regulação terciária com capacidade de interligação ilimitada;
- Caso 3 – Mercado conjunto de reserva de regulação terciária com a capacidade de interligação actualmente existente;

➤ Caso 4 – Mercado conjunto de reserva de regulação terciária com um aumento da capacidade de interligação em 300 MW em ambos os sentidos, sendo estes 300 MW para uso exclusivo deste mercado.

Relativamente a Espanha, a informação disponível relativa aos valores das energias e as curvas de ofertas de reserva de regulação terciária, para Janeiro de 2008, foram disponibilizadas pela REE [36]. Os dados referentes à capacidade de interligação encontraram-se disponíveis na página web do OMEL [13]. Os modelos implementados nas simulações são modelos aproximados, pela simples razão de que em Espanha os preços são calculados com base em potências máximas e mínimas (isto deve-se à potência poder variar durante a hora de operação). No entanto, a informação disponível relativa a Espanha apenas permitiu obter dados relativos à potência média horária (ou energia horária), pelo que foi esta a potência considerada nos modelos aplicados nas simulações. Já em Portugal, o cálculo dos preços é realizado utilizando valores médios de potência.

Para a simulação dos modelos para os Casos 2, 3 e 4 foi necessário, em primeiro lugar, proceder à criação de uma base de dados no *Microsoft Access* com informação horária de Janeiro de 2008 referente aos mercados de reserva de regulação terciária em Portugal e em Espanha, nomeadamente em relação às energias mobilizadas e às ofertas efectuadas pelos agentes, assim como em relação à capacidade de interligação existente e disponível entre os dois países. O passo seguinte consistiu na criação de uma aplicação, através da implementação de um algoritmo na linguagem *VB.NET* (com utilização do *Microsoft Visual Studio*) para cada um dos casos mencionados, de forma a que fossem satisfeitos os valores das energias requeridas para subir e para descer, em Portugal e Espanha, através da selecção de ofertas de uma lista comum, resultando no final a obtenção dos preços marginais horários de reserva de regulação terciária (escritos na base de dados). Os códigos dos algoritmos desenvolvidos na linguagem *VB.NET* para implementação dos casos estão disponíveis no Anexo A. Por fim, efectuaram-se cálculos no *Microsoft Excel*, que permitem não só uma análise mais profunda de cada um dos casos individualmente, como também algumas comparações entre eles, de forma a serem obtidas conclusões. Os fluxogramas dos algoritmos implementados foram desenhados no *Microsoft Visio* e serão representados posteriormente na descrição individual de cada um dos casos mencionados.

Como se está a tratar de um mercado conjunto, e os dados disponibilizados são referentes aos valores das energias mobilizadas em Portugal e em Espanha (dados iniciais), calcularam-se os saldos das energias mobilizadas, possibilitando assim a obtenção dos valores das quantidades de energia requeridas e que têm de ser satisfeitas nas simulações. Isto significa, na prática, que se realiza uma partilha das reservas existentes nos dois sistemas envolvidos, resultando numa diminuição da capacidade total de reserva. Assim, um dos saldos assenta na soma (para cada hora) das energias mobilizadas para subir em Portugal com as energias mobilizadas para descer em Espanha. O segundo saldo é dado pela soma das energias mobilizadas para descer em Portugal com as energias mobilizadas para subir em Espanha. Este cálculo de saldos permite realizar uma compensação dos desvios verificados em ambos os sistemas, resultando a referida poupança em termos de reserva necessária, sendo esta partilha de reserva vantajosa para ambos os sistemas, pois diminui o valor da energia que é necessário mobilizar.

De seguida é realizada uma descrição pormenorizada, inicialmente do caso que representa o que efectivamente ocorreu no mercado de reserva de regulação terciária em

Portugal, e posteriormente de cada um dos três casos relativos à implementação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária, focando os princípios em que assentam, descrevendo o algoritmo implementado para cada um deles e apresentando os resultados obtidos.

6.2. Caso 1

Relativamente ao modelo que vigora actualmente no mercado de reserva de regulação terciária em Portugal as linhas mestras do seu funcionamento foram descritas anteriormente. No entanto, é importante efectuar uma análise relativa a alguns valores obtidos. A análise é realizada separadamente para a regulação a subir e a descer.

Para a reserva de regulação a subir os preços e energias obtidas, em termos mensais, estão representados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Preços e energias resultantes para regulação a subir no Caso 1

Preço Médio (€/MWh)	Preço Médio Ponderado(€/MWh)
73,30	74,16
Preço Máximo (€/MWh)	Energia Mobilizada Média (MWh)
106,39	248,40
Preço Mínimo (€/MWh)	Total Energia Mobilizada (MWh)
45,4	88927,4

Uma análise diferenciada para horas de vazio (0-9 horas) e horas de ponta (10-24 horas) permite a obtenção dos valores médios dos preços e das energias mobilizadas durante o mês de Janeiro de 2008 (Tabela 6.2), resultando valores mais elevados de preço e energia nas horas de ponta, o que seria de prever, pois é nesse período temporal que são requeridas maiores quantidades de energia e as ofertas apresentadas possuem preços mais elevados.

Tabela 6.2 – Valores médios dos preços e energias mobilizadas para horas de vazio e de ponta para regulação a subir

Preço Médio (€/MWh)		Energia Mobilizada Média (MWh)	
Horas Vazio (0-9h)	Horas Ponta (10-24h)	Horas Vazio (0-9h)	Horas Ponta (10-24h)
62,09	77,79	171,00	249,67

A Figura 6.1 apresenta a variação dos preços ao longo do mês de Janeiro de 2008, com a representação do valor médio aritmético do preço, assim como as envolventes máxima e mínima do preço.

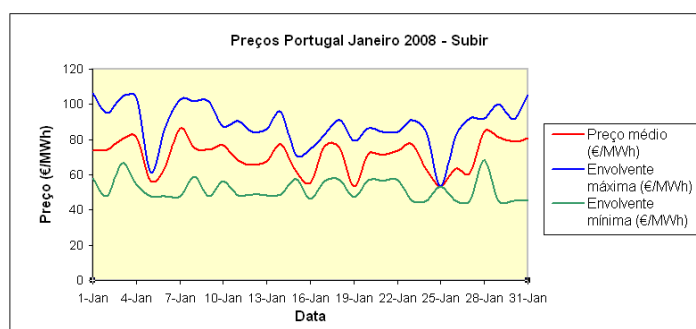


Figura 6.1 – Variação dos preços em Janeiro 2008 em Portugal para regulação a subir

No mês de Janeiro de 2008, o custo obtido para a regulação a subir em Portugal resultou num valor de 6833471 € .

Para a reserva de regulação a descer os preços e energias obtidas, em termos mensais, são apresentados na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 – Preços e energias resultantes para regulação a descer no Caso 1

Preço Médio (€/MWh)	Preço Médio Ponderado(€/MWh)
64,18	65,04
Preço Máximo (€/MWh)	Energia Mobilizada Média (MWh)
101,20	-323,02
Preço Mínimo (€/MWh)	Total Energia Mobilizada (MWh)
26,58	-151175,1

Uma análise relativa horas de vazio (0-9 horas) e horas de ponta (10-24 horas) permite a obtenção dos valores médios dos preços e das energias mobilizadas durante o mês de Janeiro de 2008, na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Valores médios dos preços e energias mobilizadas para horas de vazio e de ponta para regulação a descer

Preço Médio (€/MWh)		Energia Mobilizada Média (MWh)	
Horas Vazio (0-9h)	Horas Ponta (10-24h)	Horas Vazio (0-9h)	Horas Ponta (10-24h)
51,44	72,85	-278,48	-308,81

A variação dos preços ao longo do mês de Janeiro de 2008, com a representação do valor médio aritmético do preço, assim como as envolventes máxima e mínima do preço, estão representados na Figura 6.2.

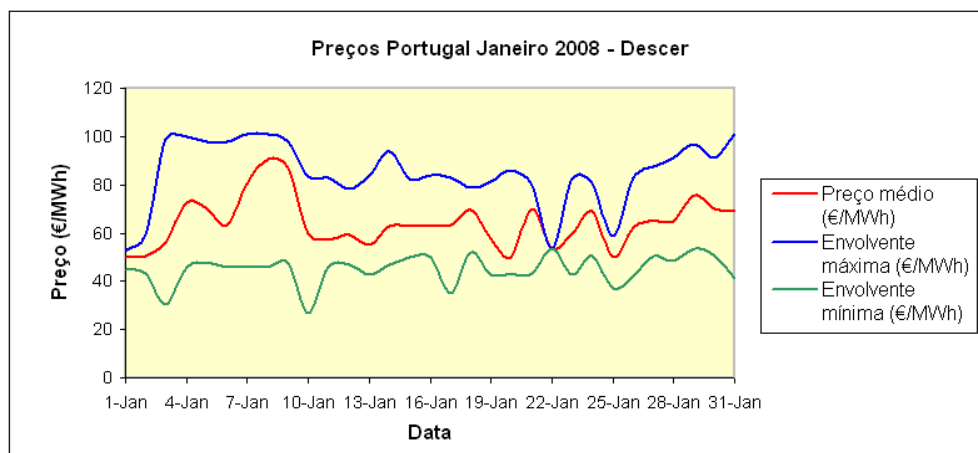


Figura 6.2 – Variação dos preços em Janeiro 2008 em Portugal para regulação a descer

No mês de Janeiro de 2008, o custo obtido para a regulação a descer em Portugal resultou num valor de 9749073 € .

O custo resultante para regulação a descer foi bastante superior ao custo para regulação a subir, pelo que durante o mês de Janeiro de 2008 o sistema sofreu um valor mais elevado de desvios por excesso, sendo necessário mobilizar mais energia para descer do que para subir.

6.3. Caso 2

Este caso consiste na implementação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária entre Portugal e Espanha, considerando a capacidade de interligação entre as duas áreas ilimitada.

O princípio de funcionamento do Caso 2 é descrito de seguida:

- Existência de dois Operadores de Sistema, responsáveis pela gestão conjunta da reserva de regulação terciária nos dois sistemas;
- Formulação de uma lista comum de ofertas de reserva de regulação terciária entre as duas áreas, originando uma curva de ofertas conjunta, através da agregação das ofertas de Portugal e Espanha na curva mencionada, que agrupa as ofertas de regulação para subir e para descer;
- As ofertas de regulação para subir são organizadas por ordem crescente de preço, enquanto que as ofertas de regulação para descer são organizadas por ordem decrescente de preço;
- Os agentes de cada área apresentam ofertas ao seu Operador de Sistema;
- Os Operadores de Sistema dos dois países enviam para a lista comum as ofertas de reserva de regulação terciária provenientes dos agentes;
- A selecção das ofertas da lista comum é efectuada por cada um dos Operadores de Sistema, de acordo com uma ordem de mérito, seguindo critérios de custo mínimo;
- A capacidade de interligação considerada entre as duas áreas possui um valor ilimitado, ou seja, os dois sistemas comportam-se como um sistema único;
- Considera-se que as ofertas são divisíveis, pois a legislação tanto em Portugal como em Espanha não admite blocos de oferta indivisíveis.

Em relação à obtenção dos saldos das energias mobilizadas referidos, neste caso podem-se obter os seguintes resultados:

- Dois saldos para subir (somam-se os dois saldos e obtém-se um saldo total para subir), resultando um preço no sistema para subir;
- Dois saldos para descer (somam-se os dois saldos e obtém-se um saldo total para descer), resultando um preço no sistema para descer;
- Um saldo para subir e outro para descer, resultando dois preços, um para subir e outro para descer.

Quando a quantidade de reserva requerida (valor do saldo ou dos saldos) é satisfeita selecciona-se o preço marginal que corresponde ao preço da última oferta aceite. A energia de regulação utilizada é então valorizada a esse preço (nos dois sistemas), sendo efectuada uma distinção entre reserva a subir e reserva a descer.

O algoritmo engloba todos os passos descritos, permitindo simular a implementação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária entre Portugal e Espanha com capacidade de interligação ilimitada e resultando da sua implementação os preços que se teriam obtido em Janeiro de 2008 se um mercado com estas características se encontrasse em funcionamento. Um mercado deste tipo com capacidade de interligação ilimitada pode considerar-se como um modelo utópico mas, no entanto, por se tratar de um caso mais

simples de funcionamento, permite adquirir sensibilidade para se ter uma melhor percepção acerca do modo de funcionamento de um mercado conjunto. Com efeito, a existência de capacidade de interligação ilimitada elimina a possibilidade de ocorrência das situações problemáticas (capacidade de interligação excedida, situações de congestionamento). Neste modelo os sistemas comportam-se como um sistema único, existindo apenas uma área de funcionamento do mercado.

Na Figura 6.3 é apresentado o fluxograma com uma descrição pormenorizada do algoritmo implementado para o Caso 2.

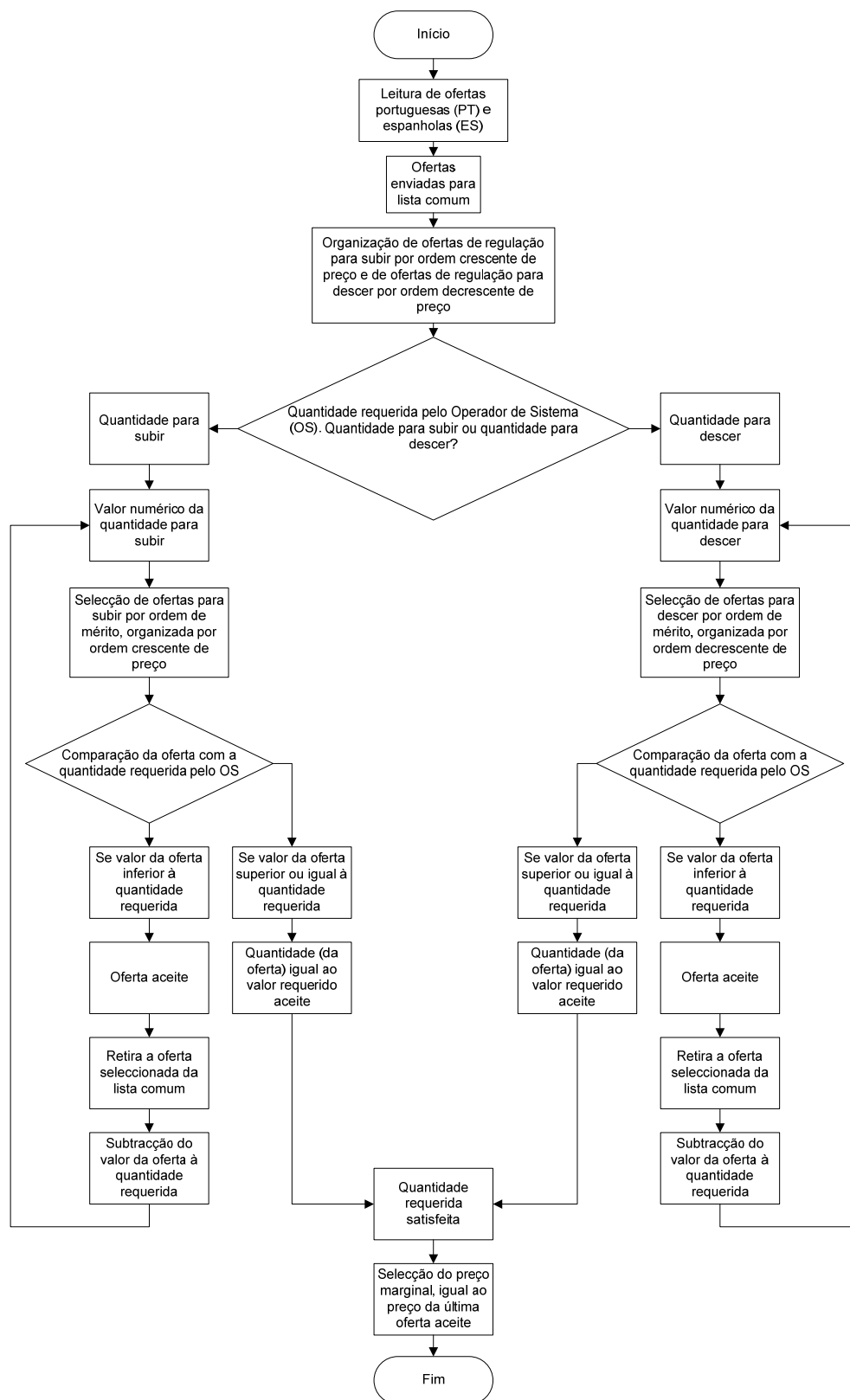


Figura 6.3 – Fluxograma do algoritmo implementado para o Caso 2

De seguida, efectua-se uma análise relativa a valores obtidos. A análise é realizada de forma independente para a regulação a subir e para a regulação a descer.

Para a reserva de regulação a subir os preços e energias obtidas, em termos mensais, estão representados na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Preços e energias resultantes para regulação a subir no Caso 2

Preço Médio (€/MWh)	
66,59	
Preço Máximo (€/MWh)	Energia Mobilizada Média (MWh)
106,60	175,04
Preço Mínimo (€/MWh)	Total Energia Mobilizada (MWh)
20,00	84018,2

A Figura 6.4 apresenta a variação dos preços ao longo do mês de Janeiro de 2008, com a representação do valor médio aritmético do preço, assim como as envolventes máxima e mínima do preço.

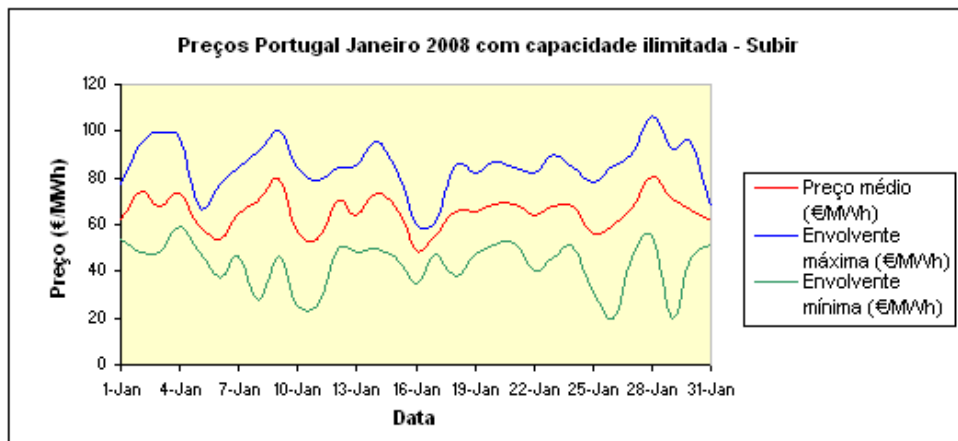


Figura 6.4 – Variação dos preços em Janeiro 2008 em Portugal para regulação a subir

O custo obtido para a regulação a subir, em Portugal, no mês de Janeiro de 2008 resultou num valor de 6030063 €.

O passo seguinte consiste na realização de uma análise comparativa dos resultados obtidos nos dois primeiros casos, para regulação a subir. A comparação assenta nos valores médios aritméticos dos preços e das energias mobilizadas, assim como da energia total mobilizada, para os casos 1 e 2, representados na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Resultados obtidos nos casos 1 e 2 para regulação a subir

Caso 1	Caso2
Subir	
Preço Médio (€/MWh)	Preço Médio (€/MWh)
73,30	66,59
Preço Máximo (€/MWh)	Preço Máximo (€/MWh)
106,39	106,60
Preço Mínimo (€/MWh)	Preço Mínimo (€/MWh)
45,40	20,00
Energia Mobilizada Média (MWh)	Energia Mobilizada Média (MWh)
248,40	145,04
Total Energia Mobilizada (MWh)	Total Energia Mobilizada (MWh)
88927,4	84018,2

Verifica-se que o preço médio, a energia mobilizada média e a totalidade da energia mobilizada apresentaram valores inferiores no Caso 2 comparativamente com o Caso 1. Ocorreu exactamente o afirmado anteriormente relativamente ao Caso 2, que consiste na evidência de que a partilha de reservas existentes nos dois sistemas (através do cálculo dos saldos) permite uma diminuição da capacidade total de reserva (energia mobilizada total). Outro dos objectivos que se pretendia atingir com a implementação de um mercado conjunto assentava na diminuição de preços, objectivo esse que foi alcançado, com o preço médio a diminuir de 73,30 € / MWh para um valor de 66,59 € / MWh .

Pretendia-se igualmente uma redução dos custos de operação do sistema, tendo-se verificado o pretendido, com o custo de operação no Caso 1 a fixar-se em 6833471 €, diminuindo para 6030063 € .

Relativamente à reserva de regulação a descer os preços e energias obtidas, em termos mensais, estão representados na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 – Preços e energias resultantes para regulação a descer no Caso 2

Preço Médio (€/MWh)	
69,30	
Preço Máximo (€/MWh)	Energia Mobilizada Média (MWh)
101,18	-235,70
Preço Mínimo (€/MWh)	Total Energia Mobilizada (MWh)
36,80	-124211,8

A variação dos preços ao longo do mês de Janeiro de 2008, com a representação do valor médio aritmético do preço, assim como as envolventes máxima e mínima do preço, é apresentada na Figura 6.5.

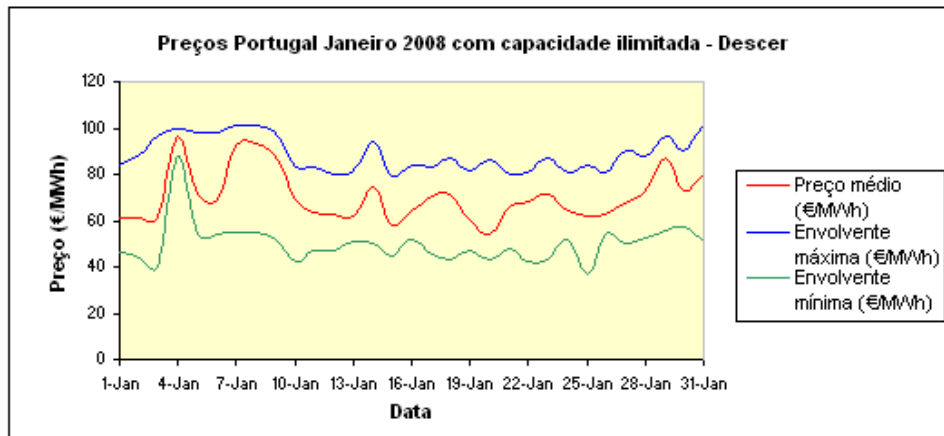


Figura 6.5 – Variação dos preços em Janeiro 2008 em Portugal para regulação a descender

O custo obtido para a regulação a descender, em Portugal, no mês de Janeiro de 2008 resultou num valor de 8543261 €.

A comparação dos resultados obtidos nos dois primeiros casos, para regulação a descender, consiste nos valores médios aritméticos dos preços e das energias mobilizadas, assim como da energia total mobilizada, encontrando-se representados na Tabela 6.8.

Tabela 6.8 – Resultados obtidos nos casos 1 e 2 para regulação a descender

Descer	
Preço Médio (€/MWh)	Preço Médio (€/MWh)
64,18	69,30
Preço Máximo (€/MWh)	Preço Máximo (€/MWh)
101,20	101,18
Preço Mínimo (€/MWh)	Preço Mínimo (€/MWh)
26,58	36,80
Energia Mobilizada Média (MWh)	Energia Mobilizada Média (MWh)
-323,02	-235,70
Total Energia Mobilizada (MWh)	Total Energia Mobilizada (MWh)
-151175,1	-124211,8

A energia mobilizada média e a totalidade da energia mobilizada apresentaram valores inferiores no Caso 2 comparativamente com o Caso 1. Como já tinha sido explicado para a regulação a subir, a partilha de reservas existentes nos dois sistemas (através do cálculo dos saldos) permite uma diminuição da capacidade total de reserva (energia mobilizada total), sendo necessário um valor menor de energia para satisfazer a energia requerida. Contrariamente ao caso da regulação a subir, o preço médio obtido no Caso 2 é superior ao obtido no Caso 1. Esta situação é explicada pelo facto de as ofertas de reserva de regulação para descender serem organizadas por ordem decrescente de preço. Assim, como o valor da energia mobilizada diminuiu a oferta que estabelece o preço marginal é uma oferta de preço superior. Do Caso 1 para o Caso 2 o preço médio aumentou de 64,18 €/MWh para 69,30 €/MWh.

A redução dos custos de operação do sistema foi alcançada com a implementação do mercado conjunto, com o custo de operação no Caso 1 a cifrar-se em 9749073 €, sofrendo uma diminuição significativa no Caso 2, atingindo o valor de 8543261 €.

Como já se tinha verificado no Caso 1, igualmente neste caso o custo resultante para regulação a descer foi bastante superior ao custo para regulação a subir, pois no mês de Janeiro de 2008 o sistema sofreu um valor superior de desvios por excesso, necessitando de mobilizar maior quantidade de energia para descer do que para subir.

Para finalizar, pode afirmar-se que a implementação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária, no período temporal de Janeiro de 2008, permitiria obter um funcionamento mais eficiente dos serviços de sistema em Portugal, pela redução da quantidade de energia mobilizada. Outra das melhorias decorrentes da aplicação deste modelo consistiria na redução dos custos de operação do sistema. O preço de regulação a subir neste caso é inferior ao obtido no Caso 1, e apesar de o preço de regulação a descer ser superior no Caso 2, numa análise global, esta discrepância de preços é vantajosa, pois os objectivos pretendidos de ganhos e melhorias foram alcançados com a implementação deste modelo.

6.4. Caso 3

O Caso 3 consiste na implementação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária entre Portugal e Espanha, considerando a capacidade de interligação actualmente existente. A aplicação de um modelo deste tipo é a que reúne possibilidades mais elevadas de ser efectivamente aplicado nos mercados de serviços de sistema (reserva de regulação terciária) em Portugal e em Espanha. No entanto a implementação deste modelo possui algumas particularidades que podem aumentar a complexidade da sua aplicação, nomeadamente nas situações em que a capacidade de interligação disponível é excedida.

O princípio de funcionamento do Caso 3 é bastante similar ao do Caso 2, com a diferença fundamental entre eles a residir na capacidade de interligação disponível para o mercado conjunto de regulação de reserva terciária corresponder à capacidade de interligação restante após a execução dos mercados diário e intradiário. O facto da capacidade de interligação disponível para a implementação deste mercado conjunto não ser abundante aumenta a possibilidade de ocorrência de situações indesejáveis, onde a capacidade de interligação disponível é excedida, verificando-se situações de congestionamento.

As características do princípio de funcionamento do Caso 2 são aplicáveis a este caso, com excepção de que a capacidade de interligação agora considerada é limitada. No entanto existem algumas características adicionais para o Caso 3, que se enunciam em seguida:

- A distinção entre as ofertas de reserva de regulação terciária, quando enviadas para a lista comum, definidas como PT (provenientes de agentes portugueses) e ES (provenientes de agentes espanhóis);
- A selecção das ofertas da lista comum é efectuada por cada um dos Operadores de Sistema, de acordo com uma ordem de mérito, seguindo critérios de custo mínimo, enquanto existir capacidade de interligação disponível (caso as ofertas seleccionadas sejam da área vizinha). No momento em que a capacidade de interligação disponível é totalmente ocupada, cada Operador de Sistema é obrigado a seleccionar ofertas provenientes da sua área, para a capacidade de interligação não ser excedida;
- A capacidade de interligação disponível entre as duas áreas corresponde à capacidade de interligação restante após a operação dos mercados diário e intradiário;

Em relação aos saldos das energias mobilizadas para o Caso 3, podem ser obtidos os seguintes resultados:

- Dois saldos para subir, um em Portugal e outro em Espanha, resultando um ou dois preços no sistema para subir (dependendo se a capacidade de interligação disponível é excedida);
- Dois saldos para descer, um em Portugal e outro em Espanha, resultando um ou dois preços no sistema para descer (dependendo se a capacidade de interligação disponível é excedida);
- Um saldo para subir em Portugal e um saldo para descer em Espanha, resultando dois preços, um para subir em Portugal e outro para descer em Espanha (não obtido este preço, pois a análise é realizada do ponto de vista português);
- Um saldo para descer em Portugal e um saldo para subir em Espanha, resultando dois preços, um para descer em Portugal e outro para subir em Espanha (não obtido este preço, pois a análise é realizada do ponto de vista português).

A partir da obtenção dos saldos sabe-se qual o valor da energia que necessita de ser mobilizada para suprir os desvios. Desta forma, é possível compensar desvios (p.e. um valor a subir em Portugal pode anular um valor a descer em Espanha).

Na definição do algoritmo foram utilizados os valores das capacidades de importação e de exportação ocupadas e existentes. As capacidades de importação foram definidas como possuindo sinal positivo e as capacidades de exportação foram definidas como tendo sinal negativo. A capacidade de interligação ocupada foi definida sobre um referencial (eixo), tendo como limite positivo a capacidade de importação existente e tendo como limite negativo a capacidade de exportação existente. Para calcular o valor da capacidade disponível, tanto para importação como para exportação, foi calculada a diferença entre a capacidade existente e a capacidade ocupada. A capacidade ocupada considerada como inicial (no início da hora de operação) é a capacidade de interligação resultante após a operação dos mercados diário e intradiário (dados disponíveis na OMEL [13]). A esse valor de capacidade são somados os valores de capacidade utilizada para a satisfação dos saldos das energias mobilizadas obtidos. Caso essa soma ultrapasse o valor da capacidade de importação (ou exportação) existente, a última oferta é dividida (relembra-se que as ofertas são divisíveis) sendo aceite a parte da oferta que ocupe totalmente a capacidade de interligação disponível, enquanto que o restante valor da mesma oferta regressa para a lista comum. A partir daí o saldo das energias mobilizadas tem de ser satisfeito apenas com ofertas provenientes da área a que o saldo corresponde (p.e., saldo para subir em Portugal, numa situação destas, a partir desse ponto apenas são mobilizadas ofertas de Portugal). Como a capacidade de interligação ocupada foi definida sobre um referencial (eixo), a sua actualização é realizada do seguinte modo:

- Caso seja necessária capacidade de importação, a capacidade de interligação ocupada aumentará, resultando num aumento da capacidade de exportação disponível;
- Caso seja necessária capacidade de exportação, a capacidade de interligação ocupada diminuirá, resultando num aumento da capacidade de importação disponível.

O aumento da capacidade de importação ocupada implica o aumento da capacidade de exportação livre. O contrário também se verifica (confirmável por dados fornecidos pela OMEL).

Relativamente ao cálculo dos saldos no algoritmo, pode referir-se que um deles é dado pela soma das energias mobilizadas a subir em Portugal com as energias mobilizadas para descer em Espanha, resultando um saldo para subir em Portugal ou um saldo para descer em Espanha. O outro saldo é dado pela soma das energias mobilizadas a descer em Portugal com as energias mobilizadas para subir em Espanha. O saldo resultante consiste num saldo para descer em Portugal ou num saldo para subir em Espanha.

Na construção do algoritmo poderia ocorrer uma situação problemática nos casos em que se obtivessem dois saldos com o mesmo sinal, dois saldos para descer ou dois saldos para subir. Neste caso, aconteceria uma situação em que não se saberia qual dos saldos se deveria satisfazer em primeiro lugar, se o saldo em Portugal ou se o saldo em Espanha. Assim foi definido que quando são obtidos dois saldos para subir, a energia requerida é inicialmente satisfeita em Espanha e apenas posteriormente em Portugal. Quando são obtidos dois saldos para descer a energia requerida é inicialmente satisfeita em Portugal e numa fase posterior em Espanha. Nos restantes casos (um saldo para subir e um saldo para descer) não se verifica qualquer tipo de problema, pois as rotinas que satisfazem a energia requerida para subir e a energia requerida para descer são distintas.

Nos casos em que se obtêm dois saldos no mesmo sentido (dois saldos a subir ou dois saldos a descer) e em que a capacidade ocupada excede o valor da capacidade de importação (ou de exportação), a satisfação do saldo das energias mobilizadas a partir desse ponto tem de ser efectuada exclusivamente com ofertas provenientes da área a que o saldo corresponde. Nesta situação são obtidos dois preços marginais, pois no momento em que a capacidade de interligação disponível fica totalmente ocupada ocorre um mecanismo similar à separação de mercados (*market splitting*), sendo satisfeito o restante do saldo em Portugal apenas com ofertas portuguesas e satisfeito o restante do saldo em Espanha em exclusivo com ofertas espanholas.

Quando a quantidade de reserva requerida (valor dos saldos) é satisfeita selecciona-se o preço marginal, que corresponde ao preço da última oferta aceite. A energia de regulação utilizada é então valorizada a esse preço, sendo efectuada uma distinção entre reserva a subir e reserva a descer e podendo ocorrer casos em que existam dois preços distintos para subir ou para descer (situação semelhante a separação de mercados).

O algoritmo engloba todos os passos descritos, permitindo simular a implementação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária entre Portugal e Espanha com a capacidade de interligação actualmente existente, resultando os preços que se teriam obtido em Janeiro de 2008 se um mercado com estas características se encontrasse em funcionamento.

Na Figura 6.6 é apresentado um fluxograma com uma descrição pormenorizada do bloco principal do algoritmo implementado para o Caso 3. Na Figura 6.7 (Bloco A) e na Figura 6.8 (Bloco B) estão representados os fluxogramas relativos às rotinas de satisfação da energia de regulação terciária a subir e a descer, respectivamente.

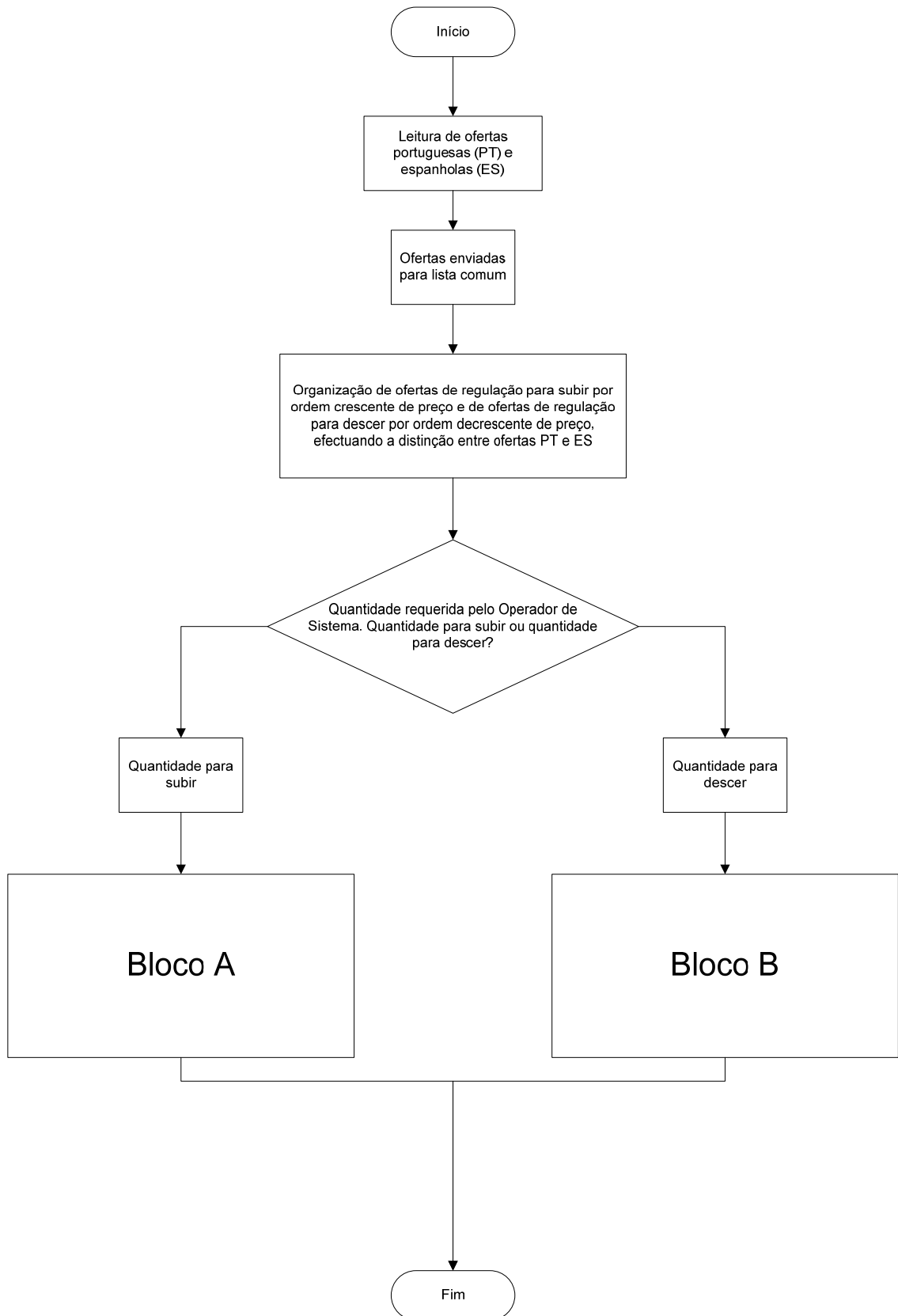


Figura 6.6 – Fluxograma principal do algoritmo implementado para o Caso 3

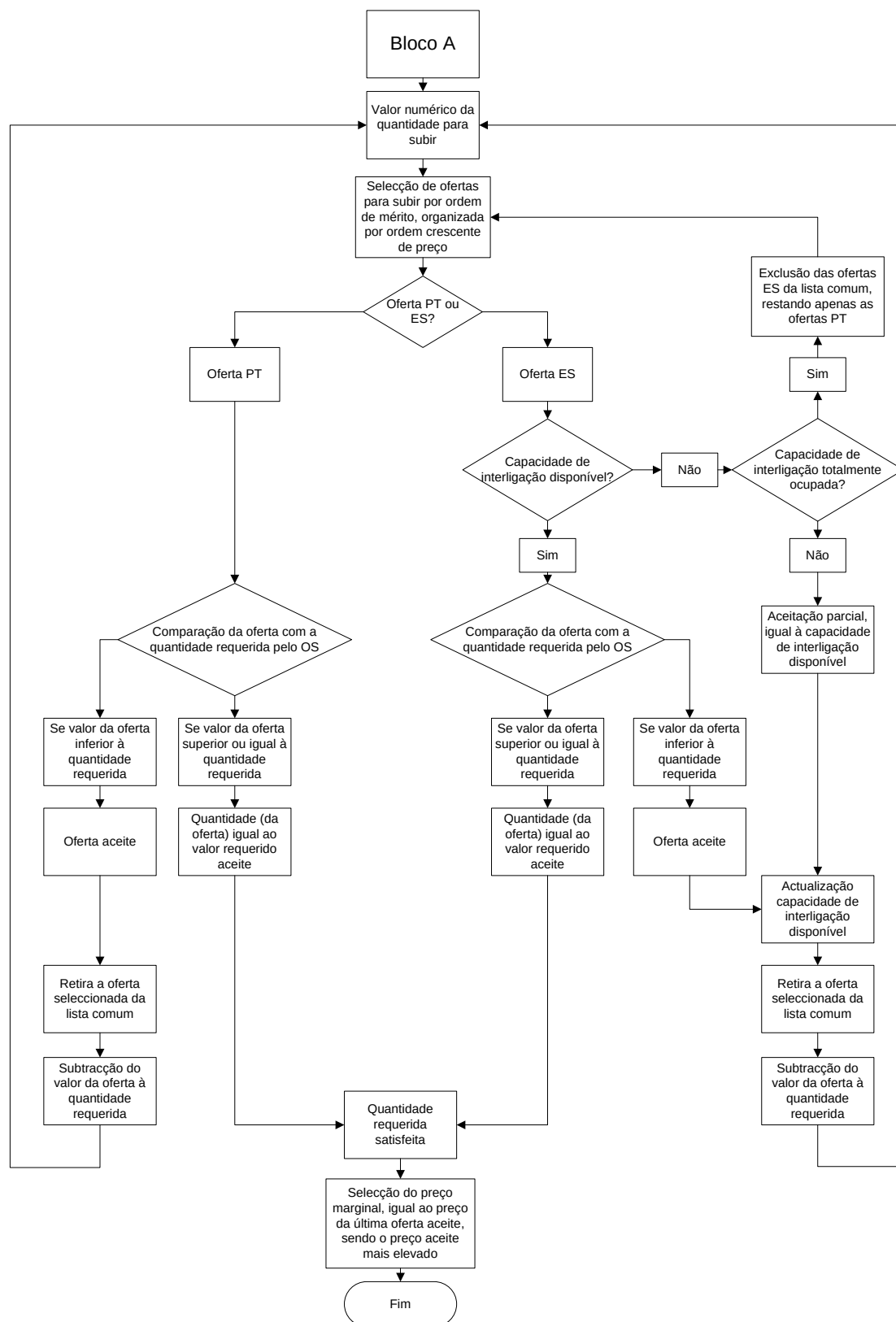


Figura 6.7 – Fluxograma do Bloco A pertencente ao algoritmo implementado para o Caso 3

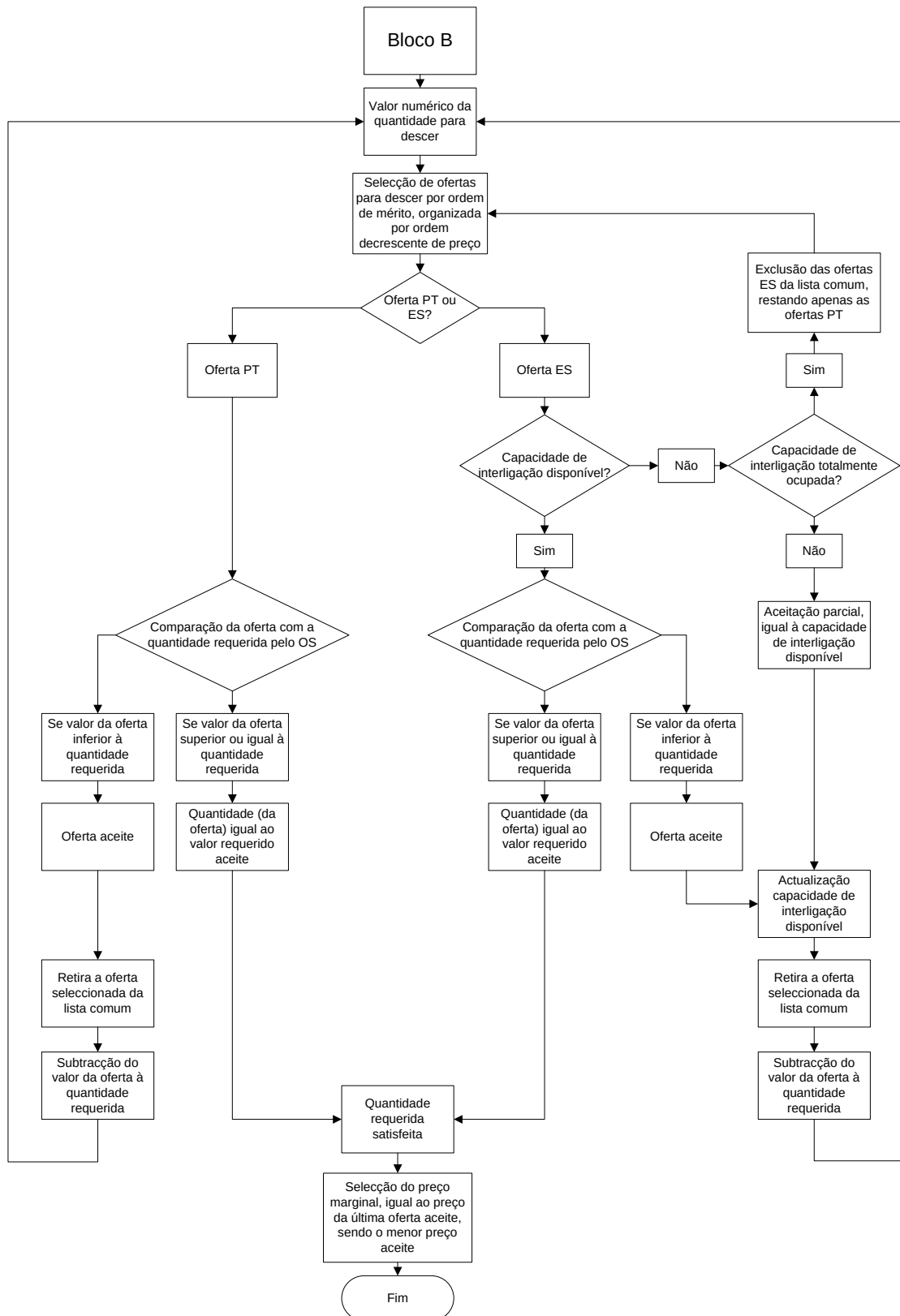


Figura 6.8 – Fluxograma do Bloco B pertencente ao algoritmo implementado para o Caso 3

O passo seguinte consiste na realização de uma análise relativa aos valores obtidos. A análise é efectuada de forma independente para a regulação a subir e para a regulação a descer.

Para a reserva de regulação a subir os preços obtidos, em termos mensais, estão representados na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 – Preços obtidos para regulação a subir no Caso 3

Preço Médio (€/MWh)
72,02
Preço Máximo (€/MWh)
106,60
Preço Mínimo (€/MWh)
20,00
Preço Médio Ponderado(€/MWh)
74,13

O custo obtido para a regulação a subir, em Portugal, no mês de Janeiro de 2008 resultou num valor de 6304092 €.

De seguida efectua-se uma análise comparativa dos resultados obtidos neste caso com o caso base (Caso 1), para regulação a subir.

Para os Casos 2, 3 e 4 (mercado conjunto de reserva de regulação terciária) a quantidade de energia requerida é dada pelo valor do saldo da energia mobilizada. No respeitante ao mercado de reserva de regulação terciária em Portugal o valor de energia mobilizada corresponde ao valor de energia que foi realmente seleccionada nesse mercado. A Figura 6.9 mostra a energia mobilizada para subir no mercado em Portugal (representada a azul) e o saldo da energia mobilizada para subir no mercado conjunto (representada a vermelho). Pela análise da Figura 6.9 conclui-se que um mercado conjunto permitiria uma diminuição da capacidade total de reserva bastante significativa, resultando uma poupança em termos de reserva. O valor médio da energia mobilizada em Portugal cifrou-se em 248,40 MWh, enquanto que no mercado conjunto a média do saldo da energia mobilizada se fixaria em 175,04 MWh. A partilha de reserva decorrente da implementação de um mercado conjunto, em termos de mobilização de energia, é vantajosa para o sistema português, devido à diminuição verificada do valor de energia que é necessário mobilizar.

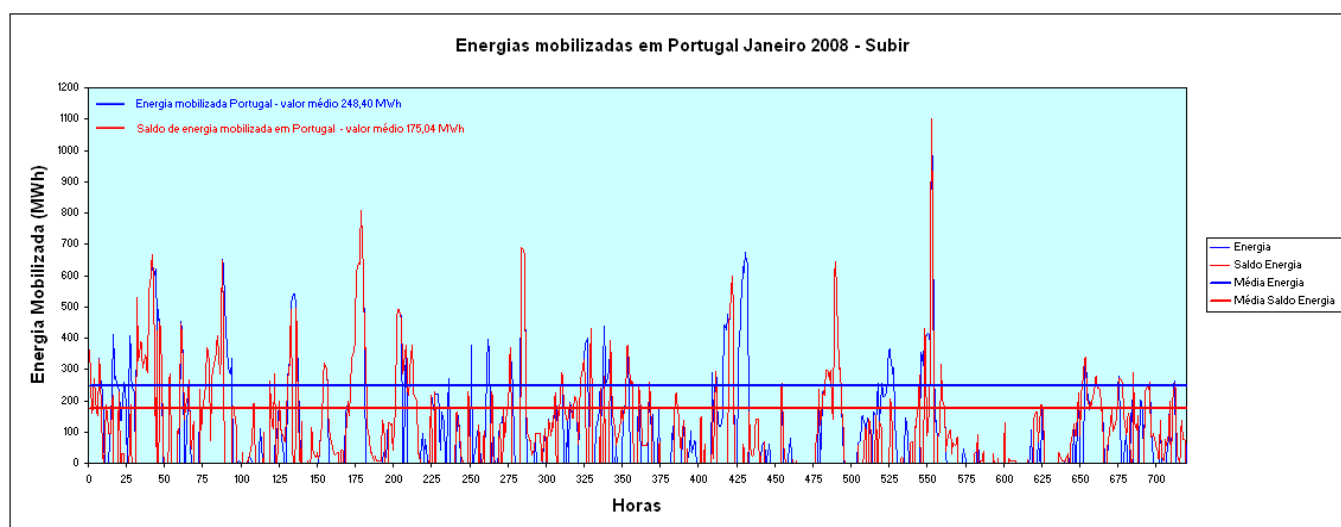


Figura 6.9 – Energia mobilizada em Portugal (Caso 1) e saldo da energia mobilizada (mercado conjunto)

É importante realizar comparações entre o caso base (Caso 1) e o caso relativo à implementação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária com a capacidade de interligação actualmente existente (Caso 3). Com efeito, se for implementado um mercado conjunto de serviços de sistema entre Portugal e Espanha, existe uma probabilidade elevada de que a evolução do mercado actual seja em direcção a um mercado com estas características.

Relativamente aos preços marginais, tendo como base uma análise da Figura 6.10, verificou-se que o valor médio do preço foi menor no mercado conjunto com a capacidade de interligação actual (72,02 € / MWh) relativamente ao mercado em Portugal (73,30 € / MWh). No entanto esta diferença de preços não é significativa.

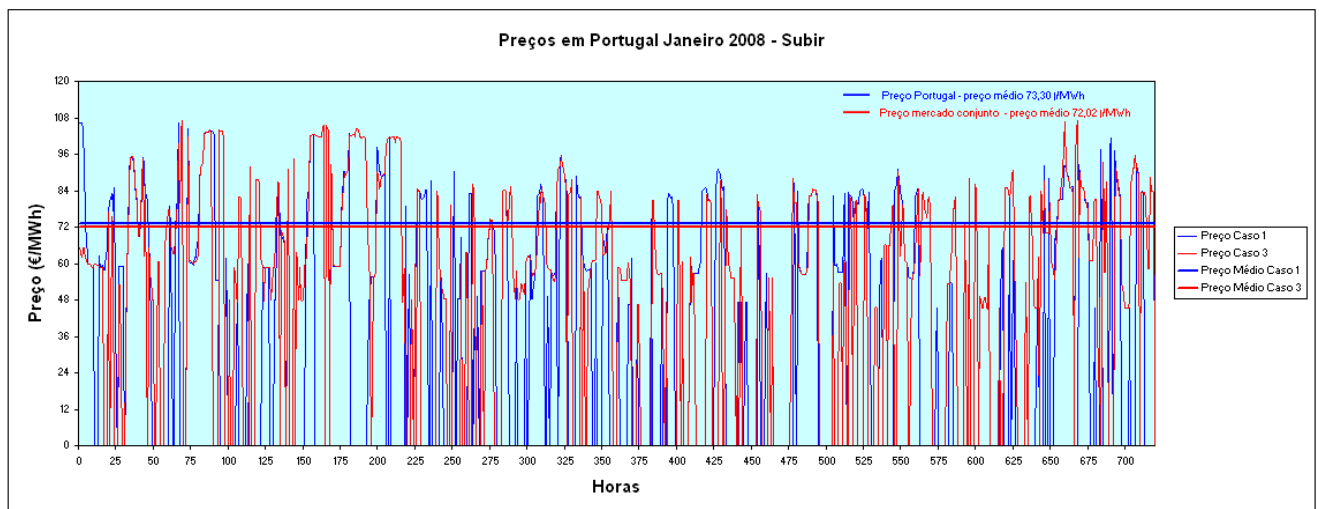


Figura 6.10 – Preços obtidos em Portugal (Caso 1) e preços obtidos no mercado conjunto (Caso 3)

Como neste modelo a capacidade de interligação disponível é limitada (capacidade restante após a operação dos mercados diário e intradiário), durante o mês de Janeiro de 2008 ocorreriam diversas horas em que a capacidade de importação seria excedida. Analisando a Figura 6.11 constata-se claramente que o valor da capacidade ocupada (representada a vermelho) ultrapassa em várias situações a capacidade de importação (representada a azul). A frequência com que o valor de capacidade de importação é excedido ao longo do mês é elevada e perfeitamente visível, encontrando-se representado a verde o valor de capacidade que é efectivamente excedido, atingindo valores elevados, com destaque para a hora 96 em que a capacidade é excedida em mais de 600 MW. As situações em que a capacidade de importação é excedida são indesejáveis para o funcionamento do mercado conjunto, pois quando se verifica uma dessas situações a selecção de ofertas não é realizada por ordem de mérito. Quando não existe capacidade de interligação disponível apenas as ofertas portuguesas podem ser mobilizadas, resultando um preço marginal mais elevado, devido à exclusão das ofertas espanholas da lista de ofertas seleccionáveis. Um preço marginal mais elevado conduz a um aumento dos custos de operação do sistema.

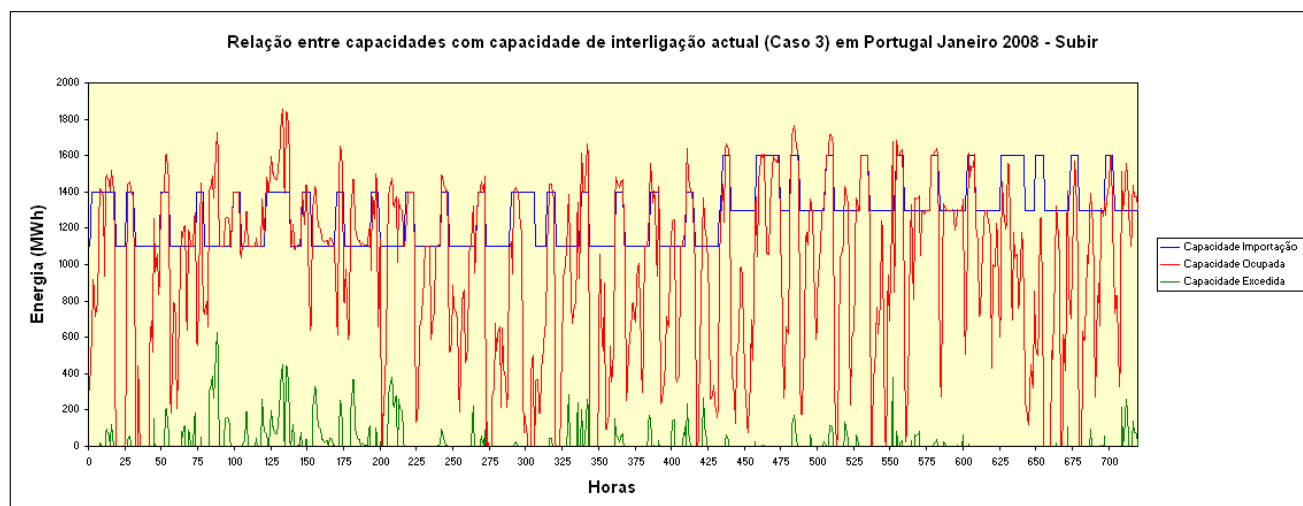


Figura 6.11 – Capacidade de importação, capacidade ocupada e capacidade excedida (Caso 3)

Pela análise da Figura 6.11 tinha-se obtido a percepção de que a capacidade de importação era excedida com grande frequência, provocando um aumento substancial de custos para o sistema. As Figuras 6.12 e 6.13 confirmam esta conclusão, mostrando que a capacidade de importação foi excedida em 192 horas das 744 horas existentes durante o mês de Janeiro de 2008, correspondendo a uma percentagem de 25,81% de horas em que se excedeu a capacidade de importação.

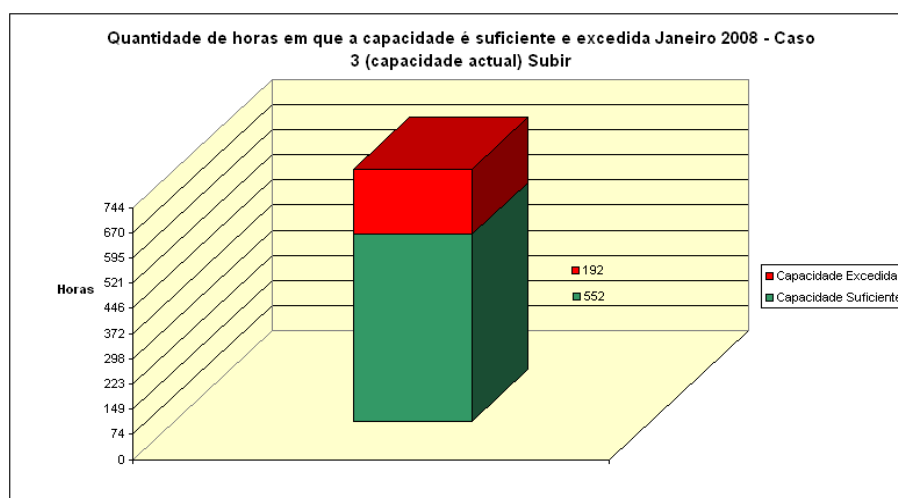


Figura 6.12 – Número de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 3)

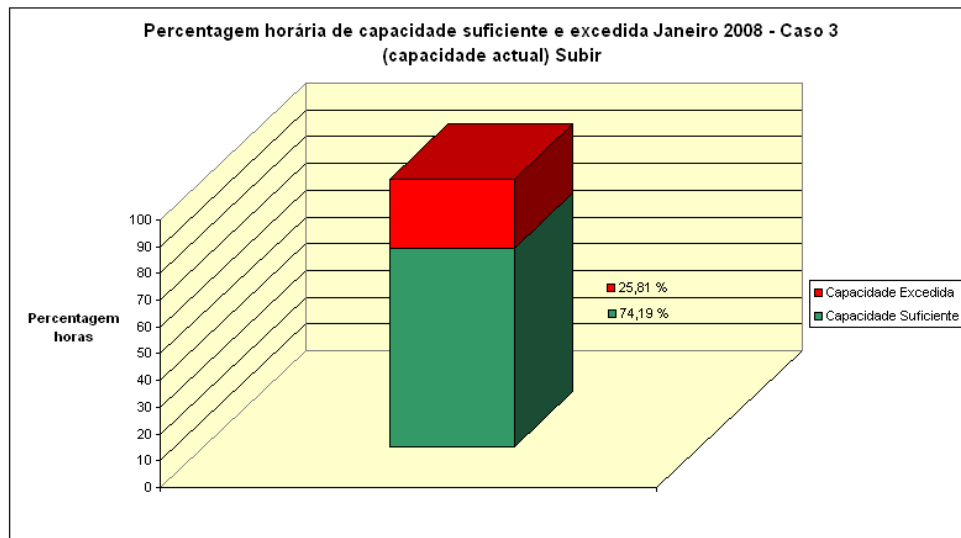


Figura 6.13 – Percentagem de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 3)

Apesar da ocorrência de situações congestionamento ser frequente neste caso, contribuindo para o aumento dos custos, o custo de operação diminuiu face ao que se havia registado no Caso 1, tendo decrescido de 6833471 € referente ao Caso 1 para 6304092 € .

Relativamente à reserva de regulação a descer foram obtidos os preços representados na Tabela 6.10.

Tabela 6.10 – Preços obtidos para regulação a descer no Caso 3

Preço Médio (€/MWh)
65,23
Preço Máximo (€/MWh)
101,08
Preço Mínimo (€/MWh)
27,01
Preço Médio Ponderado(€/MWh)
65,97

O custo obtido para a regulação a descer, em Portugal, no mês de Janeiro de 2008 resultou num valor de 7772903 € .

Em seguida, é realizada uma análise comparativa dos resultados obtidos neste caso com o caso base (Caso 1), para regulação a descer.

Na Figura 6.14 está representada a energia mobilizada para descer no mercado em Portugal (representada a azul) e o saldo da energia mobilizada para descer no mercado conjunto (representada a vermelho). Constata-se que um mercado conjunto permitiria uma diminuição da capacidade total de reserva de forma significativa, resultando uma poupança em termos de reserva. O valor médio da energia mobilizada em Portugal cifrou-se em –323,02 MWh , enquanto que no mercado conjunto a média do saldo da energia mobilizada fixou-se nos –235,70 MWh . A partilha de reserva derivada da implementação de um

mercado conjunto, em termos de mobilização de energia, acarreta vantagens para o sistema português, devido à redução ocorrida no valor de energia que é necessário mobilizar.

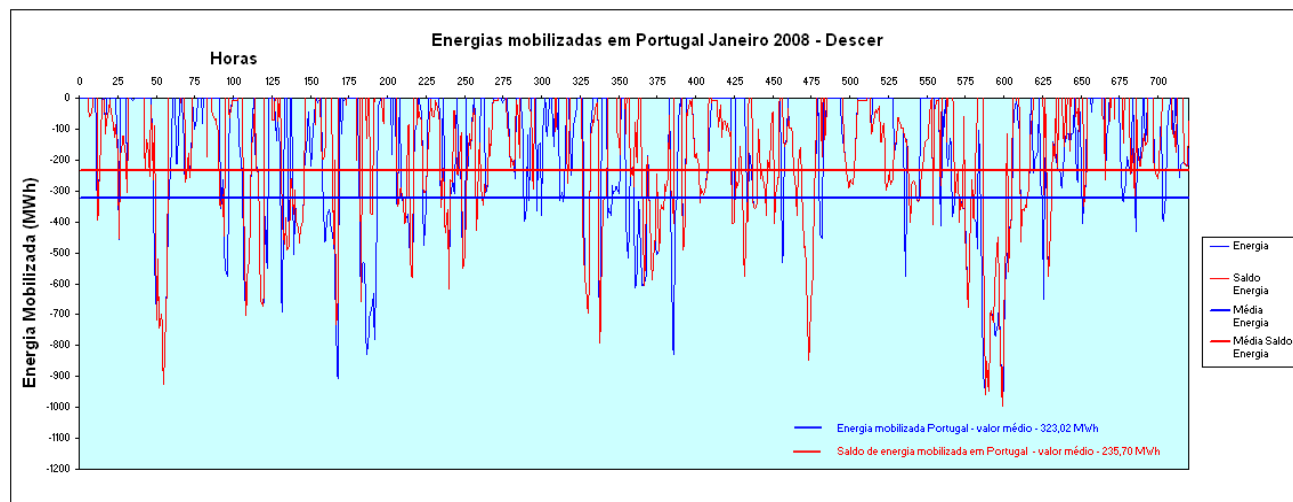


Figura 6.14 - Energia mobilizada em Portugal (Caso 1) e saldo da energia mobilizada (mercado conjunto)

Relativamente aos preços marginais, tendo como base uma análise da Figura 6.15, verificou-se que o valor médio do preço foi superior no mercado conjunto com a capacidade de interligação actual (65,23 €/MWh) relativamente ao mercado em Portugal (64,18 €/MWh). Esta situação é devida ao facto de as ofertas para descer serem organizadas por ordem decrescente de preço. Como o valor da energia mobilizada diminuiu neste caso, a oferta que estabelece o preço marginal é uma oferta de preço superior. No entanto, a diferença de preços obtida não se pode considerar significativa.

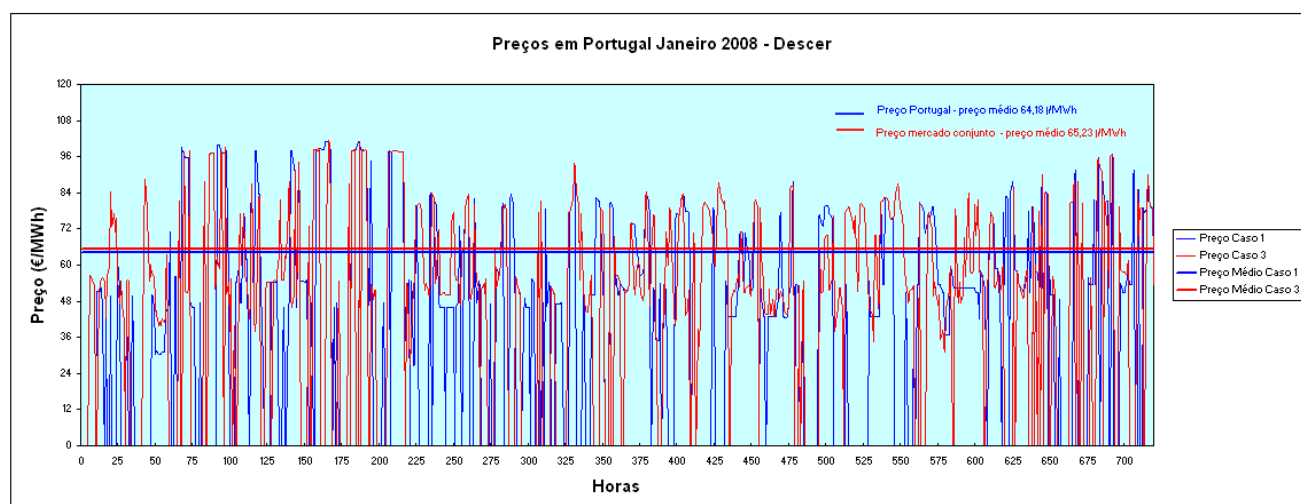


Figura 6.15 - Preços obtidos em Portugal (Caso 1) e preços obtidos no mercado conjunto (Caso 3)

Como a capacidade de interligação disponível neste modelo é limitada, no mês de Janeiro de 2008 ocorreriam bastantes horas em que a capacidade de importação seria excedida. Analisando a Figura 6.16 constata-se que o valor da capacidade ocupada (representada a vermelho) ultrapassa em diversos períodos a capacidade de importação (representada a azul). O valor de capacidade de importação é excedido ao longo do mês em várias ocasiões,

encontrando-se representado a verde o valor de capacidade que é excedido, atingindo valores bastante elevados, com destaque para as horas 116 e 382, em que a capacidade é excedida em mais de 1200 MW. Nas situações em que a capacidade de importação é excedida resulta um preço marginal menor (as ofertas para descer são organizadas por ordem decrescente de preço).

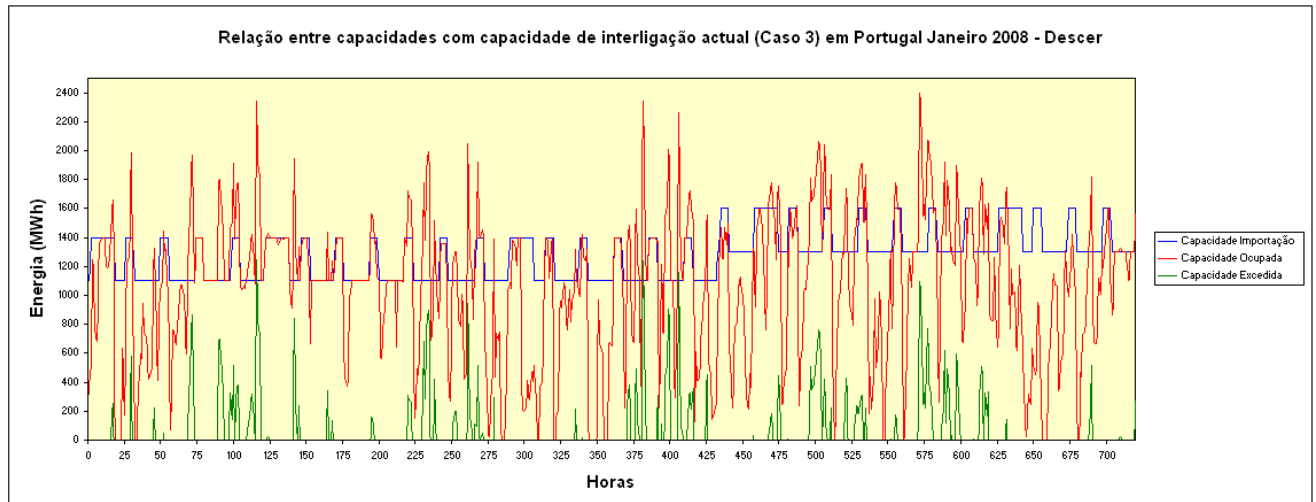


Figura 6.16 – Capacidade de importação, capacidade ocupada e capacidade excedida (Caso 3)

Analisando a Figura 6.16 fica-se com a ideia de que a capacidade de importação era excedida em demasiadas situações. As Figuras 6.17 e 6.18 confirmam o referido, mostrando que a capacidade de importação foi excedida em 152 horas das 744 horas existentes durante o mês de Janeiro de 2008, correspondendo a uma percentagem de 20,43% de horas em que se excedeu a capacidade de importação.

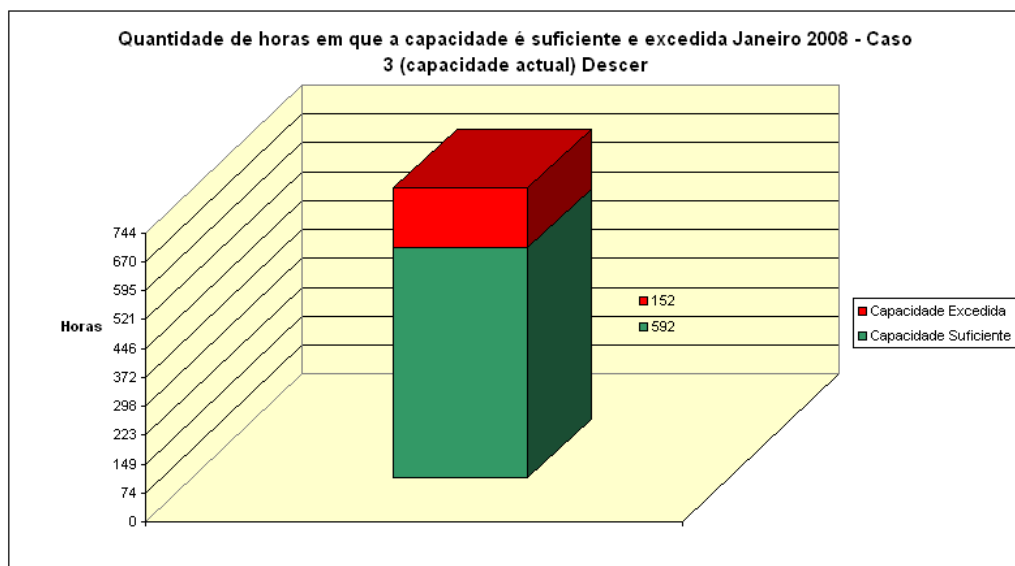


Figura 6.17 – Número de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 3)

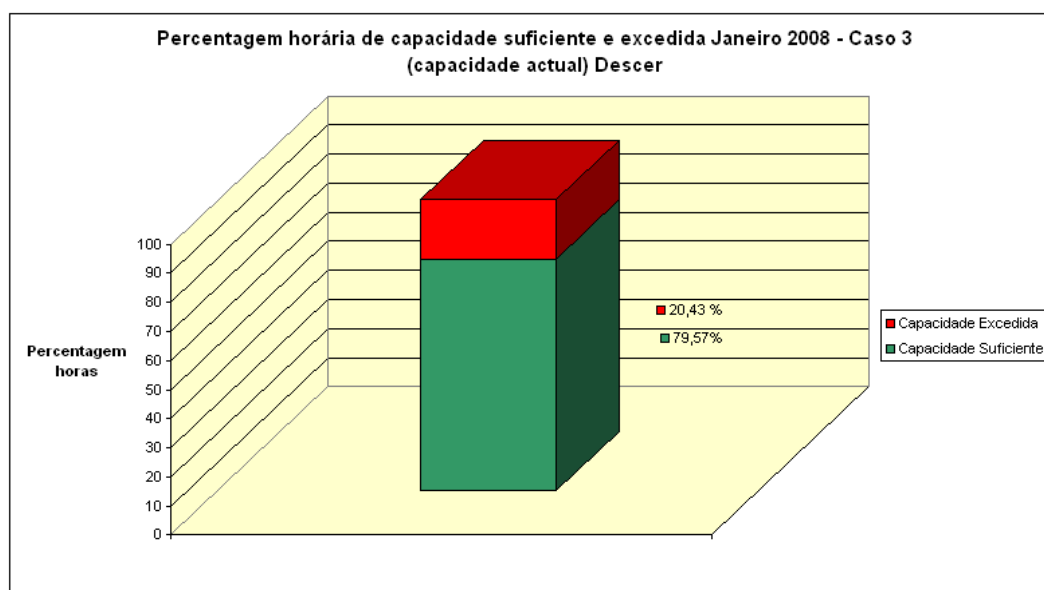


Figura 6.18 – Percentagem de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 3)

O custo de operação diminuiu de forma considerável em relação ao valor que se havia registado no Caso 1 tendo decrescido de 9749073 €, valor referente ao Caso 1, para 7772903 €.

Como tinha acontecido nos casos anteriores, o custo resultante para regulação a descer foi superior ao custo para regulação a subir, pois no mês de Janeiro de 2008 o sistema sofreu um valor superior de desvios por excesso, necessitando de mobilizar maior quantidade de energia para descer do que para subir (valores obtidos pelos saldos de energias mobilizadas).

A implementação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária, no período referente ao mês de Janeiro de 2008, permitiria obter um funcionamento mais eficiente dos serviços de sistema em Portugal, pela redução da quantidade de energia mobilizada. Permitiria também uma redução dos custos de operação do sistema. Os preços de regulação, tanto a subir como a descer, estão muito próximos dos valores obtidos no Caso 1. Por esse motivo os objectivos de ganhos e melhorias promovidas pela aplicação deste modelo residem essencialmente na necessidade de mobilizar uma menor quantidade de energia.

Uma situação indesejável e que ocorre por variadas ocasiões neste caso está relacionada com o facto de ser excedido o valor da capacidade de importação em diversos períodos do mês analisado.

6.5. Caso 4

O Caso 4 consiste na implementação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária entre Portugal e Espanha, considerando um aumento da capacidade de interligação em 300 MW em ambos os sentidos, destinando-se este aumento a ser utilizado em exclusivo por este mercado. Considerou-se a aplicação de um modelo deste tipo devido ao número bastante elevado de horas em que ocorreram situações de congestionamento no Caso 3. Como se pretende reduzir ao máximo a ocorrência dessas situações, procedeu-se a este aumento de 300 MW, com o objectivo de reduzir o mais possível o número de horas em que se verificam essas situações indesejáveis.

O princípio de funcionamento do Caso 4 é exactamente igual ao do Caso 3, apenas com a particularidade de a capacidade de interligação disponível para o mercado conjunto de regulação de reserva terciária ser agora a capacidade de interligação restante após a execução dos mercados diário e intradiário, com um acréscimo de 300 MW.

De seguida efectua-se uma análise relativa aos valores obtidos. A análise é efectuada de forma independente para a regulação a subir e para a regulação a descer.

Para a reserva de regulação a subir os preços obtidos, em termos mensais, estão representados na Tabela 6.11.

Tabela 6.11 – Preços obtidos para regulação a subir no Caso 4

Preço Médio (€/MWh)
66,91
Preço Máximo (€/MWh)
106,60
Preço Mínimo (€/MWh)
20,00

O custo obtido para a regulação a subir, em Portugal, no mês de Janeiro de 2008 resultou num valor de 6047247 € .

O passo seguinte consiste em realizar uma análise comparativa dos resultados obtidos neste caso com o Caso 3, para regulação a subir, de forma a se ter uma percepção das consequências que ocorreram a nível de resultados devido ao aumento de capacidade de interligação.

Analizando a Figura 6.19 verifica-se que o aumento da capacidade de importação (representada a azul) em 300 MW teve como consequência uma enorme redução no número de períodos horários em que o valor da capacidade ocupada (representada a vermelho) ultrapassa a capacidade de importação. Está representado a verde o valor de capacidade que é efectivamente excedido, acontecendo escassas vezes e não atingindo valores muito elevados, destacando-se no entanto a hora 88, em que a capacidade é excedida em mais de 300 MW.

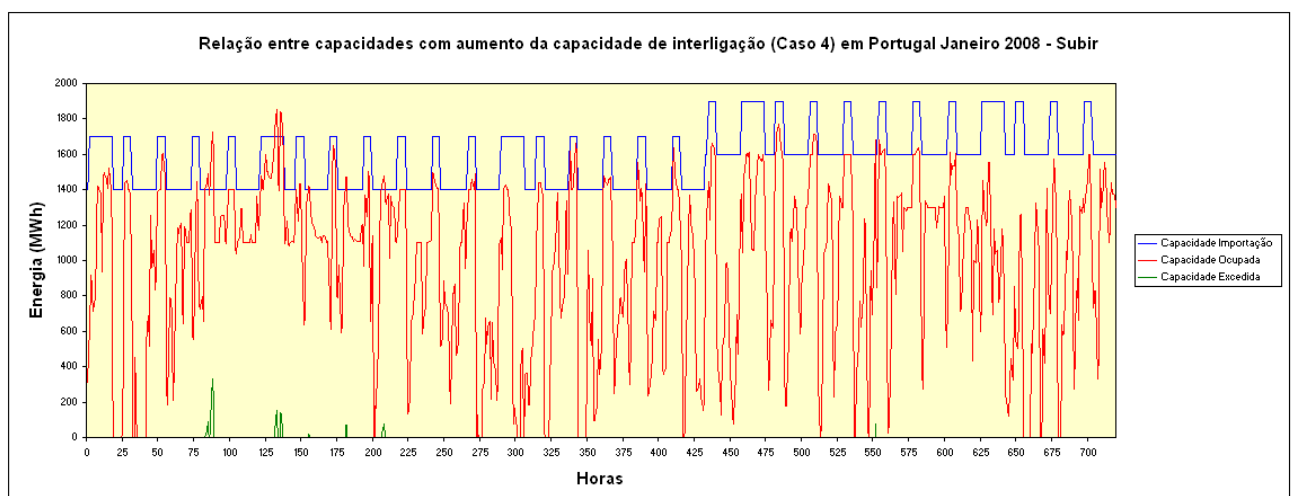


Figura 6.19 – Capacidade de importação, capacidade ocupada e capacidade excedida (Caso 4)

Pela análise da Figura 6.19 tinha-se obtido a percepção de que a capacidade de importação raramente era excedida, devido ao aumento da capacidade de interligação, resultando uma diminuição de custos para o sistema, relativamente ao Caso 3.

As Figuras 6.20 e 6.21 comprovam o referido, mostrando que a capacidade de importação foi excedida em apenas 14 horas das 744 horas existentes durante o mês de Janeiro de 2008, correspondendo a uma percentagem quase residual de 1,88% de horas em que se excedeu a capacidade de importação.

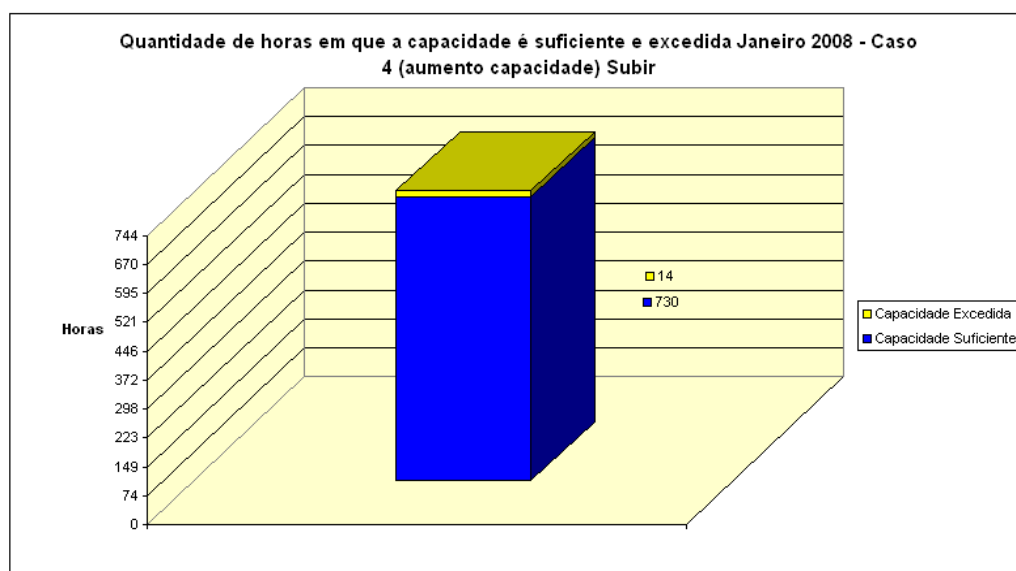


Figura 6.20 – Número de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 4)

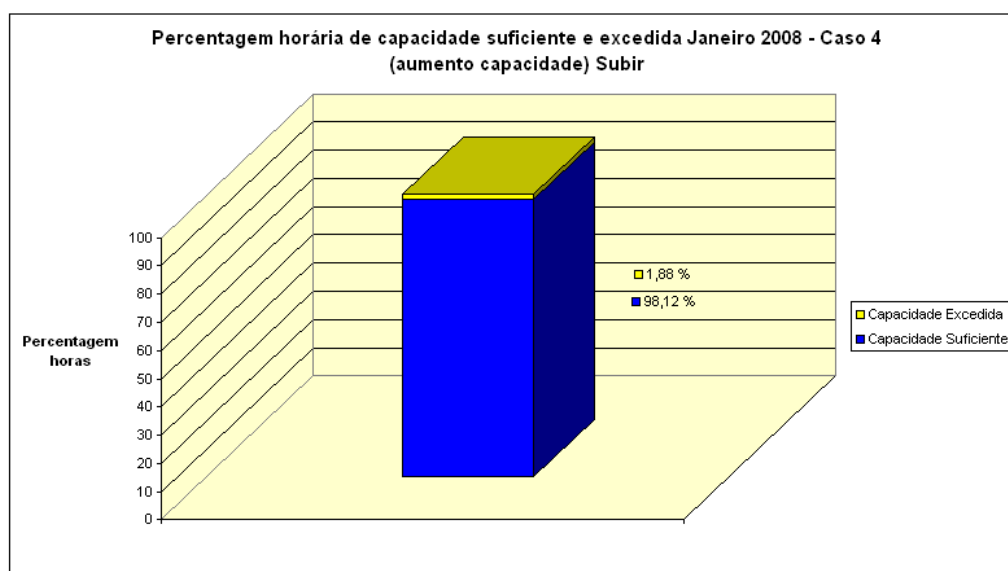


Figura 6.21 – Percentagem de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 4)

Com a redução drástica do número de situações congestionamento, o custo de operação diminuiu para 6047247 €, face ao que se havia registado no Caso 3, em que o custo tinha sido de 6304092 €.

Em relação à reserva de regulação a descer foram obtidos os preços representados na Tabela 6.12.

Tabela 6.12 – Preços obtidos para regulação a descer no Caso 4

Preço Médio (€/MWh)
66,91
Preço Máximo (€/MWh)
101,08
Preço Mínimo (€/MWh)
31,50

No mês de Janeiro de 2008, o custo obtido para a regulação a descer, em Portugal, resultou num valor de 7990957 €.

De seguida realiza-se uma análise comparativa dos resultados obtidos neste caso com o Caso 3, para regulação a descer, de forma a se ter uma percepção das consequências que ocorreram a nível de resultados devido ao aumento de capacidade de interligação.

Analizando a Figura 6.22 verifica-se que o aumento da capacidade de importação (representada a azul) em 300 MW teve como consequência uma redução do número de períodos horários em que o valor da capacidade ocupada (representada a vermelho) ultrapassa a capacidade de importação. No entanto, esta redução não foi tão evidente como no caso da regulação a subir. Este comportamento deve-se ao facto do valor das energias mobilizadas para descer ser superior ao valor das energias mobilizadas para subir. Está representado a verde o valor de capacidade que é efectivamente excedido, acontecendo algumas vezes e atingindo valores elevados, destacando-se as horas 116, 382, 406 e 572 em que a capacidade é excedida em mais de 750 MW.

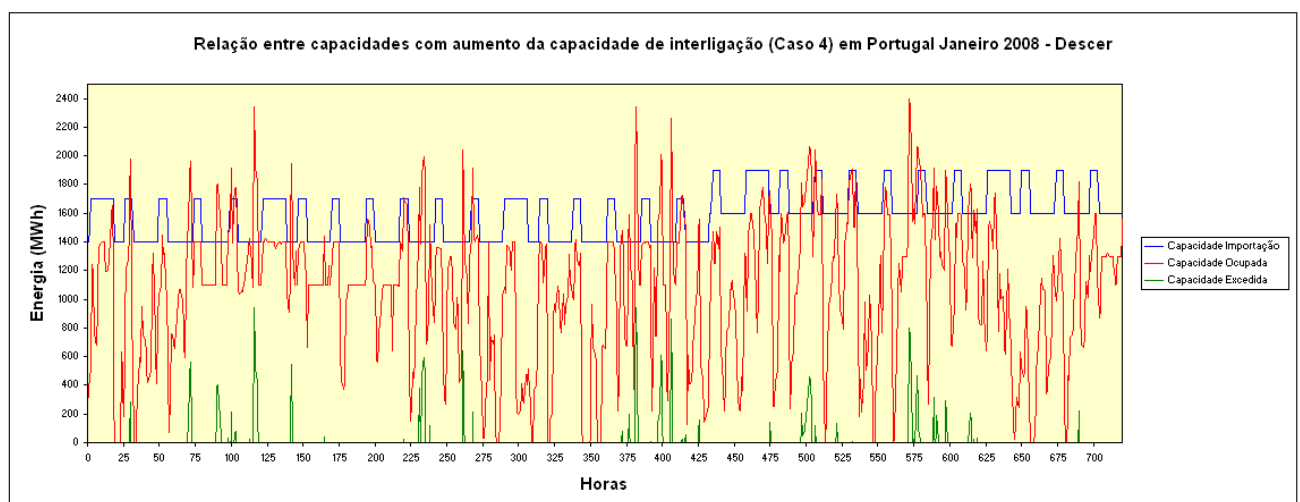


Figura 6.22 – Capacidade de importação, capacidade ocupada e capacidade excedida (Caso 4)

Pela análise da Figura 6.22 tinha-se ficado com a percepção de que a capacidade de importação era excedida em algumas situações, mas em quantidade inferior relativamente ao Caso 3. As Figuras 6.23 e 6.24 comprovam o mencionado, mostrando que a capacidade de importação foi excedida em 70 horas das 744 horas existentes durante o mês de Janeiro de 2008, correspondendo a uma percentagem de 9,41% de horas em que se excedeu a capacidade de importação.

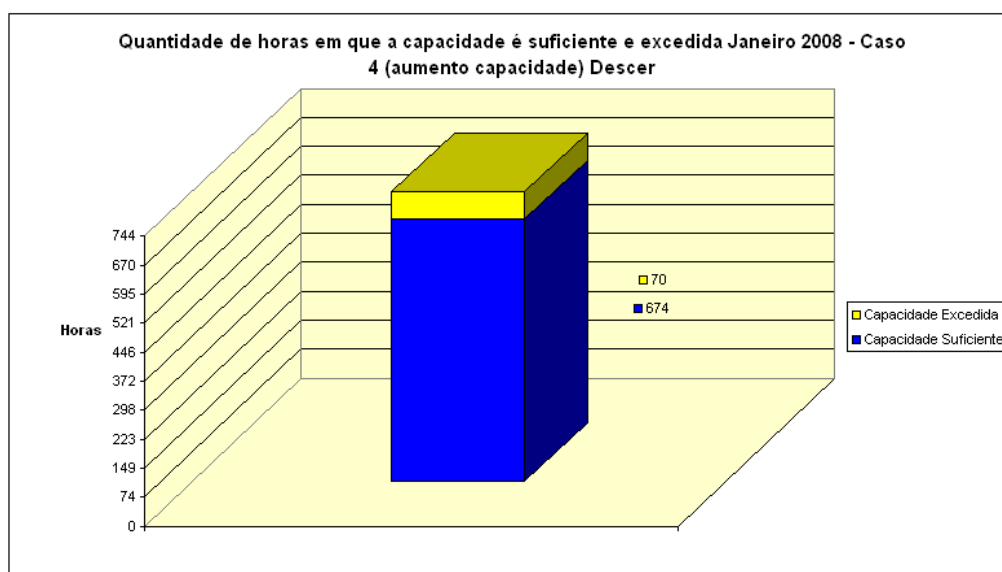


Figura 6.23 – Número de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 4)

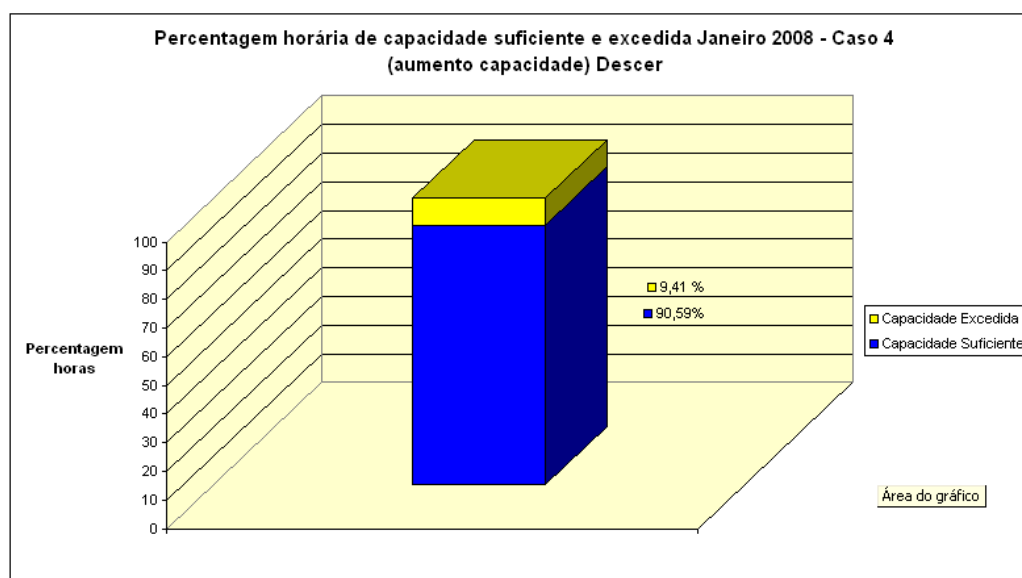


Figura 6.24 – Percentagem de horas em que a capacidade de interligação disponível é excedida (Caso 4)

Apesar da redução do número de períodos horários em que há congestionamento para cerca de metade, o custo de operação aumentou de 7772903 € para, 7990957 € relativamente ao registado no Caso 3. Uma possível explicação para este facto assenta no valor do preço marginal (66,91 €/MWh) ter sido superior ao obtido no Caso 3 (65,23 €/MWh).

Como já tinha sucedido nos Casos 1, 2 e 3, o custo resultante para regulação a descer foi superior ao custo para regulação a subir, devido ao facto de no mês de Janeiro de 2008 o sistema ter sofrido um valor superior de desvios por excesso, necessitando de mobilizar maior quantidade de energia para descer do que para subir.

O aumento da capacidade de interligação permitiria obter um funcionamento mais eficiente dos serviços de sistema em Portugal, por uma pequena redução dos custos de operação do sistema. O preço de regulação a subir é consideravelmente inferior ao do Caso 3, enquanto que o preço de regulação a descer é ligeiramente superior ao valor obtido no caso

anterior. O aumento da capacidade de interligação também conseguiu reduzir de forma bastante considerável o número de períodos horários em que ocorrem situações de congestionamento.

6.6. Resultados obtidos e comparações efectuadas

Esta secção tem como principal objectivo efectuar uma comparação entre os resultados obtidos no mercado de reserva de regulação terciária em Portugal e entre os resultados que se obteriam caso se encontrasse implementado um mercado conjunto de reserva de regulação terciária entre Portugal e Espanha. A análise é realizada através de uma perspectiva portuguesa, com o objectivo de avaliar se seria vantajosa a aplicação de um mercado conjunto e quais as melhorias e ganhos que daí resultariam para Portugal. O intervalo temporal da análise abrangeu o mês de Janeiro de 2008.

Foram simuladas três opções de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária, um com capacidade de interligação ilimitada, outro com a capacidade de interligação actualmente existente e um com um aumento da capacidade de interligação.

Como o caso relativo à aplicação de um mercado conjunto com a capacidade de interligação actual (Caso 3), de entre os casos analisados, é o que possui possibilidades mais acentuadas de aplicação nos mercados de reserva de regulação terciária em Portugal e Espanha, importa efectuar uma comparação mais pormenorizada entre os resultados obtidos neste caso e os resultados referentes ao mercado de reserva de regulação terciária em Portugal (Caso 1).

Dessa forma, em termos de preço marginal, a implementação de um mercado conjunto não provocou alterações significativas nos valores médios dos preços para subir e para descer. Esses valores estão representados na Tabela 6.13.

Tabela 6.13 – Preços médios obtidos para os Casos 1 e 3

	Caso 1	Caso 3
	Preço Médio (€/MWh)	
Subir	73,30	72,02
Descer	64,18	65,23

A diferença mais acentuada e da qual resulta uma das vantagens essenciais da aplicação de um mercado conjunto reside na quantidade de energia que é necessária mobilizar. As diferenças referidas estão explícitas na Tabela 6.14.

Tabela 6.14 – Energias mobilizadas médias para os Casos 1 e 3

	Caso 1	Caso 3
	Energia Mobilizada Média (MWh)	
Subir	248,40	175,04
Descer	-323,02	-235,70

Com a aplicação deste modelo a quantidade média de energia mobilizada para subir foi reduzida em cerca de 29,53%, diminuindo de 248,40 MWh para 175,04 MWh. No caso da quantidade média de energia mobilizada para descer a redução fixou-se em 27,03%, passando de -323,02 MWh para -235,70 MWh.

Relativamente à quantidade total de energia mobilizada, representada na Tabela 6.15, a redução no caso para subir foi de 5,52%. A diminuição com mais impacto surgiu na quantidade total de energia mobilizada para descer, com a mesma a situar-se nos 17,84 %, valor bastante considerável.

Tabela 6.15 – Energias mobilizadas para os Casos 1 e 3

	Caso 1	Caso 3
	Energia Mobilizada (MWh)	
Subir	88927,40	84018,20
Descer	-151175,10	-124211,80

Conclui-se assim, que um mercado conjunto permite, efectivamente, uma poupança real de reserva, pois a partilha de reservas entre dois sistemas (pela aplicação de saldos) conduz a uma diminuição da capacidade total de reserva. A quantidade poupada de reserva é substancialmente superior no caso de regulação a descer. Esta redução é vantajosa para o sistema português, visto que normalmente o sistema sofre valores superiores de desvios por excesso (em relação a desvios por defeito), necessitando por isso de maior quantidade de energia para descer do que para subir.

Importa referir que o valor da energia mobilizada é o mesmo para os três casos de simulação de um mercado conjunto, pois a quantidade de energia requerida é obtida de igual modo para os mesmos, através da aplicação de saldos de energia mobilizada.

Em relação ao custo de operação do sistema ocorreu uma diminuição com a aplicação de um mercado conjunto, sendo visível na Tabela 6.16. Para regulação a subir a redução atingiu os 7,75% (passando de 6833471 € para 6304092 €), atingindo os 20,27% no caso de regulação a descer (redução de 9749073 € para 7772903 €). A redução mais elevada para regulação a descer deve-se essencialmente ao facto de a poupança de reserva ter sido mais evidente nesse caso.

Tabela 6.16 – Custos obtidos para os Casos 1 e 3

	Caso 1	Caso 3
	Custo (€)	
Subir	6833471	6304092
Descer	9749073	7772903

Um dos inconvenientes da implementação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária assenta no facto da capacidade de interligação entre os dois países ser limitada. Esta limitação provoca a ocorrência de situações de congestionamento em diversas horas (192 horas para regulação a subir, correspondendo a 25,81% da totalidade das horas, e 152 horas para regulação a descer, correspondendo a 20,43% do total de horas), facto que é indesejável, pois acarreta um aumento de custos para o sistema.

Efectuando uma análise global, a aplicação de um mercado conjunto apresenta vantagens evidentes, em termos de aumento de eficiência, de diminuição da quantidade de energia mobilizada e da obtenção de um menor custo de operação. Em relação aos preços marginais, a alteração ocorrida não é suficiente para poder ser enunciada como uma vantagem clara. Como desvantagem pode referir-se que o valor da capacidade de interligação é ultrapassado numa quantidade excessiva de situações, resultando em prejuízo para o sistema.

Na Tabela 6.17 estão representados alguns dos valores obtidos relativamente aos quatro casos considerados.

Tabela 6.17 – Quadro resumo de valores obtidos para os casos considerados

		Preço Médio (€/MWh)	Preço Máximo (€/MWh)	Preço Mínimo (€/MWh)	Energia Mobilizada Média (MWh)	Energia Mobilizada Total (MWh)	Custo (€)
Caso 1	Subir	73,30	106,39	45,40	248,40	88927	6833470,8
	Descer	64,18	101,20	26,58	-323,02	-151175,1	9749073,2
Caso 2	Subir	66,59	106,60	20,00	175,04	84018	6030063,3
	Descer	69,30	101,18	36,80	-235,70	-124211,8	8543261
Caso 3	Subir	72,02	106,60	20,00	175,04	84018	6304092,4
	Descer	65,23	101,08	27,01	-235,70	-124211,8	7772903
Caso 4	Subir	66,91	106,60	20,00	175,04	84018	6047247,1
	Descer	66,91	101,08	31,50	-235,70	-124211,8	7990957

Capítulo 7

Conclusões e perspectivas de desenvolvimento

O processo de reestruturação a que o sector eléctrico tem sido sujeito em diversas regiões no decorrer dos últimos anos conduziu ao aparecimento de diferentes estruturas de mercado, com objectivos comuns de aumento de competitividade e de liberalização do sector. Os mercados de electricidade integram, entre outros, os mercados de serviços de sistema, que promovem o fornecimento de serviços de modo a permitir a operação do sistema eléctrico com níveis adequados de segurança, estabilidade e qualidade de serviço, constituindo-se desta forma como parte essencial para o correcto funcionamento do sistema eléctrico. Os mercados de serviços de sistema têm vindo a assumir uma importância significativa no contexto dos mercados de electricidade, devido aos sistemas funcionarem cada vez mais próximos dos seus limites de operação pelo que existe uma probabilidade mais elevada de serem violadas restrições técnicas.

A constituição e estruturação dos serviços de sistema, em geral, acarreta alguma complexidade, devido essencialmente à definição e classificação destes serviços variar consideravelmente de acordo com o sistema eléctrico em análise. Neste trabalho definiram-se como serviços de sistema mais importantes o controlo de frequência (que engloba as reservas de regulação primária, secundária e terciária), o controlo de tensão, a reposição de serviço e a resolução de restrições técnicas.

O objectivo de criação de um mercado interno de electricidade na Europa assenta na implementação de passos intermédios que consistem, essencialmente, na abertura gradual dos mercados nacionais e na criação de mercados regionais de electricidade englobando áreas vizinhas. Com o aparecimento de mercados regionais, e com as consequentes trocas de electricidade entre essas áreas, é necessário implementar formas de otimizar o funcionamento dos mercados de serviços de sistema, para se obter um aumento de eficiência, uma melhoria da segurança de abastecimento e uma diminuição dos custos de operação. Deste modo, adquire um destaque particular a necessidade de harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema.

A harmonização dos mercados de serviços de sistema pode assumir diversas formas de acordo com o grau de harmonização regulatória, os objectivos de convergência e o grau de integração de mercados que se pretende obter. O tema da harmonização e convergência

centra-se no desenvolvimento de mecanismos relacionados com a troca de serviços de controlo de frequência com activação por instrução de despacho, designados por reserva terciária, pois esta alternativa corresponde a uma solução vantajosa em termos económicos. Não são considerados outros serviços, como o controlo de tensão, devido ao seu carácter local, ou o controlo de frequência com activação automática, devido à elevada complexidade inerente a este tipo de serviço.

Neste trabalho, foram analisados os acordos de troca de reservas terciárias existentes na Europa que revelaram soluções diversas para a partilha ou troca de serviços de sistema entre diferentes países. Essas soluções agrupam-se em três modelos de harmonização dos mercados de serviços de sistema que se distinguem entre si pelo nível de integração. Estes modelos são descritos pormenorizadamente, com incidência nos seus princípios de funcionamento, referindo-se os papéis e responsabilidades dos participantes. Uma limitação para a implementação dos modelos de harmonização reside na capacidade comercial de interligação para troca de reservas, que é insuficiente em diversas ocasiões, resultando na ocorrência de situações de congestionamento.

A harmonização dos mercados de serviços de sistema entre Portugal e Espanha apresenta-se como um tema prioritário para os Operadores de Sistema dos dois países, consistindo numa meta que se pretende alcançar brevemente. Dessa forma, foi realizada uma análise acerca da aplicabilidade dos três modelos de harmonização em Portugal e Espanha, com o objectivo de aferir qual o que melhor se enquadra para uma implementação neste caso concreto. Concluiu-se que, numa fase inicial, o modelo de troca de serviços entre Operadores de Sistema (Modelo 1) se apresenta como o mais adequado para implementar, devido às diversas vantagens que possui. Estas vantagens assentam na sua compatibilidade com os acordos estabelecidos entre os Governos de Portugal e Espanha, garantindo a existência de dois Operadores de Sistema, na sua simplicidade e facilidade de aplicação, bem como na possibilidade de tirar partido da cooperação que sempre existiu no relacionamento entre os Operadores de Sistema de Portugal e Espanha.

No futuro, com a experiência de funcionamento dos mercados de serviços de sistema adquirida e com um possível estabelecimento de novos acordos governamentais, a adicionar ao facto de existir uma elevada cooperação entre os Operadores de Sistema de Portugal e Espanha, a implementação de um modelo baseado num mercado integrado (Modelo 3) pode tornar-se uma opção viável e apresentar-se como a solução mais vantajosa em termos de poupança de reserva de regulação e de redução de custos de operação. No entanto, a implementação de um modelo deste tipo poderá ser dificultada pelo facto de as empresas responsáveis pela gestão dos sistemas português e espanhol apresentarem capitais públicos na sua estrutura accionista, pertencendo a um sector considerado estratégico nos panoramas nacionais. Deste modo, poderá resultar de difícil aceitação a diminuição ou a supressão da autonomia aos Operadores de Sistema dos dois países. Nesta situação, a constituição de um coordenador de Operadores de Sistema, particularidade que este modelo apresenta, poderia ser de difícil aceitação.

A completar este trabalho foram estudados e analisados diversos casos de estudo referentes à análise de um mês de funcionamento (Janeiro de 2008) de um mercado conjunto de serviços de sistema (reserva de regulação terciária) em Portugal e Espanha, visto de uma perspectiva portuguesa. Considerou-se como caso base o ocorrido no mercado de serviços de sistema em Portugal, no mês em questão, em termos de reserva de regulação terciária. Foi conferida uma ênfase particular ao caso relativo à aplicação de um mercado conjunto com a

capacidade de interligação actual (Caso 3), por ser aquele que possui possibilidades mais acentuadas de ocorrência nos mercados de reserva de regulação terciária em Portugal e Espanha.

De acordo com simulações realizadas, a implementação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária apresentou vantagens evidentes, pois permitiria obter um funcionamento mais eficiente dos serviços de sistema em Portugal. Neste âmbito importa referir que ocorreria uma poupança considerável de reserva, pois a partilha de reservas entre dois sistemas conduziria a uma diminuição da quantidade total de energia mobilizada (através da aplicação de saldos). Relativamente aos preços marginais, ocorreria uma redução não muito significativa pelo que, por esse motivo, este aspecto não pode ser enunciado como uma vantagem evidente. Seriam obtidos menores custos de operação do sistema com a aplicação de um mercado conjunto, devido essencialmente à redução significativa da quantidade de energia mobilizada comparativamente à redução de preços verificada. Importa referir que a quantidade poupada de reserva é substancialmente superior no caso de regulação a descer, sendo esta poupança vantajosa para o sistema português, visto que o mesmo se desvia maioritariamente por excesso, necessitando por isso de maior quantidade de energia para descer do que para subir. Este facto implica uma redução de custos mais acentuada. Uma situação indesejável e que ocorre em diversas ocasiões está relacionada com o facto de ser excedido o valor da capacidade de importação em diversos períodos do mês analisado, conduzindo a situações de congestionamento. Esta situação implica um prejuízo para o sistema português, visto o mesmo ser um sistema maioritariamente importador. Nestas condições obtém-se um preço marginal superior, resultando num custo mais elevado para o sistema. Conclui-se assim que ganhos e melhorias promovidas pela aplicação de um mercado conjunto residem essencialmente num aumento de eficiência, na necessidade de mobilizar uma menor quantidade de energia, resultando como consequência uma redução efectiva dos custos de operação.

Devido à ocorrência de situações de congestionamento com uma frequência elevada na aplicação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária considerando a capacidade de interligação actualmente existente, simulou-se um novo caso de estudo correspondente a um aumento da capacidade de interligação. O aumento da capacidade de interligação permitiria obter um funcionamento mais eficiente dos serviços de sistema em Portugal, através de uma redução dos custos de operação do sistema. Foi também possível reduzir de forma bastante significativa o número de períodos horários em que ocorreriam situações de congestionamento.

É importante referir que existe a necessidade de harmonizar outros parâmetros relativos ao funcionamento dos mercados de serviços de sistema, de forma a assegurar uma integração apropriada entre os dois mercados. Os parâmetros mencionados centram-se essencialmente no tempo de fecho dos mercados, nas regras relativas à participação e à oferta nos mercados, na activação das ofertas e nas regras de liquidação.

Futuramente, será de todo o interesse efectuar uma análise relativa à implementação de um mercado conjunto de serviços de sistema (reserva de regulação terciária) em Portugal e Espanha, considerando um período temporal mais alargado (possivelmente um ano), de modo a obter uma noção mais concreta e completa dos ganhos e melhorias reais que a aplicação de um mercado conjunto poderá trazer.

A aplicação de um mercado conjunto de reserva de regulação terciária em Portugal e Espanha iria acarretar o problema da existência de vários períodos horários em que se

verificaria a ocorrência de situações de congestionamento. Os casos de estudo analisados permitiram concluir que um aumento da capacidade de interligação entre os dois países originaria uma redução significativa desses períodos. Seria importante a realização de estudos relativos à viabilidade do aumento da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, da capacidade das linhas de interligação a construir e do tempo que decorreria até que o investimento efectuado nesse aumento fosse recuperado.

O estabelecimento de possíveis medidas regulatórias, de forma a evitar reduções de capacidade de interligação disponível entre Portugal e Espanha, tais como a extensão dos acordos de troca de informação entre Operadores de Sistema relativa ao cálculo da capacidade de interligação diária, a aplicação de redespachos e intercâmbios de apoio entre sistemas, constituem aspectos que deveriam ser aprofundados.

Para finalizar, pode afirmar-se que a implementação de um mercado conjunto de serviços de sistema entre Portugal e Espanha constitui um tema importante que justifica que continuem as conversações entre os Operadores de Sistema dos dois países, de forma a serem estabelecidas as bases concretas que definam a sua implementação. Apesar de ser elevada a probabilidade de aplicação de um modelo de harmonização do tipo troca de serviços entre Operadores de Sistema, este assunto não se encontra ainda completamente definido, necessitando o modelo a implementar de ser conceptualmente aprofundado, descrito de forma pormenorizada e acordado pelos dois Operadores de Sistema.

A contribuição fornecida por este trabalho assenta na identificação e descrição dos modelos existentes de harmonização dos mercados de serviços de sistema, seleccionando o modelo cuja implementação melhor se adequa ao estado actual de funcionamento e desenvolvimento dos serviços de sistema em Portugal e em Espanha. Nestas condições, espera-se que este trabalho possa constituir uma contribuição para o aprofundamento deste problema e para o seu melhor conhecimento, de modo a permitir a selecção do modelo a implementar possuindo um conhecimento mais profundo e robusto deste assunto.

Bibliografia

- [1]J. T. Saraiva, J. L. Pereira da Silva, M. T. Ponce de Leão, *Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes*, FEUPedições, 2002, pp. 1-100.
- [2]Decreto-Lei nº189/88, de 27 Maio.
- [3]Decreto-Lei nº182/95, de 27 Junho.
- [4]Decreto-Lei nº188/95, de 27 Junho.
- [5]Directiva 96/92/CE, Parlamento Europeu e Conselho, de 19 Dezembro.
- [6]Directiva 2003/54/CE, Parlamento Europeu e Conselho, de 26 Junho.
- [7]"*Relatório - Mercado Liberalizado em Portugal*". Disponível em www.erse.pt. Acedido em 15/05/2008
- [8]Decreto-Lei nº29/2006, de 15 Fevereiro.
- [9]*Ley 54/1997 del Sector Electrico, de 27 noviembre*.
- [10]Energias de Portugal. Disponível em www.edp.pt. Acedido em 27/05/2008.
- [11]"*Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade*". Disponível em www.erse.pt. Acedido em 20/05/2008
- [12]Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português. Disponível em www.omip.pt. Acedido em 02/06/2008.
- [13]*Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español*. Disponível em www.omel.es. Acedido em 27/06/2008.
- [14]Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Disponível em www.erse.pt. Acedido em 27/05/2008.
- [15]Redes Energéticas Nacionais. Disponível em www.ren.pt. Acedido em 27/06/2008.
- [16]"*Current State of Balance Management in Europe*". Disponível em www.etsa-net.org. Acesso a 20/05/2008.
- [17]*Federal Energy Regulatory Commission*, 1996. Order No 888, Final Rule. USA.
- [18]"Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema". Disponível em www.ren.pt. Acesso em 27/06/2008.
- [19]*Procedimiento de Operación 3.2 Resolución de Restricciones Técnicas*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- [20]"*Balance Management Harmonisation and Integration – 4th Report*". Disponível em www.etsa-net.org. Acesso em 05/06/2008.
- [21]"*EREG Guidelines of Good Practice for Electricity Balancing Markets Integration (FFP-EBMI)*". Disponível em www.energy-regulators.eu. Acesso em 05/06/2008.
- [22]"*Ancillary Services – State of the Art in the Nordic Market*", IEEE, 2007.
- [23]E. Hirst, B. Kirby, "*Ancillary Services*", Oak Ridge National Laboratory, 1997.

- [24] “*Common Balance Management in the Nordic Countries*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/06/2008.
- [25] “*Current State of Trading Tertiary Reserves Across Borders in Europe*”. Disponível em www.ets-net.org. Acedido em 05/06/2008.
- [26] “*Key Issues in Facilitating Cross-Border Trading of Tertiary Reserves and Energy Balancing*”. Disponível em www.ets-net.org. Acesso em 05/06/2008.
- [27] “*Description of Balance Regulation in the Nordic Countries 2008*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/06/2008.
- [28] *Real Decreto 1454/2005, de 2 de Diciembre*; Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España.
- [29] *Procedimiento de Operación 7.1 Servicio Complementario de Regulación Primaria*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- [30] *Procedimiento de Operación 7.2 Servicio Complementario de Regulación Secundaria*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- [31] *Procedimiento de Operación 7.3 Servicio Complementario de Regulación Terciaria*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- [32] *Procedimiento de Operación 1.5 Establecimiento de la Reserva para la Regulación Frecuencia-Potencia*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- [33] *Procedimiento de Operación 7.4 Servicio Complementario de Control de Tensión de la Red de Transporte*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- [34] *Procedimiento de Operación 7.5 Reposición del Servicio*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- [35] *Procedimiento de Operación 3.3 Resolución de los Desvíos Generación-Consumo*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- [36] “*Proposta de Regulamento de Operação das Redes*”. Disponível em www.erse.pt. Acesso em 27/06/2008.
- [37] “*Red Eléctrica de España*”. Disponível em www.esios.ree.es. Acedido em 15/06/2008.
- “*A Common Nordic Platform for Balancing Services Report 4/2007*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 15/05/2008.
- “*Anual Report Nordel 1999*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/05/2008.
- “*Anual Report Nordel 2000*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/05/2008.
- “*Anual Report Nordel 2001*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/05/2008.
- “*Anual Report Nordel 2002*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/05/2008.
- “*Anual Report Nordel 2003*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/05/2008.
- “*Anual Report Nordel 2004*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/05/2008.
- “*Anual Report Nordel 2005*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/Maio/2008.
- “*Anual Report Nordel 2006*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/05/2008.
- “*Anual Report Nordel 2007*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 10/06/2008.
- “*Congestion Management Guidelines*”, ERGEG, 2005.
- “*Current Stat of Balance Management in South East Europe*”. Disponível em www.ets-net.org. Acesso em 27/06/2008.
- “*Development of a Common Nordic Balance Settlement*”. Disponível em www.nordicenergyregulators.org. Acesso em 27/06/2008.
- “*Energy Regulation Insights - Issue No:19*”, NERA Economic Consulting, 2004.
- “*Harmonisation of the balance management*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/06/2008.
- “*Nordic Grid Code 2007*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 27/06/2008.

- "Nordic Grid Master Plan 2008". Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/06/2008.
- "Procedimiento de Operación 2.1 Previsión de la Demanda". Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/05/2008.
- "Procedimiento de Operación 3.1 Programación de la Generación". Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/05/2008.
- "Procedimiento de Operación 4.1 Resolución de Congestiones en la Interconexión Francia-España". Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/05/2008.
- "Procedimiento de Operación 4.2 Resolución de Congestiones en la Interconexión Portugal-España". Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/05/2008.
- "Procurement Guidelines". Disponível em www.nationalgrid.com. Acesso em 05/06/2008.
- "Proposed principles for Common Balance Management". Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/06/2008.
- "Red Eléctrica de España". Disponível em www.ree.es. Acedido em 27/06/2008.
- "Regras de Funcionamento Complementares ao Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema". Disponível em www.ren.pt. Acesso em 27/06/2008.
- "Review of EU Electricity Markets", IPA Energy Consulting, 2006.
- "The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnät". Disponível em www.svk.se. Acesso em 05/06/2008.
- "The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnät". Disponível em www.svk.se. Acesso em 05/06/2008.
- "Congestion Management Guidelines". Disponível em www.nordicenergyregulators.org. Acedido em 20/06/2008
- "Monitoring of the Nordic Regulation Power Market". Disponível em www.nordicenergyregulators.org. Acedido em 20/06/2008
- "Regulation of the Nordic TSO's". Disponível em www.nordicenergyregulators.org. Acedido em 20/06/2008
- "Towards harmonised Nordic balancing services". Disponível em www.nordicenergyregulators.org. Acedido em 20/06/2008
- A. Weidlich, "Testing Market Designs for Balancing Power Markets with Agent-based Simulation", Karlsruhe University, 2006.
- Bazán N., Ciro Eduardo, "Efectos de la Reforma del Sector Eléctrico", Universidad de las Palmas de Gran Canaria, 2003.
- Comisión Nacional de Energía. Disponível em www.cne.es. Acedido em 27/06/2008.
- Direcção Geral de Energia e Geologia. Disponível em www.dgge.pt. Acedido em 15/06/2008.
- E. Hirst, B. Kirby, "Ancillary Service Details: Voltage Control", Oak Ridge National Laboratory, 1997.
- E. Hirst, B. Kirby, "Ancillary Services. Proceedings of the American Power Conference", vol 58; Chicago 1996.
- E. Hirst, B. Kirby, "Ancillary Services: A Call for Fair Prices" Oak Ridge National Laboratory, 1999.
- E. Hirst, B. Kirby, "Ancillary-Service Details: Dynamic Scheduling", Oak Ridge National Laboratory, 1997.
- E. Hirst, B. Kirby, "Ancillary-Service Details: Operating Reserves"; Oak Ridge National Laboratory, 1997.
- E. Hirst, B. Kirby, "Ancillary-Service Details: Regulating, Load Following, and Generator Response", Oak Ridge National Laboratory, 1996.
- E. Hirst, B. Kirby, "Creating Competitive Markets for Ancillary Services", Oak Ridge National Laboratory, 1997.

- E. Hirst, B. Kirby, "*Customer-Specific Metrics for the Regulation and Load-Following Ancillary Services*", Oak Ridge National Laboratory, 2000.
- E. Hirst, B. Kirby, "*Electric Industry Restructuring, Ancillary Services, and the Potencial Impact on Wind*", Oak Ridge National Laboratory, 1999.
- E. Hirst, B. Kirby, "*Load as a Resource in Providing Ancillary Services*", Oak Ridge National Laboratory, 1999.
- E. Hirst, B. Kirby, "*Maintaining System Blackstart In Competitive Bulk-Power Markets*", Oak Ridge National Laboratory; 1999.
- E. Hirst, B. Kirby, "*Pricing Ancillary Services so Costumers Pay for What They Use*", Oak Ridge National Laboratory, 2000.
- E. Hirst, B. Kirby, "*What is the Correct Time-Averaging Period for the Regulation Ancillary Service?*", Oak Ridge National Laboratory, 2000.
- Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité. Disponível em www.rte-france.com. Acedido em 27/06/2008.
- J. De Quinto, L. Villafruela, "*El Mercado Ibérico de Electricidad en el Contexto de los Intercâmbios Regionales en la UE*", Red Eléctrica de España; 2007.
- J. P. Sucena Paiva, "*Redes de Energia Eléctrica: Uma Análise Sistémica*", IST Press, 2005.
- J. T. Saraiva, "*Mercados e Qualidade*", FEUP, 2007.
- J. Zhong, "*On Some Aspects of Design of Electric Power Ancillary Service Markets*", Chalmers University of Technology, 2003.
- L. Meeus, K. Purchala, R. Belmans, "*Development of the Internal Electricity Market in Europe*", IEEE, 2005.
- Ministério da economia e da inovação. Disponível em www.min-economia.pt. Acedido em 27/06/2008.
- R. Madlener, M. Kaufmann, "*Power Exchange Spot Market Trading in Europe: Theoretical Considerations and Empirical Evidence*", Oscogen, 2002.
- Red Eléctrica de España. Disponível em www.ree.es. Acedido em 27/06/2008.
- S. Riedel, H. Weigt, "*German Electricity Reserve Markets*", Dresden University of Technology, 2007.
- Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, "*A Survey of Definitions and Specifications of Reserve Services*", The University of Manchester, 2005.
- Y. Rebours, D. Kirschen, M. Trotignon, "*Fundamental Design Issues in Markets for Ancillary Services*", The Electricity Journal; 2007.
- Y. Rebours, D. Kirschen, M. Trotignon, "*Fundamental Design Issues in Markets for Ancillary Services*; The Electricity Journal", 2007.
- Y. Rebours, D. Kirschen, M. Trotignon, S. Rossignol, "*A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services – Part I: Technical Features*", IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 22, No. 1, 2007.
- Y. Rebours, D. Kirschen, M. Trotignon, S. Rossignol, "*A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services – Part II: Economic Features*", IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 22, No. 1, 2007.

ANEXO A

Código na linguagem VB.NET utilizado

As cinco rotinas constituintes do código são as seguintes:

- Principal.vb;
- Subir.vb;
- Baixar.vb;
- Subir_ComCapacidade.vb;
- Baixar_ComCapacidade.vb.

Principal.vb

Imports System

Public Class Principal

Public LigacaoDaseDados As String = "Provider=Microsoft.Jet.OLEDB.4.0;Data Source=..."

Private Sub Principal_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)
Handles MyBase.Load

Call Subir.PrecosMarginais()

Call Baixar.PrecosMarginais()

Call Subir_ComCapacidade.PrecosMarginais()

Call Baixar_ComCapacidade.PrecosMarginais()

End Sub

End Class

Subir.vb

Imports System

Imports System.Data

Imports System.Data.OleDb

Module Subir

Private ds As New DataSet

Public Sub PrecosMarginais()

Dim co As DataTable

Dim ano As Integer = 2008

Dim mes As Integer = 1

Dim dia As Integer

Dim hora As Integer

```

Dim data As Date
Dim dataInicio As Date = #1/1/2008#
Dim dataFim As Date = #1/31/2008#

For dia = 0 To dataFim.Subtract(dataInicio).TotalDays
    data = dataInicio.AddDays(dia)

    For hora = 1 To 24

        ds.Clear()

        'Saldo energia mobilizada para subir
        Dim dvCurvaOferSubir As DataView = SaldoEnergiaMobilizada(data,
hora).DefaultView
        dvCurvaOferSubir.RowFilter = "SomaDeEnergia > 0"
        Dim mo_potenciamedia As Double = 0
        If dvCurvaOferSubir.Count > 0 Then
            For Each linha As DataRowView In dvCurvaOferSubir
                mo_potenciamedia += linha("SomaDeEnergia")
            Next

            co = OfertasSubir(data, hora)

            Dim preco As Double = 0.0
            Dim co_linha As DataRow

            Dim co_potencia As Double = 0.0

            For Each co_linha In co.Rows

                co_potencia += co_linha("Potencia")

                If co_potencia >= mo_potenciamedia Then
                    preco = co_linha("Preco")
                    Exit For
                End If
            Next

            Dim sqlPrecoMarginal As String = _
                "SELECT Data, hora, Preco, item FROM(Precos_Marginais) " & _
                "WHERE (((Data) = #" & data.ToString("MM"/"dd"/"yyyy") & "#) And ((Hora) = " &
hora & ") And (item= 'S'))"
            Dim daPrecoMarginal As New OleDbDataAdapter(sqlPrecoMarginal,
Principal.LigacaoDaseDados)
            Dim cmd As New OleDbCommandBuilder(daPrecoMarginal)
            daPrecoMarginal.Fill(ds, "Temp_Precos_Marginais")
            Dim dtPrecoMarginal As DataTable = ds.Tables("Temp_Precos_Marginais")
            If dtPrecoMarginal.Rows.Count > 0 Then
                dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Data") = data
                dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("hora") = hora
                dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Preco") = preco
                dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("item") = "S"
            Else
                dtPrecoMarginal.Rows.Add()
                dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Data") = data
                dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("hora") = hora
                dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Preco") = preco
                dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("item") = "S"
            End If
        End For
    End For
End For

```

```

        daPrecoMarginal.Update(ds, "Temp_Precos_Marginais")

    End If
Next
Next

End Sub

Private Function OfertasSubir(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer) As DataTable
    Dim sqlCurvaOfertas As String = _
        "SELECT Data, Hora, Potencia, Preco " & _
        "FROM(Curva_Ofertas) " & _
        "WHERE(((Data) = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And ((Hora) = " & hora & ")
And ((Potencia) > 0)) " & _
        "ORDER BY Curva_Ofertas.Preco"
    Dim daCurvaOferSubir As New OleDbDataAdapter(sqlCurvaOfertas,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daCurvaOferSubir.Fill(ds, "Temp_CurvaOfertas")
    Return ds.Tables("Temp_CurvaOfertas")
End Function

Private Function OfertasSubir(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer, ByVal area As
String) As DataTable
    Dim sqlCurvaOfertas As String = _
        "SELECT Data, Hora, Potencia, Preco " & _
        "FROM(Curva_Ofertas) " & _
        "WHERE(((Data) = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And ((Hora) = " & hora & ")
And (Area=" & area & ") And ((Potencia) > 0)) " & _
        "ORDER BY Curva_Ofertas.Preco"
    Dim daCurvaOferSubir As New OleDbDataAdapter(sqlCurvaOfertas,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daCurvaOferSubir.Fill(ds, "Temp_CurvaOfertas_Area")
    Return ds.Tables("Temp_CurvaOfertas_Area")
End Function

Private Function SaldoEnergiaMobilizada(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer) As
DataTable
    Dim sqlEnergiaMobilizada As String
    Dim daEnergiaMobilizada As OleDbDataAdapter
    sqlEnergiaMobilizada = _
        "SELECT Data, Hora, Sum(Energia) AS SomaDeEnergia " & _
        "FROM (Energia_Mobilizada) " & _
        "WHERE (data = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "# And hora = " & hora & " And
((Area = 'ES' And Energia > 0) Or (Area = 'PT' And Energia < 0))) " & _
        "GROUP BY Data, Hora"
    daEnergiaMobilizada = New OleDbDataAdapter(sqlEnergiaMobilizada,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daEnergiaMobilizada.Fill(ds, "Temp_Energias_Mobilizada")

    sqlEnergiaMobilizada = _
        "SELECT Data, Hora, Sum(Energia) AS SomaDeEnergia " & _
        "FROM (Energia_Mobilizada) " & _
        "WHERE (Data = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "# AND Hora = " & hora & " AND
((Area = 'ES' AND Energia < 0) OR (Area = 'PT' AND Energia > 0))) " & _
        "GROUP BY Data, Hora"
    daEnergiaMobilizada = New OleDbDataAdapter(sqlEnergiaMobilizada,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daEnergiaMobilizada.Fill(ds, "Temp_Energias_Mobilizada")

```

```

Return ds.Tables("Temp_Energias_Mobilizada")
End Function

Private Function EnergiaMobilizadaSubir(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer, ByVal
area As String) As DataTable
    Dim sqlEnergiaMobilizada As String = _
        "SELECT Data, Hora, Sum(Energia) AS SomaDeEnergia " & _
        "FROM(Energia_Mobilizada)" & _
        "WHERE(((Data) = #" & data.ToString("MM/dd/yyyy") & "#) And ((Hora) = " & hora & ")
And (Area=" & area & ") And ((Energia) > 0)) " & _
        "GROUP BY Data, Hora"
    Dim daEnergiaMobilizada As New OleDbDataAdapter(sqlEnergiaMobilizada,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daEnergiaMobilizada.Fill(ds, "Temp_Energias_Mobilizada_Area")
    Return ds.Tables("Temp_Energias_Mobilizada_Area")
End Function

End Module

```

Baixar.vb

```

Imports System
Imports System.Data
Imports System.Data.OleDb

Module Baixar

    Private ds As New DataSet

    Public Sub PrecosMarginais()

        Dim co As DataTable

        Dim ano As Integer = 2008
        Dim mes As Integer = 1

        Dim dia As Integer
        Dim hora As Integer

        Dim data As Date
        Dim dataInicio As Date = #1/1/2008#
        Dim dataFim As Date = #1/31/2008#

        For dia = 0 To dataFim.Subtract(dataInicio).TotalDays
            data = dataInicio.AddDays(dia)

            For hora = 1 To 24

                ds.Clear()

                'Saldo energia mobilizada para baixar
                Dim dvCurvaOferBaixar As DataView = SaldoEnergiaMobilizada(data,
hora).DefaultView
                dvCurvaOferBaixar.RowFilter = "SomaDeEnergia < 0"
                Dim mo_potenciamedia As Double = 0.0
                If dvCurvaOferBaixar.Count > 0 Then
                    For Each linha As DataRowView In dvCurvaOferBaixar

```

```

        mo_potenciamedia += linha("SomaDeEnergia")
    Next

    co = OfertasBaixar(data, hora)

    Dim preco As Double = 0.0
    Dim co_linha As DataRow

    Dim co_potencia As Double = 0.0

    For Each co_linha In co.Rows

        co_potencia += co_linha("Potencia")

        If co_potencia <= mo_potenciamedia Then
            preco = co_linha("Preco")
            Exit For
        End If
    Next

    Dim sqlPrecoMarginal As String = _
        "SELECT Data, hora, Preco, item FROM(Precos_Marginais) " & _
        "WHERE (((Data) = #" & data.ToString("MM/dd/yyyy") & "#) And ((Hora) = " &
hora & ") And (item= 'B'))"
    Dim daPrecoMarginal As New OleDbDataAdapter(sqlPrecoMarginal,
Principal.LigacaoDaseDados)
    Dim cmd As New OleDbCommandBuilder(daPrecoMarginal)
    daPrecoMarginal.Fill(ds, "Temp_Precos_Marginais")
    Dim dtPrecoMarginal As DataTable = ds.Tables("Temp_Precos_Marginais")
    If dtPrecoMarginal.Rows.Count > 0 Then
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Data") = data
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("hora") = hora
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Preco") = preco
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("item") = "B"
    Else
        dtPrecoMarginal.Rows.Add()
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Data") = data
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("hora") = hora
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Preco") = preco
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("item") = "B"
    End If

    daPrecoMarginal.Update(ds, "Temp_Precos_Marginais")

End If
Next
Next

End Sub

Private Function OfertasBaixar(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer) As DataTable
    Dim sqlCurvaOfertas As String = _
        "SELECT Data, Hora, Potencia, Preco " & _
        "FROM(Curva_Ofertas) " & _
        "WHERE(((Data) = #" & data.ToString("MM/dd/yyyy") & "#) And ((Hora) = " & hora & ")
And ((Potencia) < 0)) " & _
        "ORDER BY Preco Desc"
    Dim daCurvaOferBaixar As New OleDbDataAdapter(sqlCurvaOfertas,
Principal.LigacaoDaseDados)

```

```

daCurvaOferBaixar.Fill(ds, "Temp_CurvaOfertas")
Return ds.Tables("Temp_CurvaOfertas")
End Function

```

```

Private Function OfertasBaixar(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer, ByVal area As
String) As DataTable
    Dim sqlCurvaOfertas As String = _
        "SELECT Data, Hora, Potencia, Preco " & _
        "FROM(Curva_Ofertas) " & _
        "WHERE(((Data) = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And ((Hora) = " & hora & ")
And (Area=" & area & ") And ((Potencia) < 0)) " & _
        "ORDER BY Preco Desc"
    Dim daCurvaOferBaixar As New OleDbDataAdapter(sqlCurvaOfertas,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daCurvaOferBaixar.Fill(ds, "Temp_CurvaOfertas_Area")
    Return ds.Tables("Temp_CurvaOfertas_Area")
End Function

```

```

Private Function SaldoEnergiaMobilizada(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer) As
DataTable
    Dim sqlEnergiaMobilizada As String
    Dim daEnergiaMobilizada As OleDbDataAdapter
    sqlEnergiaMobilizada = _
        "SELECT Data, Hora, Sum(Energia) AS SomaDeEnergia " & _
        "FROM (Energia_Mobilizada) " & _
        "WHERE (data = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "# And hora = " & hora & " And
((Area = 'ES' And Energia > 0) Or (Area = 'PT' And Energia < 0))) " & _
        "GROUP BY Data, Hora"
    daEnergiaMobilizada = New OleDbDataAdapter(sqlEnergiaMobilizada,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daEnergiaMobilizada.Fill(ds, "Temp_Energias_Mobilizada")

    sqlEnergiaMobilizada = _
        "SELECT Data, Hora, Sum(Energia) AS SomaDeEnergia " & _
        "FROM (Energia_Mobilizada) " & _
        "WHERE (Data = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "# AND Hora = " & hora & " AND
((Area = 'ES' AND Energia < 0) OR (Area = 'PT' AND Energia > 0))) " & _
        "GROUP BY Data, Hora"
    daEnergiaMobilizada = New OleDbDataAdapter(sqlEnergiaMobilizada,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daEnergiaMobilizada.Fill(ds, "Temp_Energias_Mobilizada")

    Return ds.Tables("Temp_Energias_Mobilizada")
End Function

```

```

Private Function EnergiaMobilizadaBaixar(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer, ByVal
area As String) As DataTable
    Dim sqlEnergiaMobilizada As String = _
        "SELECT Data, Hora, Sum(Energia) AS SomaDeEnergia " & _
        "FROM(Energia_Mobilizada)" & _
        "WHERE(((Data) = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And ((Hora) = " & hora & ")
And (Area=" & area & ") And ((Energia) < 0)) " & _
        "GROUP BY Data, Hora"
    Dim daEnergiaMobilizada As New OleDbDataAdapter(sqlEnergiaMobilizada,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daEnergiaMobilizada.Fill(ds, "Temp_Energias_Mobilizada_Area")
    Return ds.Tables("Temp_Energias_Mobilizada_Area")
End Function

```

```

End Module

```

Subir_ComCapacidade.vb

Imports System

Imports System.Data

Imports System.Data.OleDb

Module Subir_ComCapacidade

Private ds As New DataSet

Public Sub PrecosMarginais()

Dim co As DataTable

Dim ano As Integer = 2008

Dim mes As Integer = 1

Dim dia As Integer

Dim hora As Integer

Dim data As Date

Dim dataInicio As Date = #1/1/2008#

Dim dataFim As Date = #1/31/2008#

For dia = 0 To dataFim.Subtract(dataInicio).TotalDays

data = dataInicio.AddDays(dia)

For hora = 1 To 24

ds.Clear()

'Saldo energia mobilizada para subir

Dim dvEnerMobilizada As DataView = SaldoEnergiaMobilizada(data, hora).DefaultView

dvEnerMobilizada.RowFilter = "SomaDeEnergia > 0"

Dim mo_potenciamedia As Double = 0

If dvEnerMobilizada.Count > 0 Then

Dim sqlCurvaOfertas As String = _

"SELECT Data, Hora, Potencia, Preco, Area " & _

"FROM(Curva_Ofertas) " & _

hora & ") And ((Potencia) > 0)) " & _

"ORDER BY Curva_Ofertas.Preco"

Dim daCurvaOferSubir As New OleDbDataAdapter(sqlCurvaOfertas,
Principal.LigacaoDaseDados)Dim cmbCurvaOferSubir As New OleDbCommandBuilder(daCurvaOferSubir)
daCurvaOferSubir.Fill(ds, "Temp_CurvaOfertas")

co = ds.Tables("Temp_CurvaOfertas")

Dim co_linha As DataRow = Nothing

Dim pot_blocos As Double = 0

Dim pot_blocos_pt As Double = 0

Dim pot_blocos_es As Double = 0

Dim preco As Double = 0.0

For Each linha As DataRowView In dvEnerMobilizada
mo_potenciamedia += linha("SomaDeEnergia")

```

If linha("PtEs") = "ES" Then
    For Each co_linha In co.Rows
        pot_blocos += co_linha("Potencia")
        'Potencia, Preco, Area

        If co_linha("Area") = "PT" Then
            pot_blocos_pt += co_linha("Potencia")
        End If

        If pot_blocos >= mo_potenciamedia Then
            If co_linha("Area") = "PT" Then
                pot_blocos_pt = pot_blocos_pt + (mo_potenciamedia - pot_blocos)
            End If
            co_linha("Potencia") = pot_blocos - mo_potenciamedia
            pot_blocos = mo_potenciamedia
            preco = co_linha("Preco")
            Exit For
        End If
        co_linha.Delete()
    Next
    co.AcceptChanges()
Else
    For Each co_linha In co.Rows
        pot_blocos += co_linha("Potencia")
        'Potencia, Preco, Area

        If co_linha("Area") = "ES" Then
            pot_blocos_es += co_linha("Potencia")
        End If

        If pot_blocos >= mo_potenciamedia Then
            If co_linha("Area") = "ES" Then
                pot_blocos_es = pot_blocos_es + (mo_potenciamedia - pot_blocos)
            End If
            co_linha("Potencia") = pot_blocos - mo_potenciamedia
            pot_blocos = mo_potenciamedia
            preco = co_linha("Preco")
            Exit For
        End If
        co_linha.Delete()
    Next
    co.AcceptChanges()
End If
Next

'Definir capacidade interligação por data, hora ocupada
Dim sqlCapOcupada As String = _
    "SELECT Hora, Data, CapOcupada " & _
    "FROM Capacidade_Ocupada " & _
    "WHERE((Data = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And (Hora = " & hora
& ")))"

Dim daCapOcupada As New OleDbDataAdapter(sqlCapOcupada,
Principal.LigacaoDaseDados)
Dim cmbCapOcupada As New OleDbCommandBuilder(daCapOcupada)
daCapOcupada.Fill(ds, "Temp_CapacidadeOcupada")
Dim dtCapOcupada As DataTable = ds.Tables("Temp_CapacidadeOcupada")
If dtCapOcupada.Rows.Count > 0 Then
    dtCapOcupada.BeginInit()

```

```

        dtCapOcupada.Rows(0)("CapOcupada") =
dtCapOcupada.Rows(0)("CapOcupada") - pot_blocos_pt + pot_blocos_es
        dtCapOcupada.EndInit()
    End If

    daCapOcupada.Update(dtCapOcupada)

    Dim sqlPrecoMarginal As String = _
        "SELECT Data, hora, Preco, item FROM(Precos_Marginais) " & _
        "WHERE (((Data) = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And ((Hora) = " &
hora & ") And (item= 'S'))"
    Dim daPrecoMarginal As New OleDbDataAdapter(sqlPrecoMarginal,
Principal.LigacaoDaseDados)
    Dim cmd As New OleDbCommandBuilder(daPrecoMarginal)
    daPrecoMarginal.Fill(ds, "Temp_Precos_Marginais")
    Dim dtPrecoMarginal As DataTable = ds.Tables("Temp_Precos_Marginais")
    If dtPrecoMarginal.Rows.Count > 0 Then
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Data") = data
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("hora") = hora
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Preco") = preco
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("item") = "S"
    Else
        dtPrecoMarginal.Rows.Add()
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Data") = data
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("hora") = hora
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Preco") = preco
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("item") = "S"
    End If

    daPrecoMarginal.Update(ds, "Temp_Precos_Marginais")

End If
Next
Next

End Sub

Private Function OfertasSubir(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer) As DataTable
    Dim sqlCurvaOfertas As String = _
        "SELECT Data, Hora, Potencia, Preco, Area " & _
        "FROM(Curva_Ofertas) " & _
        "WHERE(((Data) = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And ((Hora) = " & hora & ")
And ((Potencia) > 0)) " & _
        "ORDER BY Curva_Ofertas.Preco"
    Dim daCurvaOfertaSubir As New OleDbDataAdapter(sqlCurvaOfertas,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daCurvaOfertaSubir.Fill(ds, "Temp_CurvaOfertas")
    Return ds.Tables("Temp_CurvaOfertas")
End Function

Private Function OfertasSubir(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer, ByVal area As
String) As DataTable
    Dim sqlCurvaOfertas As String = _
        "SELECT Data, Hora, Potencia, Preco " & _
        "FROM(Curva_Ofertas) " & _
        "WHERE(((Data) = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And ((Hora) = " & hora & ")
And (Area="" & area & ") And ((Potencia) > 0)) " & _
        "ORDER BY Curva_Ofertas.Preco"
    Dim daCurvaOfertaSubir As New OleDbDataAdapter(sqlCurvaOfertas,
Principal.LigacaoDaseDados)

```

```

daCurvaOferSubir.Fill(ds, "Temp_CurvaOfertas_Area")
Return ds.Tables("Temp_CurvaOfertas_Area")
End Function

```

```

Private Function SaldoEnergiaMobilizada(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer) As
DataTable
    Dim sqlEnergiaMobilizada As String
    Dim daEnergiaMobilizada As OleDbDataAdapter
    sqlEnergiaMobilizada = _
        "SELECT Data, Hora, Sum(Energia) AS SomaDeEnergia, If(Sum(Energia)>0,'ES','PT') AS
PtEs " & _
        "FROM (Energia_Mobilizada) " & _
        "WHERE (data = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "# And hora = " & hora & " And
((Area = 'ES' And Energia > 0) Or (Area = 'PT' And Energia < 0))) " & _
        "GROUP BY Data, Hora"
    daEnergiaMobilizada = New OleDbDataAdapter(sqlEnergiaMobilizada,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daEnergiaMobilizada.Fill(ds, "Temp_Energias_Mobilizada")

    sqlEnergiaMobilizada = _
        "SELECT Data, Hora, Sum(Energia) AS SomaDeEnergia, If(Sum(Energia)<0,'ES','PT') AS
PtEs " & _
        "FROM (Energia_Mobilizada) " & _
        "WHERE (Data = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "# AND Hora = " & hora & " AND
((Area = 'ES' AND Energia < 0) OR (Area = 'PT' AND Energia > 0))) " & _
        "GROUP BY Data, Hora"
    daEnergiaMobilizada = New OleDbDataAdapter(sqlEnergiaMobilizada,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daEnergiaMobilizada.Fill(ds, "Temp_Energias_Mobilizada")

    Return ds.Tables("Temp_Energias_Mobilizada")
End Function

```

```

Private Function EnergiaMobilizadaSubir(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer, ByVal
area As String) As DataTable
    Dim sqlEnergiaMobilizada As String = _
        "SELECT Data, Hora, Sum(Energia) AS SomaDeEnergia " & _
        "FROM(Energia_Mobilizada)" & _
        "WHERE(((Data) = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And ((Hora) = " & hora & ")
And (Area=" & area & ") And ((Energia) > 0)) " & _
        "GROUP BY Data, Hora"
    Dim daEnergiaMobilizada As New OleDbDataAdapter(sqlEnergiaMobilizada,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daEnergiaMobilizada.Fill(ds, "Temp_Energias_Mobilizada_Area")
    Return ds.Tables("Temp_Energias_Mobilizada_Area")
End Function

```

```

End Module

```

Baixar_ComCapacidade.vb

Imports System

Imports System.Data

Imports System.Data.OleDb

Module Baixar_ComCapacidade

Private ds As New DataSet

Public Sub PrecosMarginais()

Dim co As DataTable

Dim ano As Integer = 2008

Dim mes As Integer = 1

Dim dia As Integer

Dim hora As Integer

Dim data As Date

Dim dataInicio As Date = #1/1/2008#

Dim dataFim As Date = #1/31/2008#

For dia = 0 To dataFim.Subtract(dataInicio).TotalDays

data = dataInicio.AddDays(dia)

For hora = 1 To 24

ds.Clear()

'Saldo energia mobilizada para baixar

Dim dvEnerMobilizada As DataView = SaldoEnergiaMobilizada(data,
hora).DefaultView

dvEnerMobilizada.RowFilter = "SomaDeEnergia < 0"

Dim mo_potenciamedia As Double = 0

If dvEnerMobilizada.Count > 0 Then

Dim sqlCurvaOfertas As String = _

"SELECT Data, Hora, Potencia, Preco, Area " & _

"FROM(Curva_Ofertas) " & _

"WHERE(((Data) = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And ((Hora) = " &
hora & ") And ((Potencia) < 0)) " & _

"ORDER BY Curva_Ofertas.Preco Desc"

Dim daCurvaOferBaixar As New OleDbDataAdapter(sqlCurvaOfertas,
Principal.LigacaoDaseDados)

Dim cmbCurvaOferBaixar As New OleDbCommandBuilder(daCurvaOferBaixar)

daCurvaOferBaixar.Fill(ds, "Temp_CurvaOfertas")

co = ds.Tables("Temp_CurvaOfertas")

Dim co_linha As DataRow = Nothing

Dim pot_blocos As Double = 0

Dim pot_blocos_pt As Double = 0

Dim pot_blocos_es As Double = 0

Dim preco As Double = 0.0

For Each linha As DataRowView In dvEnerMobilizada

mo_potenciamedia += linha("SomaDeEnergia")

```

If linha("PtEs") = "ES" Then
    For Each co_linha In co.Rows
        pot_blocos += co_linha("Potencia")
        'Potencia, Preco, Area

        If co_linha("Area") = "PT" Then
            pot_blocos_pt += co_linha("Potencia")
        End If

        If pot_blocos <= mo_potenciamedia Then
            If co_linha("Area") = "PT" Then
                pot_blocos_pt = pot_blocos_pt + (mo_potenciamedia - pot_blocos)
            End If
            co_linha("Potencia") = pot_blocos - mo_potenciamedia
            pot_blocos = mo_potenciamedia
            preco = co_linha("Preco")
            Exit For
        End If
        co_linha.Delete()
    Next
    co.AcceptChanges()
Else
    For Each co_linha In co.Rows
        pot_blocos += co_linha("Potencia")
        'Potencia, Preco, Area

        If co_linha("Area") = "ES" Then
            pot_blocos_es += co_linha("Potencia")
        End If

        If pot_blocos <= mo_potenciamedia Then
            If co_linha("Area") = "ES" Then
                pot_blocos_es = pot_blocos_es + (mo_potenciamedia - pot_blocos)
            End If
            co_linha("Potencia") = pot_blocos - mo_potenciamedia
            pot_blocos = mo_potenciamedia
            preco = co_linha("Preco")
            Exit For
        End If
        co_linha.Delete()
    Next
    co.AcceptChanges()
End If
Next

'Definir capacidade interligação por data, hora ocupada
Dim sqlCapOcupada As String = _
    "SELECT Hora, Data, CapOcupada " & _
    "FROM Capacidade_Ocupada " & _
    "WHERE((Data = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And (Hora = " & hora
& ")))"

Dim daCapOcupada As New OleDbDataAdapter(sqlCapOcupada,
Principal.LigacaoDaseDados)
Dim cmbCapOcupada As New OleDbCommandBuilder(daCapOcupada)
daCapOcupada.Fill(ds, "Temp_CapacidadeOcupada")
Dim dtCapOcupada As DataTable = ds.Tables("Temp_CapacidadeOcupada")
If dtCapOcupada.Rows.Count > 0 Then
    dtCapOcupada.BeginInit()

```

```

        dtCapOcupada.Rows(0)("CapOcupada") =
dtCapOcupada.Rows(0)("CapOcupada") - pot_blocos_pt + pot_blocos_es
        dtCapOcupada.EndInit()
    End If

    daCapOcupada.Update(dtCapOcupada)

    Dim sqlPrecoMarginal As String = _
        "SELECT Data, hora, Preco, item FROM(Precos_Marginais) " & _
        "WHERE (((Data) = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And ((Hora) = " &
hora & ") And (item= 'B'))"
    Dim daPrecoMarginal As New OleDbDataAdapter(sqlPrecoMarginal,
Principal.LigacaoDaseDados)
    Dim cmd As New OleDbCommandBuilder(daPrecoMarginal)
    daPrecoMarginal.Fill(ds, "Temp_Precos_Marginais")
    Dim dtPrecoMarginal As DataTable = ds.Tables("Temp_Precos_Marginais")
    If dtPrecoMarginal.Rows.Count > 0 Then
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Data") = data
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("hora") = hora
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Preco") = preco
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("item") = "B"
    Else
        dtPrecoMarginal.Rows.Add()
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Data") = data
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("hora") = hora
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("Preco") = preco
        dtPrecoMarginal.Rows(0).Item("item") = "B"
    End If

    daPrecoMarginal.Update(ds, "Temp_Precos_Marginais")

End If
Next
Next

End Sub

Private Function OfertasBaixar(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer) As DataTable
    Dim sqlCurvaOfertas As String = _
        "SELECT Data, Hora, Potencia, Preco, Area " & _
        "FROM(Curva_Ofertas) " & _
        "WHERE(((Data) = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And ((Hora) = " & hora & ")
And ((Potencia) < 0)) " & _
        "ORDER BY Curva_Ofertas.Preco Desc"
    Dim daCurvaOfertaBaixar As New OleDbDataAdapter(sqlCurvaOfertas,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daCurvaOfertaBaixar.Fill(ds, "Temp_CurvaOfertas")
    Return ds.Tables("Temp_CurvaOfertas")
End Function

Private Function OfertasBaixar(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer, ByVal area As
String) As DataTable
    Dim sqlCurvaOfertas As String = _
        "SELECT Data, Hora, Potencia, Preco " & _
        "FROM(Curva_Ofertas) " & _
        "WHERE(((Data) = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And ((Hora) = " & hora & ")
And (Area=" & area & ") And ((Potencia) < 0)) " & _
        "ORDER BY Curva_Ofertas.Preco Desc"
    Dim daCurvaOfertaBaixar As New OleDbDataAdapter(sqlCurvaOfertas,
Principal.LigacaoDaseDados)

```

```

daCurvaOferBaixar.Fill(ds, "Temp_CurvaOfertas_Area")
Return ds.Tables("Temp_CurvaOfertas_Area")
End Function

```

```

Private Function SaldoEnergiaMobilizada(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer) As
DataTable
    Dim sqlEnergiaMobilizada As String
    Dim daEnergiaMobilizada As OleDbDataAdapter
    sqlEnergiaMobilizada = _
        "SELECT Data, Hora, Sum(Energia) AS SomaDeEnergia, If(Sum(Energia)>0,'ES','PT') AS
PtEs " & _
        "FROM (Energia_Mobilizada) " & _
        "WHERE (data = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "# And hora = " & hora & " And
((Area = 'ES' And Energia > 0) Or (Area = 'PT' And Energia < 0))) " & _
        "GROUP BY Data, Hora"
    daEnergiaMobilizada = New OleDbDataAdapter(sqlEnergiaMobilizada,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daEnergiaMobilizada.Fill(ds, "Temp_Energias_Mobilizada")

    sqlEnergiaMobilizada = _
        "SELECT Data, Hora, Sum(Energia) AS SomaDeEnergia, If(Sum(Energia)<0,'ES','PT') AS
PtEs " & _
        "FROM (Energia_Mobilizada) " & _
        "WHERE (Data = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "# AND Hora = " & hora & " AND
((Area = 'ES' AND Energia < 0) OR (Area = 'PT' AND Energia > 0))) " & _
        "GROUP BY Data, Hora"
    daEnergiaMobilizada = New OleDbDataAdapter(sqlEnergiaMobilizada,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daEnergiaMobilizada.Fill(ds, "Temp_Energias_Mobilizada")

    Return ds.Tables("Temp_Energias_Mobilizada")
End Function

```

```

Private Function EnergiaMobilizadaBaixar(ByVal data As Date, ByVal hora As Integer, ByVal
area As String) As DataTable
    Dim sqlEnergiaMobilizada As String = _
        "SELECT Data, Hora, Sum(Energia) AS SomaDeEnergia " & _
        "FROM(Energia_Mobilizada)" & _
        "WHERE(((Data) = #" & data.ToString("MM/'dd'/'yyyy") & "#) And ((Hora) = " & hora & ")
And (Area=" & area & ") And ((Energia) < 0)) " & _
        "GROUP BY Data, Hora"
    Dim daEnergiaMobilizada As New OleDbDataAdapter(sqlEnergiaMobilizada,
Principal.LigacaoDaseDados)
    daEnergiaMobilizada.Fill(ds, "Temp_Energias_Mobilizada_Area")
    Return ds.Tables("Temp_Energias_Mobilizada_Area")
End Function

```

```

End Module

```