

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**SERVIÇOS DE SISTEMA – DETERMINAÇÃO DOS NÍVEIS
REQUERIDOS, METODOLOGIAS DE ALOCAÇÃO
E PRINCÍPIOS DE HARMONIZAÇÃO**

Nuno Miguel Pinto Correia

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

Para ser grande, sê inteiro: nada
Teu exagera ou exclui.
Sê todo em cada coisa. Põe quanto és
No mínimo que fazes.
Assim em cada lago a lua toda
Brilha, porque alta vive.

Odes de Ricardo Reis,
heterónimo de Fernando Pessoa

Fernando Pessoa
(1888 - 1935)

Resumo

Nos anos mais recentes o sector eléctrico tem sido submetido a uma profunda reestruturação. As alterações em curso têm possibilitado a criação de mercados de energia eléctrica que induzem um aumento de concorrência e possibilitam uma maior transparência de operação. Os mercados de serviços de sistema, parte integrante dos novos mercados de energia eléctrica, permitem às entidades responsáveis pela operação a obtenção dos serviços que possibilitam que a exploração dos sistemas eléctricos se realize com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço. Existem diversas actividades que se enquadram no contexto de serviços de sistema, embora as definições dos mesmos e as discrepâncias entre eles sejam notórias consoante o mercado de energia eléctrica em análise.

Esta tese pretende examinar o mercado de serviços de sistema de cinco sistemas eléctricos europeus, seleccionados de acordo com o seu grau de desenvolvimento, a estrutura do sistema electroprodutor que apresentam e a presença de aspectos relevantes decorrentes da experiência de implementação pela qual passaram. A sua caracterização centra-se não só na definição dos serviços de sistema ao dispor dos Operadores de Sistema responsáveis por cada uma das áreas analisadas, como também na determinação dos níveis requeridos, das metodologias de alocação utilizadas e dos mecanismos de remuneração previstos para o efeito.

A necessidade de melhoria da segurança de abastecimento, a procura da diminuição dos custos de operação e do aumento da eficiência tem levado a que a harmonização dos mercados de serviços de sistema europeus seja um tema cada vez mais actual. Neste contexto no trabalho são descritos e analisados os princípios de harmonização dos mercados de serviços de sistema, dando-se particular ênfase a três modelos de implementação que conferem graus de integração distintos bem como à harmonização das regras de liquidação. Neste âmbito são discutidos dois aspectos relevantes correspondentes, respectivamente, à aplicabilidade futura de cada um destes três modelos de harmonização no Mercado Ibérico de Electricidade e à possibilidade de convergência das regras de liquidação de desvios obtidos pelos agentes face aos programas contratados nos sistemas eléctricos português e espanhol, nomeadamente através da aplicação em Portugal de um método de *dual imbalance pricing* que seja função dos desvios do sistema.

Palavras chave: reestruturação, mercados de electricidade, mercados de serviços de sistema, sistemas eléctricos europeus, serviços de sistema, princípios de harmonização, liquidação, modelos de harmonização, MIBEL, *dual imbalance pricing*.

Abstract

In recent years the electrical sector has been submitted to a deep restructuration. The changes that occurred enabled the creation of electricity energy markets aiming at increasing the competition and allowing a greater operation transparency. The ancillary service markets, an essential part of the new electrical energy markets, allow the entities in charge of the operation to obtain services which enable the operation of power systems in terms of adequate levels of security, stability and service quality. There are several activities which can be fit in the context of ancillary services, although their definitions and discrepancies are clear according to the analyzed electrical energy markets.

This MSc Thesis aims at examining the ancillary service markets of five European power systems, selected according to their development degree, to the structure of their generation system and to relevant aspects resulting from their implementation experience. Their characterization is centred not only on the definition of ancillary services to be used by System Operators in charge of each of the analyzed areas, as well as on the determination of the required levels, the used allocation methodologies and the adopted remuneration mechanisms.

The need to improve security of supply, the demand for lower operation costs and higher efficiency has lead to the harmonization of European ancillary service markets. In this context, in this research the harmonization principles of ancillary service markets are described and analyzed, focussing in particular on three implementation models which correspond to different integration levels as well as on the harmonization of the liquidation rules. Thus, in this context, two important aspects are presented and discussed. One of them aims at analysing the future applicability of each of these three harmonization models to the Iberian Electricity Market, and the other seeks to examine the possibility of converging liquidation rules related with deviations obtained by the agents in comparison to the programmes agreed upon the Portuguese and Spanish electrical systems, namely through the application in Portugal of a dual imbalance pricing method which can work as a function of system deviations.

Key Words: restructuration, electricity markets, balance management markets, European electrical systems, system services, harmonization principles, liquidation, harmonization models, Iberian Electricity Market, *dual imbalance pricing*.

Résumé

Au long des dernières années, le secteur de l'électricité est en train de subir une profonde restructuration. Les changements en cours ont rendu possible la création de marchés d'énergie électrique qui engendrent une augmentation de la concurrence et qui procurent une plus grande transparence de fonctionnement. Les marchés de services de système, partie intégrante des nouveaux marchés d'énergie électrique, permettent aux organismes responsables de l'opération d'obtenir des services capables d'assurer une exploitation adéquate des systèmes d'électricité au niveau de la sécurité, de la stabilité et de la qualité du service. Il y a plusieurs activités qui appartiennent au contexte des services de système, quoique les définitions de ceux-ci et les discrepancies entre eux soient évidentes, selon le marché d'énergie électrique concerné.

Cette thèse a pour but d'étudier le marché de services de système de cinq systèmes d'électricité européens, choisis en fonction de leur degré de développement, de la structure de leur système de production d'énergie électrique, et de l'existence d'aspects importants découlant de l'expérience d'implémentation qu'ils auront subie. Leur caractérisation est centrée non seulement sur la définition des services de système mis à la disposition des Opérateurs de Système responsables de chacun des domaines étudiés, mais aussi sur la détermination des niveaux requis, des méthodologies d'allocation utilisées, et des mécanismes de rémunération prévus à cet effet.

Le besoin d'amélioration des conditions de sécurité de la distribution, la recherche de la réduction des frais d'opération et de l'augmentation de l'efficacité font que l'harmonisation des marchés de services de système européens est devenue un sujet de plus en plus actuel. Dans ce contexte, ce travail s'occupe de la description et de l'étude des principes d'harmonisation des marchés de services de système, tout en mettant l'accent sur trois modèles d'implémentation qui mènent à des degrés d'intégration différents, et aussi sur l'harmonisation des règles de liquidation. Ainsi, sont discutés deux aspects importants, où on cherche à analyser respectivement la future applicabilité au Marché Ibérique de L'électricité de chacun de ces trois modèles d'harmonisation, aussi bien que la possibilité de convergence des règles de liquidation des écarts obtenus par les agents face aux programmes accordés des systèmes d'électricité portugais et espagnol, notamment à travers l'application au Portugal d'une méthode de *dual imbalance pricing* en fonction des écarts du système.

Mots-clés: restructuration, marchés d'énergie électrique, marchés de services de système, systèmes d'électricité européens, services de système, principes d'harmonisation, liquidation, modèles d'harmonisation, MIBEL, *dual imbalance pricing*.

Agradecimentos

Ao orientador de estágio, Professor João Tomé Saraiva, pelo apoio incansável que sempre demonstrou e por efectivamente nos ter orientado, no verdadeiro sentido da palavra, não só durante a elaboração desta tese como durante todo o tempo em que com ele convivemos.

À co-orientadora de estágio, Eng. Maria José Clara, por nos ter proporcionado todas as condições necessárias ao desenvolvimento desta tese e por sempre ter sido disponível e colaborante em todas as ocasiões.

Aos colegas da REN - Redes Energéticas Nacionais, por me terem recebido e acolhido da melhor maneira, sempre terem demonstrado todo o apoio e disponibilidade e por me terem tratado como colega e não como mero estagiário. Não poderia deixar de destacar o Eng. João Silva, o Eng. Pedro Pereira, o Eng. José António e a Economista Mariana Pereira...este trabalho também é vosso.

Aos Engenheiros e grandes amigos Helder Heitor e Alberto Pinto pelos bons momentos que vivi ao longo destes quatro meses (bons ou talvez traumatizantes? Hmm..) e que nunca esquecerei.

A toda a minha família, com óbvia referência especial aos meus pais, José e Albina, e manita Ana por sempre me terem apoiado e incentivado ao longo de todo este tempo e por serem a minha inspiração...

À minha “Joaninha” cuja força dada ao longo do curso me fez acreditar de novo que seria possível ser Engenheiro e que sempre esteve presente nos bons e maus momentos...por ti...sempre...

Aos amigos e companheiros de longas e difíceis batalhas no decorrer de todos estes anos de faculdade, que sempre nos apoiaram (ou não...) e cuja amizade temos o privilégio de merecer. Pedro “General” Dias, Ricardo “Bilas”, “Leader”, “Chefe Pirius”, “Albertuk”, Filipe “Massey”, Sousa “Pink Paínhas” Cerqueira, “Piu”, Tiago “Ovar”, “Fox”, “Tominho Sokota”...isto é para vocês...

Índice

Dedicatória	iii
Resumo	v
Abstract	vi
Résumé	ix
Agradecimentos	xi
Índice	xiii
Lista de Figuras	xvii
Lista de Tabelas	xix
Abreviaturas e Símbolos	xxi
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1. Enquadramento do Trabalho	1
1.2. Objectivos e Motivações	2
1.3. Estrutura do Trabalho	3
Capítulo 2	5
Organização Tradicional do Sector Eléctrico e Novos Modelos	5
2.1. Evolução do Sector - Passado, Presente e Desafios Futuros	5
2.2. Antecedentes do Processo de Reforma	6
2.3. Organização Tradicional do Sector Eléctrico	7
2.4. Forças para a Mudança	8
2.5. Reestruturação - Novas Exigências	8
2.6. Modelos de Mercado	9
2.6.1. Descrição Geral	9
2.6.2. Modelo em <i>Pool</i>	10
2.6.3. Contratos Bilaterais	12

2.6.4. Modelos Mistos	13
2.7. A Situação na Europa - Aspectos Gerais.....	13
Capítulo 3	15
Serviços de Sistema - Caracterização	15
3.1. Aspectos Gerais	15
3.2. Resolução de Restrições Técnicas	16
3.3. Controlo de Frequência.....	16
3.3.1. Descrição Geral.....	16
3.3.2. Reserva de Regulação Primária	17
3.3.3. Reservas de Regulação Secundária e Terciária.....	18
3.4. Controlo de Tensão.....	20
3.5. Reposição do Serviço.....	21
Capítulo 4	23
Serviços de Sistema na Europa - Níveis Requeridos e Metodologias de Alocação	23
4.1. Visão Geral	23
4.2. MIBEL	25
4.2.1. Evolução Recente	25
4.2.2. Capacidade Instalada e Actividade de Produção no MIBEL	26
4.2.3. Os Serviços de Sistema em Espanha.....	27
4.2.3.1. Resolução de Restrições Técnicas	27
4.2.3.2. Regulação Primária.....	28
4.2.3.3. Regulação Secundária.....	29
4.2.3.4. Regulação Terciária	29
4.2.3.5. Controlo de Tensão da Rede de Transporte	30
4.2.3.6. Reposição do Serviço.....	30
4.2.3.7. Gestão de Desvios entre Produção e Consumo.....	31
4.2.3.8. Resumo dos Serviços de Sistema no Sistema Eléctrico Espanhol.....	31
4.2.4. Os Serviços de Sistema em Portugal	33
4.2.4.1. Resolução de Restrições Técnicas	33
4.2.4.1.1. Resolução de Restrições Técnicas Resultantes do Mercado Diário	33
4.2.4.1.2. Resolução de Restrições Técnicas Resultantes do Mercado Intradiário ..	34
4.2.4.1.3. Resolução de Restrições Técnicas em Tempo Real	34
4.2.4.2. Regulação Primária.....	35
4.2.4.3. Regulação Secundária.....	35
4.2.4.4. Regulação Terciária	36
4.2.4.5. Processo de Resolução de Desvios	37
4.2.4.6. Outros Serviços de Sistema	37
4.2.4.7. Resumo dos Serviços de Sistema no Sistema Eléctrico Português	37
4.3. Países Nórdicos.....	39
4.3.1. Evolução Recente	39
4.3.2. Actividade de Produção e Sistema Eléctrico Nórdico	39
4.3.3. Os Serviços de Sistema nos Países Nórdicos.....	40
4.3.3.1. Reserva de Controlo de Frequência	40
4.3.3.2. Reservas Rápidas	41
4.3.3.3. Reserva Lenta	42

4.3.3.4. Controlo de Tensão	43
4.3.3.5. Reposição de Serviço	43
4.3.3.6. Resumo dos Serviços de Sistema no Mercado Eléctrico dos Países Nórdicos ..	43
4.4. França	45
4.4.1. Descrição Geral e Actividade de Produção	45
4.4.2. Os Serviços de Sistema em França.....	46
4.4.2.1. Reserva de Regulação Primária.....	46
4.4.2.2. Reserva de Regulação Secundária.....	47
4.4.2.3. Reservas de Regulação Terciária	47
4.4.2.4. Reserva a Prazo	48
4.4.2.5. Controlo de Tensão.....	48
4.4.2.6. Reposição de Serviço	49
4.4.2.7. Resumo dos Serviços de Sistema no Sistema Eléctrico Francês	49
4.5. Grã-Bretanha	51
4.5.1. Descrição Geral	51
4.5.2. Actividade de Produção	51
4.5.3. Os Serviços de Sistema na Grã-Bretanha	52
4.5.3.1. Resposta de Frequência.....	52
4.5.3.2. Serviços de Reserva	53
4.5.3.2.1. Reserva Rápida	54
4.5.3.2.2. Arranque Rápido.....	54
4.5.3.2.3. Gestão da Procura.....	55
4.5.3.2.4. Reserva de Operação de Curto Prazo	55
4.5.3.2.5. Acesso a Unidades Não Programadas do Mecanismo de Balanço.....	55
4.5.3.3. Serviços de Fornecimento de Energia Reactiva	56
4.5.3.3.1. Serviço Obrigatório de Fornecimento de Energia Reactiva	56
4.5.3.3.2. Serviço Complementar de Fornecimento de Energia Reactiva.....	57
4.5.3.4. Segurança do Sistema	57
4.5.3.4.1. Resolução de Restrições Técnicas	57
4.5.3.4.2. <i>Intertrips</i>	58
4.5.3.4.3. Serviços de OS para OS	58
4.5.3.4.4. Serviço de Produção Máxima	58
4.5.3.4.5. <i>Blackstart</i>	59
4.5.3.5. Resumo dos Serviços de Sistema no Mercado Eléctrico da Grã-Bretanha.....	59
4.6. Níveis Requeridos, Metodologias de Alocação e Estruturas de Valorização - Qual a Estratégia a Adoptar?	62
4.6.1. Entidade Responsável pela Gestão dos Serviços de Sistema	62
4.6.2. Definição dos Níveis Requeridos	63
4.6.3. Definição das Metodologias de Alocação	63
4.6.4. Definição das Remunerações a Efectivar pela Prestação dos Serviços	64
Capítulo 5.....	67
Princípios de Harmonização dos Mercados de Serviços de Sistema	67
5.1. Caracterização Geral	67
5.1.1. Modelo 1 - Troca de Serviços entre Operadores de Sistema.....	68

5.1.2. Modelo 2 - Agentes Operam em Simultâneo em Vários Mercados	69
5.1.3. Modelo 3 - Mercado Integrado	70
5.2. Aplicabilidade dos Modelos de Harmonização no MIBEL.....	71
5.3. Outros Princípios de Harmonização.....	73
Capítulo 6	77
Discussão da Harmonização da Liquidação no MIBEL	77
6.1. Aspectos Gerais	77
6.2. Procedimento de Liquidação no Sistema Eléctrico Português.....	77
6.2. Aplicação no Sistema Eléctrico Português do Método de <i>Dual Imbalance Pricing</i> Considerando Desvios do Sistema.....	81
Capítulo 7	85
Conclusões e Perspectivas de Desenvolvimento	85
Bibliografia	91

Lista de figuras

Figura 2.1 - Modelos organizacionais dos mercados eléctricos [2].....	9
Figura 2.2 - Modelo de <i>pool</i> simétrico [3]	11
Figura 2.3 - Modelo de <i>pool</i> assimétrico [1].....	11
Figura 3.1 - Sequência de eventos associada à falha de um equipamento produtor	20
Figura 4.1 - Sequência dos mercados de electricidade [10]	23
Figura 4.2 - Percentagem de contribuição de cada tipo de estrutura no <i>mix</i> produtivo do MIBEL - Fevereiro 2008 [12]	26
Figura 4.3 - Evolução temporal da actuação dos serviços de reserva geridos pela <i>National Grid</i> [26]	54
Figura 5.1 - Representação esquemática das relações existentes no Modelo 1 [29].....	68
Figura 5.2 - Representação esquemática das relações existentes no Modelo 2 [29].....	70
Figura 5.3 - Representação esquemática das relações existentes no Modelo 3 [29].....	71

Lista de tabelas

Tabela 3.1 - Tempos de fornecimento das reservas de acordo com a <i>UCTE</i> [6].....	19
Tabela 4.1 - Resumo dos serviços de sistema no sistema eléctrico espanhol.....	32
Tabela 4.2 - Resumo dos serviços de sistema no sistema eléctrico português.....	38
Tabela 4.3 - Resumo dos serviços de sistema no mercado eléctrico dos países nórdicos.....	44
Tabela 4.4 - Percentagem de contribuição de cada tipo de estrutura no <i>mix</i> produtivo francês - 2007 [23].....	46
Tabela 4.5 - Resumo dos serviços de sistema no sistema eléctrico francês.....	50
Tabela 4.6 - Resumo dos serviços de sistema no mercado eléctrico britânico	60

Abreviaturas e símbolos

Lista de abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i>
AGC	<i>Automatic Generation Control</i>
BETTA	<i>British Electricity Trading and Transmission Arrangements</i>
BM	<i>Balancing Mechanism</i>
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CCGT	<i>Combined Cycle Gás Turbine</i>
CMEC	Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CMS	<i>Constraint Management Service</i>
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
CTC	Custos de Transição para a Concorrência
DC	<i>Direct Current</i>
DEEC	Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
EDF	<i>Electricité de France</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETSO	<i>European Transmission System Operators</i>
FCDM	<i>Frequency Control Demand Management</i>
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FFR	<i>Firm Frequency Response</i>
GM	Gestor de Mercado
HVDC	<i>High-Voltage Direct Current</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
NETA	<i>New Electricity Trading Arrangements</i>
NGET	<i>National Grid Electricity Transmission plc</i>
NOIS	<i>Nordic Operational Information System</i>
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i>
OMEL	Operador de Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OS	Operador de Sistema
PDBF	Programa Diário Base de Funcionamento
PHF	Programa Horário Final
PHO	Programa Horário Operativo
PPR	Programa Provisional de Reserva

PURPA	<i>Public Utilities Regulatory Policies Act</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RPM	<i>Regulating Power Market</i>
RTE	<i>Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité</i>
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SENV	Sistema Eléctrico Não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico Público
STOR	<i>Short Term Operating Reserve</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 sector eléctrico foi durante largos anos dominado por grandes companhias que possuíam na sua esfera de operação as actividades de produção, transporte e distribuição. Tais companhias tinham uma estrutura verticalmente integrada, actuando como único fornecedor de energia nas regiões em que se encontravam implementadas e estando obrigadas a fornecer o serviço a quem o solicitasse.

Na última década e meia tem vindo a assistir-se ao estabelecimento de processos de reforma que visam criar uma separação clara entre todas as actividades, procurando introduzir competição tanto na produção como na comercialização. Estes processos culminaram na desverticalização das companhias, levando à criação de diversos agentes com funções distintas, nomeadamente afectos a actividades de produção, rede, coordenação técnica/regulação e transacções, e ao aparecimento de novos mercados de energia. Nestas condições emergiram os mercados *spot* e *forward* substituindo os tradicionais acordos de transacção efectuados directamente entre as partes envolvidas, alargando o número de participantes e conduzindo a um aumento da liquidez e competitividade do sector.

Nos sistemas eléctricos desverticalizados a rede de transporte deve ser gerida de forma independente, permitindo que o acesso à mesma seja realizado em condições de igualdade por todos os agentes. O controlo e a exploração em tempo real da rede encontram-se a cargo de um Operador de Sistema que desenvolve assim uma acção de coordenação central e de responsabilidade pela segurança e fiabilidade do sistema.

Para que o sistema funcione de modo seguro não basta considerar unicamente a produção e o consumo de energia. Torna-se necessário também adequá-los em todos os horizontes temporais, corrigindo eventuais desvios que possam ocorrer. Para este efeito, certos serviços são essenciais, tais como a regulação de frequência, o controlo de tensão, o aprovisionamento de reservas de regulação e outros, sendo função do Operador de Sistema a sua contratação. Estes serviços, actualmente designados por serviços de sistema, eram no passado parte integrante do normal fornecimento de electricidade e não se encontravam separados das restantes actividades. Contudo, seguindo os modelos de desverticalização vigentes e de forma a satisfazer o desafio de obtenção de sistemas eléctricos cada vez mais

seguros e fiáveis, diferentes regiões implementaram mercados de serviços de sistema a operar em simultâneo com os tradicionais mercados de transacção de energia. Este reconhecimento da importância dos serviços de sistema levou a que os mesmos, com a introdução da competitividade no sector eléctrico, passassem a ser considerados como serviços passíveis de serem contratados através de mecanismos de mercado.

As diferenças estruturais entre os diversos sistemas eléctricos e a discrepância temporal de implementação das políticas de reestruturação nos diversos países europeus e mundiais levaram ao estabelecimento de definições, regras de transacção e procedimentos técnicos díspares no que concerne aos serviços de sistema de cada área específica. Neste contexto, também no Mercado Ibérico de Electricidade, composto pelos sistemas eléctricos de Portugal e de Espanha, existem em simultâneo mercados de serviços de sistema situados em períodos de implementação distintos, sendo premente a sua harmonização e convergência visando uma cooperação estreita entre as duas áreas que possibilite uma diminuição dos custos de operação e um aumento da eficiência.

1.2. Objectivos e Motivações

O correcto funcionamento dos mercados de energia eléctrica pressupõe que os sistemas de alimentação que lhes estão associados funcionem em condições de segurança e estabilidade, e que proporcionem uma elevada qualidade de serviço. Para que tal suceda, torna-se premente que as entidades responsáveis pelos diversos sistemas eléctricos garantam a existência de serviços de sistema que possibilitem fornecer uma resposta adequada a possíveis contingências que possam ocorrer, nomeadamente para manutenção da frequência e tensão dentro de limites aceitáveis. Neste contexto, considera-se essencial e como principal factor motivador para a realização desta dissertação efectuar uma análise relativamente aos diversos e não raras vezes distintos serviços de sistema ao dispor dos Operadores de Sistema responsáveis pelos sistemas eléctricos de vários países europeus, detalhando os níveis requeridos e as metodologias de alocação utilizadas para cada um deles. Será realizada também uma associação entre a estrutura de produção inerente a cada área analisada e os serviços de sistema ao dispor dos respectivos Operadores de Sistema.

A procura e aprovisionamento de serviços de sistema por parte dos Operadores de Sistema, tradicionalmente realizada recorrendo aos agentes a operar dentro das áreas respectivas, tem vindo a sofrer alterações decorrentes da necessidade de promover uma melhoria da segurança de abastecimento, de redução dos custos de operação e de aumento de eficiência. Neste sentido, a troca de serviços de sistema entre sistemas eléctricos tem vindo a ser uma realidade, pelo que se torna premente o estudo dos modelos de harmonização dos mercados de serviços de sistema. Neste âmbito, serão descritas e analisadas formas concretas de harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema aplicadas em alguns sistemas em operação na Europa, com o intuito de, analisando as suas vantagens e desvantagens, seleccionar aquela que melhor se adequa a uma futura implementação no Mercado Ibérico de Electricidade.

Aparte os modelos de harmonização existentes, o estabelecimento de cooperação entre TSO's de áreas vizinhas para troca de serviços de sistema acarreta a necessidade de harmonização de outros parâmetros. Neste contexto, serão explicitadas as harmonizações requeridas e será realizada uma discussão, no âmbito do MIBEL, em que se pretende analisar a possibilidade de harmonização das regras de liquidação de desvios apresentados pelos

agentes face aos programas contratados, nomeadamente através da implementação no sistema eléctrico português de um mecanismo de *dual imbalance pricing* que seja função do desvio do sistema, à imagem do que sucede no congénere espanhol.

A realização deste trabalho foi proposta ao DEEC da FEUP pelo Gestor de Mercados (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, desde já, se agradece todo o apoio e disponibilidade concedida ao longo deste período.

1.3. Estrutura do trabalho

A presente dissertação encontra-se estruturada em sete capítulos. Para além do resumo que sintetiza o trabalho desenvolvido e desta Introdução, o Capítulo 2 descreve a organização tradicional do sector eléctrico, através de uma abordagem à evolução que se tem verificado no mesmo, à apresentação dos novos modelos em aplicação e dos desafios futuros que se avizinham.

No Capítulo 3 é realizada uma caracterização e descrição pormenorizada dos serviços de sistema. Na literatura existente, bem como nos diversos sistemas eléctricos existentes, a definição de determinados serviços como correspondendo a serviços de sistema não é consensual, pelo que neste capítulo a caracterização mencionada é realizada de acordo com a óptica do autor.

No quarto Capítulo é realizada uma caracterização dos serviços de sistema em vários mercados de electricidade europeus, nomeadamente no mercado eléctrico português e espanhol no âmbito do Mercado Ibérico de Electricidade, do mercado de electricidade dos países nórdicos, na França e na Grã-Bretanha. Esta caracterização centra-se não só na definição dos serviços de sistema ao dispor dos Operadores de Sistema responsáveis por cada uma das áreas mencionadas, como também na determinação dos níveis requeridos, das metodologias de alocação utilizadas e dos mecanismos de remuneração previstos para o efeito. Ao longo deste capítulo é realizada também uma descrição da actividade de produção de cada sistema eléctrico de forma a promover uma associação entre os serviços de sistema ao dispor de cada Operador de Sistema e o tipo de tecnologias de produção disponíveis.

No Capítulo 5 é realizado um estudo dos princípios de harmonização/convergência dos mercados de serviços de sistema de áreas distintas, visando responder às necessidades de promoção de uma melhoria da segurança de abastecimento, de redução dos custos de operação e de aumento de eficiência. Neste sentido são explicitados três modelos distintos de harmonização actualmente em aplicação em alguns mercados de electricidade, indicando-se o grau de harmonização regulatória, os objectivos de convergência, o grau de integração dos mercados e as vantagens e desvantagens que conferem. A análise dos modelos citados é transposta para o Mercado Ibérico de Electricidade, apresentando-se conclusões relativas à aplicabilidade futura de cada um deles no sentido de uma cooperação mais efectiva na troca de serviços de sistema entre Portugal e Espanha. Finalmente são apresentados outros parâmetros a harmonizar que se encontram fora do âmbito dos modelos referidos, nomeadamente cobrindo campos referentes às três fases em que normalmente se subdividem os mercados de serviços de sistema, como sejam a realização de ofertas de regulação por parte dos agentes e o agrupamento das mesmas, a alocação das ofertas faces às necessidades verificadas e a liquidação dos serviços.

No Capítulo 6 é apresentada uma discussão, no âmbito do Mercado Ibérico de Electricidade, na qual se pretende analisar a possibilidade de harmonização das regras de liquidação de desvios apresentados pelos agentes face aos programas contratados. É inicialmente explicitado o método de *dual imbalance pricing* actualmente em aplicação em Portugal, sendo posteriormente analisada a viabilidade de implementação no sistema eléctrico português de um mecanismo de *dual imbalance pricing* que seja função do desvio do sistema, à imagem do que sucede no congénere espanhol.

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

Capítulo 2

Organização tradicional do sector eléctrico e novos modelos

2.1. Evolução do sector - passado, presente e desafios futuros

O advento da electrificação, ocorrido em finais do século XIX, marcou o desenvolvimento sistemático e interligado das actividades de produção, transporte e distribuição de electricidade. Desde então, muitas transformações têm ocorrido no sector eléctrico, nomeadamente no que concerne à sua constituição/dimensão e às estruturas que o caracterizam.

De um sector eléctrico formado por redes eléctricas de baixa capacidade e de reduzidas extensões geográficas, e devido ao crescente aumento de cargas, ao aparecimento de máquinas eléctricas tecnologicamente mais avançadas e à tentativa de aproveitamento de recursos hídricos afastados dos centros de consumo, evoluiu-se para a construção de redes de transporte de grande escala e níveis de tensão cada vez mais elevados. Este processo levou ao aparecimento de sistemas eléctricos nacionais, cuja importância em termos económicos se revelou fundamental para os diversos países, e que levou a que os Governos criassem estruturas que lhes possibilitassem o controlo e gestão dos mesmos. Independentemente da(s) empresa(s) a actuar nas áreas de produção, transporte ou distribuição serem públicas ou privadas, consoante o modelo de propriedade adoptado, duas ideias gerais estavam na base do seu funcionamento. A primeira definia o modelo tradicional de organização do sector eléctrico da altura, baseado em monopólios verticalmente integrados, e em que todas as actividades, da produção ao fornecimento, passando pelo transporte e distribuição eram exercidas em regime de exclusividade pela mesma empresa. Nos casos em que estivessem presentes diversas empresas num mesmo país, factor que nos conduz à segunda ideia geral, estas não apresentavam competição entre si, visto que cada uma delas apenas actuava na zona que lhe era concessionada e para os clientes que lhe eram afectos [1].

A consolidação da estrutura verticalmente integrada marcou os anos seguintes, acompanhando as tendências de crescimento do consumo, as baixas taxas de juro e inflação

vigentes na altura e os baixos custos de construção das infra-estruturas. O choque petrolífero, ocorrido no início dos anos 70, ao introduzir os conceitos de risco e incerteza na, até então, previsível caracterização dos consumos e no facilitismo das tarefas de planeamento e ao lançar novas preocupações de natureza ambiental, de conservação de energia e de necessidade de diversificação das fontes de energia, marcou o ponto de viragem dos sistemas eléctricos. Começaram então a ser criadas novas regulamentações por parte dos Governos, com a pretensão de liberalizar a propriedade de centros produtores ou obrigatoriedade de aquisição de electricidade aos Produtores Independentes por parte das empresas integradas e, consequentemente, induzir a realização de investimentos no sector da produção de energia eléctrica [1]. Estas novas regulamentações e políticas socioeconómicas levaram ao despoletar do movimento de reestruturação dos sistemas eléctricos, como resposta ao aumento da incerteza associada à exploração dos sistemas verticalmente integrados.

O processo de reestruturação dos sistemas eléctricos conduziu à sua “desverticalização”, permitindo a separação das várias actividades que o compõem - produção, transporte e distribuição - sendo constituídas novas empresas para cada um dos sectores. Esta mudança permitiu a introdução de uma maior competitividade no sistema eléctrico e o aparecimento de novos agentes a operar no mercado, tanto nos sectores da produção, transporte e distribuição como na comercialização, regulação e operação dos sistemas. O desenvolvimento de uma maior consciencialização acerca das especificidades da electricidade como produto permitiu a criação de mercados de electricidade, dando origem a novas estruturas do tipo *pool*, estruturas baseadas em contratos bilaterais ou modelos mistos. Nova regulação e regulamentação foram exigidas de forma a estabelecer o papel dos diferentes agentes do sistema eléctrico para um correcto funcionamento do mesmo.

O movimento de reestruturação, iniciado no Chile, teve continuidade em diversos países como Reino Unido, Noruega, Suécia, Espanha e outros, e tem evoluído para a criação de mercados transnacionais. Paralelamente à reestruturação e liberalização do sector eléctrico, ocorrida nos vários Estados membros da União Europeia, assiste-se desde o início dos anos noventa, ao processo de integração dos mercados nacionais em direcção ao futuro Mercado Europeu Interno de Electricidade.

2.2. Antecedentes do processo de reforma

O primeiro país a realizar uma ampla reforma do sector eléctrico foi o Chile. Em 1978 o Governo Chileno procedeu à reorganização da indústria separando verticalmente as actividades realizadas pelas empresas eléctricas e dividindo-as, de forma a garantir a eficiência dessa separação. Paralelamente promoveu um programa de privatização das sociedades resultantes, estabeleceu novas normas de funcionamento e criou um órgão regulador das actividades desempenhadas por cada empresa do sector.

Também em 1978, foi aprovado nos Estados Unidos o *Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA)*, que promoveu o aparecimento de pequenos produtores ao estabelecer que as empresas integradas estavam obrigadas a adquirir toda a energia produzida pelos produtores independentes [1]. Apesar do aparecimento destes novos produtores, a reestruturação avançou lentamente na medida em que a legislação vigente não garantia condições favoráveis para o desenvolvimento da competitividade.

Na Europa, a primeira reforma de grande amplitude ocorreu no Reino Unido. Nos anos noventa realizou-se, em Inglaterra e no País de Gales, uma extensa reorganização do sector eléctrico, tendo sido aprovado um novo marco regulador e privatizadas a maioria das acções das empresas do sector eléctrico, anteriormente em posse do Estado. Ao mesmo tempo despoletou na Noruega um ambicioso processo de reforma do seu sector eléctrico, com a reorganização da sua indústria e a modificação da sua regulação, sem no entanto privatizar as empresas públicas. A aprovação em 1998 da *Ley del Sector Eléctrico*, que introduziu uma profunda reforma na organização da indústria, marcou o início do processo de liberalização do sector eléctrico Espanhol. Esta lei definia caminhos rumo à desverticalização do sector, à introdução de mecanismos de competitividade nas actividades de produção e comercialização e ao aparecimento de um mercado de electricidade baseado em *pool*, regido por mecanismos competitivos e servindo de referência fundamental para o estabelecimento do preço da energia eléctrica.

Todas estas reestruturações realizadas em cada um dos países tiveram, no entanto, em comum certos princípios básicos:

- introdução de competitividade nas actividades de produção e comercialização;
- o livre acesso às redes de transporte;
- a separação formal entre as funções de regulação e de fornecimento dos serviços.

2.3. Organização tradicional do sector eléctrico

Um dos argumentos pelo qual o sistema eléctrico era tradicionalmente considerado um monopólio natural prendia-se com o facto de que a forma mais económica de abastecer os consumidores de energia eléctrica ser através da existência de um único fornecedor. As particularidades da indústria de electricidade a isso conduziu e teve como consequência o aparecimento em cada país de empresas verticalmente integradas, fossem elas públicas ou privadas, a partir das quais todo o sector se desenvolveu. Perante o aparecimento destas empresas, muitos países aprovaram leis que proibiam explicitamente novas entradas no sector da electricidade, limitando a concorrência. Nos países nos quais o fornecimento do serviço se encontrava a cargo de empresas de propriedade privada o Governo aplicava forte regulação.

O fornecimento de energia eléctrica era tradicionalmente considerado um serviço público, sendo responsabilidade das empresas públicas não só a operação do sistema a curto prazo, mas também a planificação dos investimentos a realizar. Esta organização do sector eléctrico levava a que as empresas que nele operavam se encarregassem de executar as directrizes dos Governos. Estes determinavam também as tarifas finais a pagar pelos consumidores e procediam à remuneração das empresas em função do custo do serviço.

Devido à sua condição de monopólio natural e à sua complexidade técnica, parecia lógico que a melhor maneira de operar e planificar a actividade de fornecimento de energia eléctrica fosse de forma centralizada e que o organismo coordenador possuisse a informação necessária para realizar a operação e planificação de maneira eficiente.

Não obstante tudo isto, durante as ultimas décadas, a noção de monopólio natural tem vindo a ser posta de lado tanto na produção como na comercialização de electricidade, tendo sido estes dois sectores abertos à concorrência. Já os sectores do transporte e distribuição são ainda vistos como possuindo consideráveis economias de escalas e de alcance que limitam a existência de competitividade.

2.4. Forças para a mudança

À estrutura verticalmente integrada característica da maior parte do século XX, seguiu-se uma desverticalização e consequente desagregação das actividades. Esta mudança, corolário da nova legislação introduzida em diversos países, visava responder a um conjunto de factores que se afirmavam como de crescente importância [1]

- tornava-se premente promover a competitividade em alguns dos segmentos do sector, nomeadamente na produção de energia eléctrica, com vista a maximizar a eficiência económica e tecnológica;
- a abertura do sistema eléctrico à iniciativa privada permitia que o estado passasse a realizar apenas um papel de supervisão, diminuindo a despesa pública e implementando a competitividade entre agentes e sistemas eléctricos “vizinhos”;
- a preocupação ambiental cada vez mais acentuada implicava que se refreassem os ímpetus de construção de centrais com grande impacto e a sua substituição por soluções de menor dimensão e carácter mais distribuído, de forma a promover uma maior eficiência na utilização da energia;
- a procura de diminuição dos preços finais;
- a necessidade de transparência dos custos inerentes a cada actividade e a persecução da diminuição do peso dos mesmos nas tarifas;
- a ânsia de entrada no mercado de investidores privados que viam neste sector bastantes atractivos e riscos diminutos;
- a falta de capacidade por parte do sector público de fazer face aos custos de investimento e manutenção;
- o elevado grau de insatisfação dos consumidores;
- o aumento da capacidade de interligação dos sistemas eléctricos, que conduziu a um aumento efectivo dos mercados potenciais e ao aparecimento de novas tecnologias de produção economicamente mais competitivas.

2.5. Reestruturação - Novas exigências

A transformação de uma indústria verticalmente integrada e, em muitos casos, de propriedade pública para a concorrência e propriedade privada exigiu que uma série de medidas fossem tomadas abrangendo quatro vectores fundamentais:

- a reestruturação exigiu a desverticalização da produção, transporte e distribuição e das actividades de comercialização;
- a implementação de mecanismos de mercado exigiu a introdução de concorrência nos mercados grossista e retalhista, permitindo a entrada de novos concorrentes quer a nível da produção quer da oferta retalhista;
- a regulação exigiu a criação de entidades reguladoras independentes, a permissão de acesso de terceiros à rede e a regulação por incentivos nas redes de transporte e distribuição;
- a modificação da propriedade tendo como corolário a privatização das empresas públicas existentes e a permissão de entrada de novas empresas privadas no mercado.

Assim, este processo levou à criação de diversos agentes com funções distintas, nomeadamente afectos a actividades de produção, rede, coordenação técnica/regulação e transacções. Na vertente da produção, englobando produção em regime normal, especial e

fornecimento de serviços de sistema, verificou-se o aparecimento de diversos agentes que induziram um aumento de concorrência nos mercados e uma diversificação das tecnologias de produção. As actividades de rede, mormente as actividades de rede de transporte e de rede de distribuição, continuaram na maior parte dos casos a ser geridas em regime de monopólio, devido à inviabilidade económica de duplicação de redes, e normalmente sob alçada do Operador de Sistema (no caso particular das redes de transporte). Esta figura de Operador de Sistema tinha, no entanto, como função principal a coordenação técnica das actividades de forma a assegurar a operação em condições de segurança. No capítulo das transacções, que permitia o relacionamento entre produtores e consumidores, foram adoptados mecanismos de organização distintos que variavam entre transacções através de mercados centralizados do tipo *Pool*, contratos bilaterais físicos e/ou financeiros ou modelos mistos.

2.6. Modelos de Mercado

2.6.1. Descrição geral

Apesar do programa de reforma da maioria dos países se ter realizado tendo em conta os quatro vectores fundamentais referidos anteriormente, as características de cada reforma são distintas de país para país. Por exemplo, nos sectores eléctricos de muitos países ainda coexistem empresas de propriedade pública e de propriedade privada. O grau de competitividade permitido varia também muito consoante o modelo de reestruturação que tenha sido utilizado. Assim, dependendo da regulação ou desregulação dos mercados e também da centralização ou descentralização do despacho, temos os seguintes modelos organizacionais:

- sistema verticalmente integrado;
- modelo em *pool*;
- contratos bilaterais;
- modelo misto.

A Figura 2.1 representa de forma esquemática estes quatro modelos organizacionais, tendo em conta o grau de centralização e de regulação que lhes é inerente.



Figura 2.1 - Modelos Organizacionais dos Mercados Eléctricos [2]

De forma a compreender melhor as formas de organização actual do sector eléctrico nos vários países, apresentam-se de seguida caracterizações dos principais modelos que permitem uma efectiva implementação da competitividade. No final do capítulo é também detalhada a estrutura que suporta os mercados de alguns países europeus, nomeadamente no âmbito do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) e do *Nordpool*.

2.6.2. Modelo em *Pool*

Um dos modelos organizacionais de elevada implementação baseia-se num mercado *spot* centralizado, também designado como mercado em *pool*, no qual é promovido o relacionamento entre empresas produtoras e consumidores ou clientes elegíveis. Trata-se de um mercado cuja realização toma lugar um dia antes da efectiva implementação das propostas que resultarem casadas no mesmo, sendo habitualmente designado na literatura inglesa como *Day-Ahead Market* ou Mercado *Spot* de energia eléctrica. O seu princípio de funcionamento assenta na apresentação, por parte dos agentes intervenientes, de ofertas de compra (quando aplicável, nomeadamente no caso do *pool* simétrico) e venda para cada período de discretização do dia (normalmente 24 períodos de uma hora ou 48 períodos de trinta minutos), onde são indicados os preços e quantidades de energia que pretendem transaccionar. As ofertas de venda apresentadas tendem a reflectir custos marginais de curto prazo, visto as decisões relativas a investimentos já terem sido tomadas em horizontes temporais mais alargados.

O modelo de exploração do sector eléctrico baseado em *pool* é no entanto muito mais complexo do que a simples descrição do Mercado *Spot* permite supor. A sua efectivação envolve uma teia de relacionamentos entre os agentes intervenientes e as figuras do Operador de Mercado e do Operador de Sistema criadas de forma a coordenar a exploração do sistema. Ao Operador de Mercado devem ser comunicadas as ofertas de compra/venda, que posteriormente as organizará de forma adequada e as casará de forma a alocar a produção à carga. Findo este processo, o Operador de Mercado deve comunicar os programas obtidos ao Operador de Sistema que procederá à verificação do cumprimento das restrições técnicas da rede por parte dos mesmos. Caso os programas verifiquem as restrições técnicas associadas aos limites de capacidade dos equipamentos de rede, o Operador de Sistema considerá-los-á exequíveis, contratará os níveis necessários de serviços de sistema e comunicará tanto aos produtores como ao proprietário da rede de transporte (muitas vezes o próprio Operador de Sistema) a informação necessária. Nas situações em que o cumprimento das restrições técnicas não seja verificado, será mantida a comunicação com o Operador de Mercado e poderão ser activados mercados de ajustes ou forçadas alterações aos programas iniciais por parte do Operador de Sistema.

Paralelamente aos denominados *Day-Ahead Markets*, existem ainda mercados cuja realização é necessária de forma a promover o equilíbrio entre produção e procura em horizontes temporais mais curtos do que aqueles englobados na prévia discretização do mercado diário (normalmente intervalos de uma hora). Assim, em diversos sistemas eléctricos funcionam mercados de equilíbrio entre produção e carga em intervalos mais próximos da efectiva operação (mercados intradiários) e mercados em tempo real que promovem o ajuste recorrendo a serviços de sistema disponibilizados ao Operador de Sistema.

O modelo em *pool* pode ser implementado através de duas formas:

- *pool* simétrico;
- *pool* assimétrico.

O modelo mais frequentemente adoptado corresponde ao *pool* simétrico, no qual é possível, para além das ofertas de venda de energia eléctrica, a apresentação de propostas de compra por parte dos agentes de consumo. As propostas, indicando preço e quantidade de energia que pretendem transaccionar, são então apresentadas ao Operador de Mercado que procede à formação das curvas de oferta para cada período. A curva de ofertas de venda forma-se pelo agrupamento de todas as ofertas dos produtores por ordem crescente de preço, enquanto a curva de oferta da procura é obtida através da agregação por ordem decrescente de preço de todas as ofertas de procura. A intersecção das referidas curvas fornece o preço de mercado e a quantidade de energia a transaccionar. Trata-se de um preço de mercado (preço marginal do sistema) que reflecte o preço do grupo gerador mais caro que foi casado e que é pago a todos os produtores que viram as suas ofertas aceites. Este mecanismo encontra-se ilustrado na Figura 2.2.

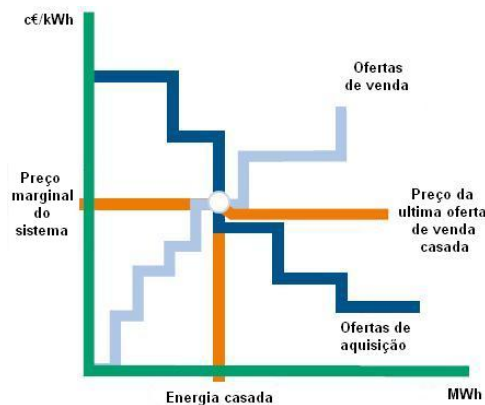


Figura 2.2 - Modelo de *Pool* Simétrico [3]

Num modelo de *pool* assimétrico, ao invés do que sucede no *pool* simétrico, apenas é permitida a apresentação de ofertas de venda de energia eléctrica. Para cada período de contratação é realizada uma previsão de carga, carga essa considerada inelástica e portanto apta a pagar o preço que resulte do agrupamento de ofertas que seja necessário realizar para a satisfazer [1]. A ilustração deste mecanismo encontra-se representada na Figura 2.3.

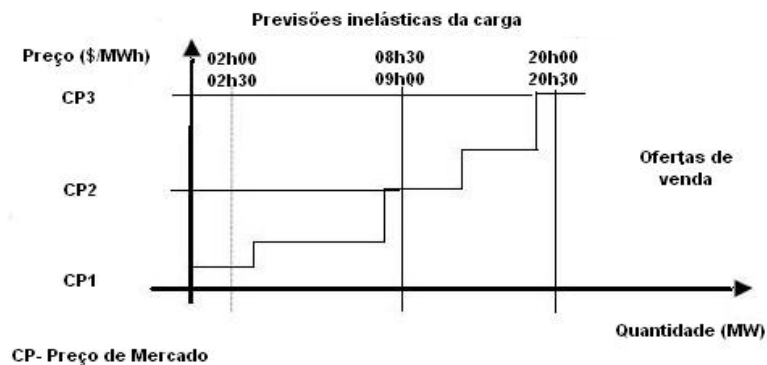


Figura 2.3 - Modelo de *Pool* Assimétrico [1]

A caracterização do modelo em *pool* engloba, para além da simetria ou assimetria considerada, a sua definição como obrigatório ou voluntário. Nos modelos obrigatórios, todos os agentes estão obrigados a apresentar ofertas de compra/venda ao *pool*, actuando este como entidade intermediária entre a oferta e a procura. Já o *pool* voluntário, para além de facultar a decisão de apresentação de ofertas a este mercado, permite ainda que ocorra negociação fora do mesmo, nomeadamente através de relacionamentos directos entre os agentes, os denominados contratos bilaterais.

2.6.3. Contratos Bilaterais

Os contratos bilaterais formam um mercado onde as transacções se efectuam directamente entre um vendedor e um comprador estipulando o preço, os termos e as condições do contrato. Cada transacção é única, pelo que a vantagem deste sistema é que os agentes de mercado podem efectuar os contratos que se adaptem melhor às suas necessidades de produção ou consumo. A natureza e condições que os contratos bilaterais podem adoptar são variáveis e podem ser divididas em duas grandes categorias:

- contratos bilaterais físicos;
- contratos bilaterais financeiros.

A diferença entre ambos prende-se no objectivo que se pretende obter aquando da formulação dos mesmos. Enquanto os primeiros são realizados de forma a assegurar o abastecimento ou colocação física da energia no mercado, especificando os grupos envolvidos e as condições acordadas, os segundos têm por objectivo uma protecção em relação à flutuação dos preços, sem comprometer grupos específicos mas abrindo a possibilidade a que a energia seja fornecida por terceiros.

A realização de contratos bilaterais físicos, normalmente abrangendo horizontes temporais superiores a um ano, engloba o estabelecimento de preços, termos e condições do contrato entre os agentes envolvidos. Estas transacções são assim denominadas como sendo físicas, na medida em que originam trânsitos de potência que afectam as condições de exploração do sistema eléctrico [1]. Devido ao seu carácter de solução individual para cada um dos agentes, deve haver uma entidade, o Operador de Sistema, que valide as transacções de modo a que as mesmas sejam compatíveis com as restrições técnicas do sistema. Por este motivo, os contratos bilaterais coexistem, em muitos países, com mecanismos de tipo *pool*.

Os contratos bilaterais de tipo financeiro têm sido tradicionalmente utilizados como medida de protecção contra a volatilidade dos preços obtidos nos mercados a curto prazo. Estes mecanismos permitem diminuir o grau de incerteza e risco financeiro associados ao mercado *spot* de electricidade, bem como aumentar a liquidez e melhorar os resultados dos participantes nesses mercados. Assim, inserem-se neste contexto os seguintes contratos:

- contratos por diferenças;
- contratos de futuros;
- contratos de opções.

Nos contratos por diferenças é estabelecido, entre o agente produtor e o agente consumidor e para cada período temporal, um preço de referência e uma quantidade de

energia a transaccionar. Se, no intervalo de tempo respectivo, o preço estabelecido entre os agentes for superior ao preço obtido no mercado *spot*, o consumidor paga a diferença ao produtor. Caso contrário, se o preço do mercado bolsista se revelar superior, cabe ao agente produtor pagar a diferença ao consumidor.

Os contratos de futuros e os contratos de opções assentam em pressupostos semelhantes, apresentando no entanto uma nuance relevante. Ambos consistem na reserva por parte do agente comprador de uma quantidade de energia eléctrica a um preço determinado e no comprometimento por parte do agente vendedor em fornecer essa mesma energia no período de tempo assente no contrato. A diferença entre estes dois tipos de contrato está relacionada com a efectiva utilização da energia acordada. Enquanto nos contratos de futuros a reserva implica uma efectiva utilização da mesma ao fim do período de tempo acordado, nos contratos de opções essa utilização já é facultativa e pode não ser utilizada caso o preço não se revele atraente.

2.6.4. Modelos Mistos

Os modelos mistos combinam mercados centralizados do tipo *pool*, de carácter voluntário, com a possibilidade de estabelecimento de contratos bilaterais. Esta combinação de possibilidades dá origem ao aparecimento de uma estrutura mista na qual o Operador de Mercado e o Operador de Sistema desempenham papéis fulcrais no relacionamento entre os agentes envolvidos e na manutenção da segurança no fornecimento. Assim, neste modelo, para além da necessidade de avaliar possíveis congestionamentos de rede devidos à alocação estabelecida no mercado *spot* e comunicada pelo Operador de Mercado, é necessário também que o Operador de Sistema proceda à inclusão nessa análise da informação comunicada pelos agentes relativas aos contratos bilaterais celebrados.

2.7. A situação na Europa - Aspectos gerais

Ao longo do tempo muitas têm sido as razões que despoletaram mudanças nos mercados de electricidade de diversos países europeus. O desenvolvimento dos sistemas eléctricos que permitiram um aumento do número de utilizadores, a procura de tarifas eléctricas mais reduzidas através do aumento da competitividade inerente ao sector, a necessidade de reestruturar empresas em crise, e a necessidade dos Estados captarem recursos através da venda de activos a privados são apenas alguns dos exemplos que se podem enumerar.

A ruptura com os monopólios estatais e a passagem de capitais para as mãos de privados proporcionou, aos primeiros mercados a efectuarem essas mudanças (nos quais se inclui a Inglaterra), a obtenção de resultados satisfatórios nomeadamente na redução de custos e na melhoria da eficiência [2]. Contudo, surgiram problemas resultantes de poder de mercado e presença de incentivos perversos que requereram mudanças na regulação vigente. Assim, este sistema optou por se reestruturar, promovendo uma mudança de um *pool* centralizado para um modelo misto que apresenta, no entanto, uma grande ênfase nos contratos bilaterais financeiros e físicos sendo complementado por um *pool* voluntário.

Os mercados que se seguiram nas reestruturações, caso dos países nórdicos, optaram por conceder maior liberdade aos agentes para determinar a sua operação e para usar a informação em tempo real de forma a fixarem os preços, ficando o Operador de Sistema com um papel mais operativo. No *NordPool*, mercado que apresenta o maior desenvolvimento,

existe uma grande variedade de produtos e serviços disponíveis, como sejam o mercado diário e intradiário em *pool* e os mercados financeiros que permitem contratos de futuros e de opções. Um aspecto relevante deste mercado comum dos países nórdicos assenta na existência de vários Operadores de Sistema que, no entanto, não vêm as suas funções sobrepostas uma vez que apresentam áreas de influência distintas. Também no Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) se verifica a existência de modelos mistos que permitem subscrever contratos físicos e financeiros, não administrados pelo Operador de Sistema mas tendo que lhe ser comunicados, e de um *pool* de energia, base dos mercados diários e intradiários que se realizam.

Observa-se portanto nos diversos países referidos, o desenvolvimento de uma ampla gama de mercados de transacções físicas e financeiras, como os mercados de serviços de ajuste em tempo real, serviços de sistema, mercados diários e intradiários e contratos bilaterais de futuros e opções. A criação destes produtos visa criar mercados eléctricos robustos, com uma importante quantidade de mecanismos que tornem atractivo o investimento e que permitam o desenvolvimento para um futuro Mercado Europeu Interno de Electricidade.

Capítulo 3

Serviços de Sistema - Caracterização

3.1. Aspectos gerais

A reorganização do sector eléctrico despoletou uma maior consciencialização relativamente à necessidade de promover a segurança no fornecimento de electricidade. Previamente à reestruturação e liberalização do mercado europeu de electricidade, a manutenção da segurança no abastecimento era da responsabilidade das empresas verticalmente integradas com obrigação de fornecimento de energia. A desverticalização das actividades resultou no estabelecimento de novas estruturas e organizações, incluindo Operadores de Sistema, e mudanças nos papéis e actividades de cada participante. De forma a satisfazer o desafio de obtenção de sistemas eléctricos cada vez mais seguros e fiáveis, diferentes regiões implementaram mercados de serviços de sistema a operar em simultâneo com os mercados diário e intradiário de energia. Este reconhecimento da importância dos serviços de sistema levou a que os mesmos, com a introdução da competitividade no sector eléctrico, passassem a ser considerados como serviços passíveis de serem negociados através de mecanismos de mercado.

A definição de serviços de sistema e a classificação dos mesmos em diferentes grupos varia consoante o sistema eléctrico em questão e os regulamentos institucionais do mercado no qual estão implementados. No entanto, uma definição geral dos mesmos indica-nos que são os serviços necessários para a operação do sistema eléctrico com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço [4]. Uma classificação simples conduz-nos a agrupá-los em quatro tipos:

- resolução de restrições técnicas;
- controlo de frequência;
- controlo de tensão;
- reposição do serviço.

Tanto a obrigatoriedade de fornecimento dos serviços por parte dos agentes, como os mecanismos de remuneração dos mesmos variam consoante o sistema eléctrico em questão.

3.2. Resolução de restrições técnicas

O processo de verificação e resolução de restrições técnicas visa garantir que o fornecimento de energia eléctrica se possa realizar com as adequadas condições de segurança, qualidade e fiabilidade. Pode ser feita a distinção entre vários processos de resolução de restrições, em função do horizonte temporal no qual sejam identificadas:

- resolução de restrições técnicas resultantes do mercado diário;
- resolução de restrições técnicas resultantes do mercado intradiário;
- resolução de restrições técnicas em tempo real.

O primeiro processo de resolução de restrições técnicas, denominado de **resolução de restrições técnicas resultantes do mercado diário**, acontece sobre o programa que engloba os resultados casados no mercado diário e os contratos bilaterais estabelecidos pelos agentes de mercado. Este processo é normalmente gerido mediante 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.

Para que o volume de energia tanto de produção como de consumo seja mantido, o processo é normalmente dividido em duas fases, estando a primeira consagrada à solução das restrições violadas identificadas no sistema mediante a aplicação de redespachos de energia a subir ou a descer. A segunda assenta 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.

O segundo processo de resolução de restrições técnicas (**resolução de restrições técnicas resultantes do mercado intradiário**) é efectuado sobre cada um dos resultados das diferentes sessões dos mercados intradiários (normalmente seis) e a sua resolução passa pela eliminação das ofertas que as originam, não advindo daí nenhum custo adicional para o sistema.

Ao longo de todo o horizonte de programação podem ocorrer situações de alerta que exijam a modificação dos programas de produção de uma ou várias unidades, pelo que o Operador de Sistema recorre ao processo de **resolução de restrições técnicas em tempo real** para as solucionar. Este processo consiste no redespacho 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.

3.3. Controlo de frequência

3.3.1. Descrição geral

Tratam-se de serviços relacionados com o equilíbrio, a curto prazo, da energia e frequência do sistema eléctrico. Na prática, o armazenamento de grandes volumes de electricidade não é possível, pelo que deve haver um contínuo equilíbrio entre a produção e o consumo para que a frequência se mantenha estável. As reservas operacionais são usadas de

forma a compensar desvios das previsões e variações no consumo de electricidade, limitando ainda o impacto de distúrbios que ocorram tanto na produção como no sistema de transmissão. Os Operadores de Sistema são então obrigados a manter suficiente energia de regulação e reserva (primária, secundária e terciária) de forma a assegurarem a operação segura e fiável do sistema. Dependendo da escala de tempo em que tem lugar a sua acção e do sinal originado pela sua actuação, são normalmente estabelecidos três níveis de reserva:

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

3.3.2. Reserva de regulação primária

As principais causas das variações de frequência no sistema devem-se a pequenos desequilíbrios entre produção e consumo de energia. A regulação primária permite corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos que ocorram. De acordo com a REN [5] trata-se de um serviço normalmente 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 de frequência.

Para cada sistema nacional, a reserva de regulação primária exigida, num ano concreto, é definida pelos critérios de regulação do sistema interligado europeu, estabelecidos pela UCTE, e pode ser determinada pela seguinte expressão:

$$RP = \frac{E}{E_t} \times RP_t \text{ [MW]} \quad , \quad (3.1)$$

onde:

RP - reserva de regulação primária exigida;

E - energia produzida no ano anterior pelo sistema nacional;

E_t - energia total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas que compõem o sistema síncrono interligado europeu;

RP_t - reserva mínima de regulação estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado.

De forma a cobrir estas necessidades de reserva impostas, cada sistema nacional deve definir a obrigatoriedade ou complementaridade de fornecimento deste serviço de regulação por parte das unidades de produção que o compõem, assim como regulamentar a regulação primária na banda de cada grupo gerador em torno de cada ponto de funcionamento estável. Normalmente, este serviço é de carácter obrigatório e não remunerado, pelo que todas as unidades de produção devem dispor de regulação primária ou, em caso de inviabilidade técnica de instalação de equipamento que o permita, contratar esse serviço a outros agentes que sejam capazes de o prestar. Existem contudo países nos quais não existe obrigatoriedade de fornecimento deste serviço por parte dos produtores, sendo o mesmo garantido através de uma base comercial.

O critério de activação do controlo primário apresenta algumas diferenças consoante a área em questão. Enquanto na UCTE toda a reserva de regulação primária deve ser

totalmente activada para desvios de $\pm 0.2\text{Hz}$, no *Nordel* a mesma aumenta com o desvio na frequência, sendo apenas totalmente activada para desvios de $\pm 0,5\text{Hz}$. Os critérios técnicos de entrada em funcionamento da reserva primária são no entanto similares para toda a Europa, estando prevista a entrada em funcionamento da regulação primária de forma imediata ou até 15 segundos depois da ocorrência de um distúrbio e o seu total fornecimento num tempo não superior a 30 segundos [6].

Os principais custos associados ao fornecimento deste serviço prendem-se com o capital investido nos grupos geradores usados para fornecer este serviço, nos reguladores de velocidade e nos equipamentos necessários instalar para essa finalidade. Associado a isto existem custos variáveis maioritariamente relacionados com um aumento dos custos de operação e manutenção, com uma redução da eficiência e uma redução do tempo de vida das unidades de produção devido ao constante aumento e diminuição do fornecimento de energia à qual as mesmas se encontram sujeitas [7].

3.3.3. Reservas de regulação secundária e terciária

Para além das variações de frequência como consequência da natureza variável do consumo, os sistemas eléctricos mostram variações relacionadas com eventos ou contingências na produção e na transmissão. Assim, enquanto a reserva primária é usada para igualar a produção ao consumo devido à citada variação do mesmo, as reservas de operação (secundária e terciária) promovem o seu equilíbrio como resposta a falhas não expectáveis em equipamentos de produção ou transmissão de energia eléctrica. Em geral, as reservas de operação correspondem a produção disponível num curto espaço de tempo, usadas de forma a lidar com os desvios entre o fornecimento e a procura de energia [8].

De acordo com a velocidade de resposta, pode-se distinguir entre dois tipos de reservas de operação:

- reserva de regulação secundária;
- reserva de regulação terciária;

Existe ainda um terceiro tipo de reserva de operação denominada de reserva não sincronizada, presente em alguns países, e que assenta numa reserva disponível em unidades de produção que não tenham sido despachadas nem se encontrem ligadas à rede de transmissão, mas que o possam ser num curto espaço de tempo em caso de necessidade.

O serviço de **regulação secundária** tem como objectivo a manutenção do equilíbrio entre produção e consumo, corrigindo o desvio da frequência em relação ao seu valor estabelecido. A reserva de regulação secundária define-se como sendo a margem de variação da potência em que o Operador de Sistema pode actuar automaticamente e nos dois sentidos, partindo do ponto de funcionamento em que cada máquina se encontra em cada instante. Segundo o Manual do Gestor do Sistema [9], vem dado pela soma, em valor absoluto, das contribuições individuais dos grupos submetidos a este tipo de regulação. As unidades de produção passíveis de fornecerem este serviço possuem equipamento AGC - *Automatic Generation Control*, que controla a frequência do sistema, através do equilíbrio entre a potência gerada e consumida no sistema, variando a potência a cada instante dentro de uma margem de variação em torno do ponto de funcionamento do sistema.

A reserva de regulação secundária a manter no sistema eléctrico 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. Trata-se de um serviço normalmente facultativo e remunerado, sendo a sua transacção efectuada através da apresentação por parte das unidades de produção de ofertas competitivas em mercados convocados para o efeito ou através de contratos bilaterais.

A reserva de regulação secundária requer, consoante o sistema eléctrico em análise, um período de resposta inferior a 30 segundos e uma total activação da mesma num tempo não superior a 15 minutos.

A **regulação terciária** tem por objectivo a restituição dos níveis de reserva de regulação secundária que tenha sido utilizada e o ajuste do equilíbrio produção - consumo para períodos iguais ou inferiores a uma hora. Pode ser definida como a variação máxima de potência do programa de produção que se pode efectuar numa unidade de produção e/ou área de balanço (conjunto de unidades instalação de produção nos quais se agregam os desvios de produção) num tempo máximo de 15 minutos.

A reserva mínima de regulação terciária em cada período de programação deve ser definida pelo Operador do 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.

Trata-se de um serviço de oferta normalmente obrigatória, gerido na maior parte dos casos por mecanismos de mercado e estando a sua atribuição assente em critérios de mínimo custo e podendo ser estabelecidos preços marginais para a reserva mobilizada. A sua activação é feita por instrução de despacho por parte do Operador de Sistema, através da utilização das curvas de oferta de regulação apresentadas pelos Agentes de Mercado.

Os custos fixos associados aos serviços de regulação secundária e terciária prendem-se com o capital investido nos grupos geradores usados para fornecer este serviço e no investimento em equipamentos de controlo. Existem também custos variáveis associados a uma menor eficiência e a um maior consumo de combustível [7]. De realçar também a possibilidade de aparecimento de custos de oportunidade que reflectam o compromisso entre fornecer estes serviços ou vender a produção no mercado diário de energia.

Na Tabela seguinte encontra-se um quadro resumo dos tempos requeridos pela UCTE para fornecimento total dos vários tipos de reserva:

Tabela 3.1 - Tempos de fornecimento das reservas de acordo com a UCTE [6]

Tipo de Reserva	Tempo de resposta inicial	Tempo para activação total	Tempo a manter
Reserva Primária	Imediata	<30s	≥15min
Reserva Secundária	<30s	<15min	Tanto quanto necessário
Reserva Terciária	Sem recomendação	Tempo curto (cerca de 15 minutos)	Sem recomendação

Um exemplo prático permite obter uma melhor percepção acerca da sequência de acontecimentos associada aos serviços de regulação primária, secundária e terciária. Assim, consideremos, por exemplo, uma situação em que há uma falha de um equipamento produtor, pelo que ocorre instantaneamente um excesso de consumo. Nesta situação a sequência de eventos encontra-se esquematizada na Figura 3.1

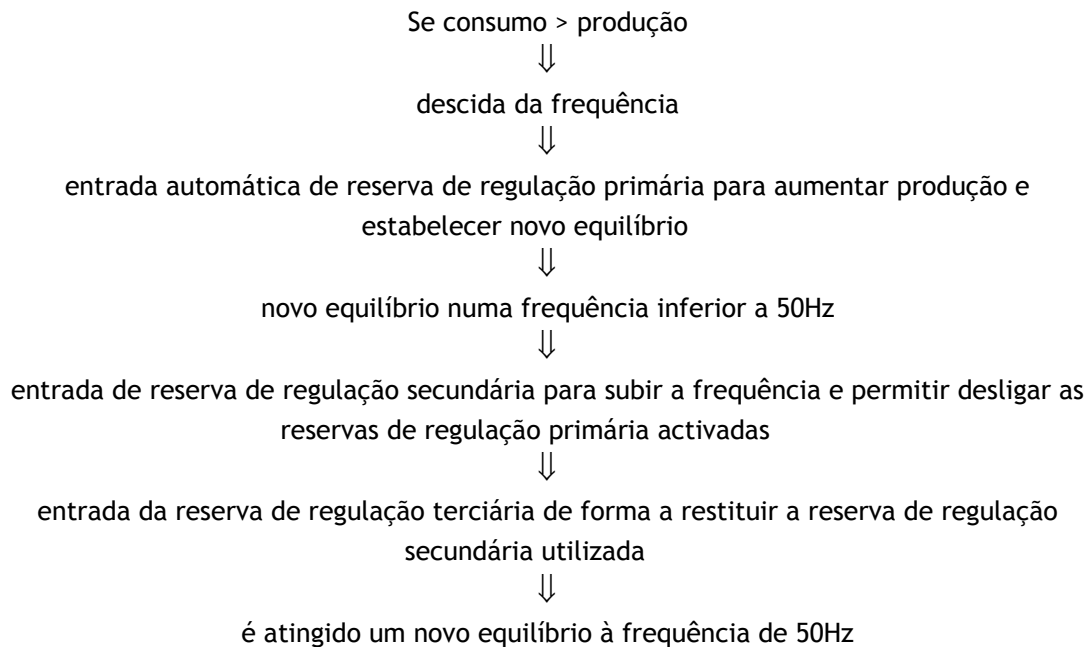


Figura 3.1 - Sequência de eventos associada à falha de um equipamento produtor

3.4. Controlo de tensão

O controlo de tensão num sistema de energia em corrente alternada é obtido mediante a actuação na produção e absorção de energia reactiva. Existem três razões pelas quais se torna necessário efectuar este controlo:

- tanto os equipamentos de consumidores como aqueles utilizados nos sistemas de energia estão desenhados para operar dentro de uma gama de tensões, normalmente $\pm 5\%$ da sua tensão nominal;
- a energia reactiva consome recursos tanto ao nível da transmissão como da produção;
- o movimento de energia reactiva dentro do sistema de transmissão provoca um aumento das perdas de potência activa.

A acrescentar a isto, é de referir que dependendo da carga que apresente, a própria rede de transmissão se pode comportar como um produtor ou um consumidor de energia reactiva. Para pequenas cargas, o sistema de transmissão gera energia reactiva cuja absorção é necessária, enquanto para cargas elevadas consome uma grande quantidade de energia reactiva que necessita de ser reposta. Desta forma, o controlo de tensão da rede de transporte tem como objectivo garantir um adequado controlo de tensão nos nós da rede de transporte, para que a operação do sistema se realize nas condições de segurança e fiabilidade requeridas, a entrega de energia aos consumidores finais se efectue com os níveis

de qualidade exigíveis e para que as unidades de produção possam funcionar nas condições estabelecidas para a sua operação normal.

Trata-se de um serviço normalmente obrigatório para unidades com capacidade de produção acima de um determinado valor (dependendo do sistema eléctrico em questão), às quais é requerido que se mantenham com um factor de potência dentro de uma gama determinada. O Operador de Sistema estabelece a contribuição mínima de cada unidade de produção, que pode depois realizar ofertas de fornecimento do serviço acima dos valores designados pelo Operador. Nestes casos são normalmente estabelecidos contratos bilaterais de longo termo entre o Operador de Sistema e os provedores do serviço de fornecimento de energia reactiva, estando a remuneração, quando existente, assente na disponibilidade e correcto funcionamento do serviço.

Os meios de controlo ao dispor do Operador do Sistema para, em tempo real, promover o cumprimento dos critérios de segurança e funcionamento exigíveis para um correcto funcionamento do sistema eléctrico consistem em:

- manobras dos elementos de compensação de energia reactiva ligados à rede de transporte ou ligados aos enrolamentos terciários dos transformadores;
- ligar/desligar baterias de condensadores;
- manobras de linhas da rede de transporte;
- mudança nas tomadas de regulação dos transformadores.

Os custos associados a este serviço estão relacionados com o investimento e operação, mas fundamentalmente com os custos de oportunidade, uma vez que o fornecimento de energia reactiva pode reduzir a capacidade de produção de energia activa por parte do gerador [7].

3.5. Reposição do serviço

Os sistemas de energia devem estar preparados para situações em que, a ocorrência de distúrbios particularmente severos resultem numa perda de estabilidade e no consequente colapso do sistema, ou de uma porção deste, por perda de todos os geradores ligados à rede. Quando tal ocorre, o sistema deve ser capaz de restaurar a operação normal tão rapidamente quanto possível, recorrendo para tal à designada capacidade de *Blackstart*.

A principal função do *Blackstart* do sistema assenta no restauro do sistema de energia, recorrendo para tal à capacidade que determinados grupos geradores têm para arrancar sem alimentação externa num tempo determinado e após a ocorrência de uma falha total na tensão da instalação, e de se manterem a gerar energia de forma estável durante o processo de reposição do serviço. Este restauro é direccionado para a reposição da produção e transmissão de energia tão rapidamente quanto possível, relegando para segundo plano a restauração do serviço aos consumidores (com excepção das instalações de produção a partir de energia nuclear por razões de segurança).

Os geradores com capacidade de *Blackstart* devem encontrar-se, em termos eléctricos, suficientemente perto das restantes unidades que irão ajudar a restaurar, de forma a serem capazes de fornecer energia às linhas de transmissão que as ligam e de controlar a tensão nos

dois extremos. É função do Operador de Sistema determinar a quantidade de unidades que, dentro da sua área de controlo, necessitam de ter capacidade de *Blackstart*, a sua localização e o modo de operação das mesmas em caso de *Blackout*.

Este serviço de sistema não é normalmente remunerado sob a forma de mercado competitivo, podendo ser contratualizado bilateralmente.

Capítulo 4

Serviços de Sistema na Europa - Níveis requeridos e metodologias de alocação

4.1. Visão geral

A operação de um sistema eléctrico em tempo real requer que o operador do sistema de transmissão (TSO) assegure um contínuo equilíbrio entre a produção e o consumo. Em mercados de electricidade competitivos estão previstos mecanismos que asseguram ao operador a possibilidade de, depois de identificar as necessidades, proceder à sua alocação de forma a promover o equilíbrio na área pela qual é responsável. Nos mercados europeus de electricidade implementados, existe já uma compreensão da natureza do mercado de serviços de sistema e mecanismos que lhe são afectos, bem assim como do enquadramento do mesmo em termos temporais face aos restantes mercados.

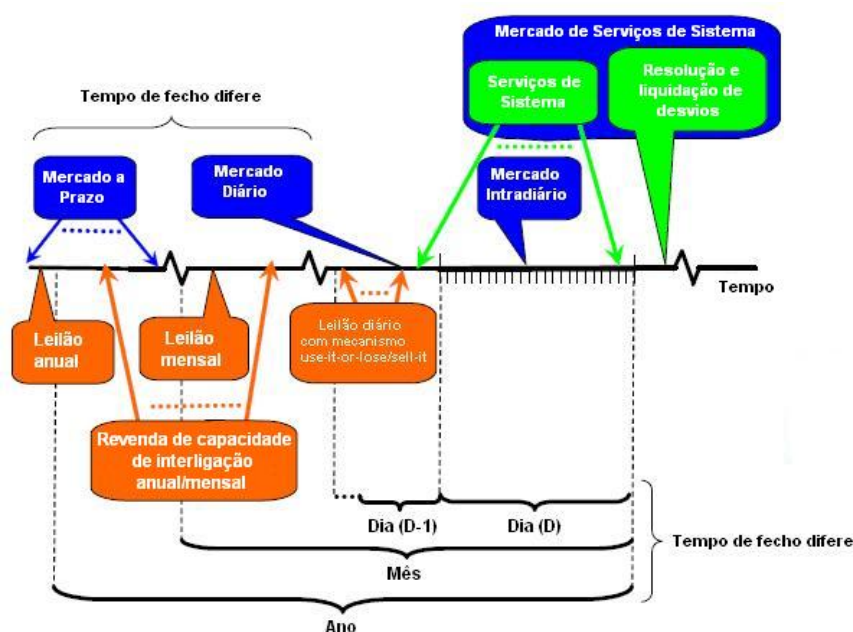


Figura 4.1 - Sequência dos Mercados de Electricidade [10]

Apesar da percepção referida, subsistem ainda algumas diferenças tanto nos serviços ao dispor dos vários TSO's como nos regimes regulamentares existentes em cada país. Segundo a *European Transmission System Operators (ETSO)* [6], vários aspectos fulcrais concorrem para que essa diferença subsista:

- a dimensão e características dos sistemas eléctricos diferem, o que afecta a quantidade de reserva disponível e a capacidade de resposta dos TSO's;
- o grau de interligação dos sistemas varia;
- o tipo de interligação entre sistemas eléctricos difere, podendo ser do tipo A.C. ou D.C., acarretando com isso diferenças nos serviços disponíveis. De facto, para sistemas eléctricos interligados por ligações do tipo D.C., não é possível obter sincronismo e consequentemente não é possível a troca de energia primária, secundária, energia reactiva, etc.
- alguns membros da *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)* possuem a denominada reserva secundária, enquanto noutros essa reserva apesar de existir com esta denominação, refere-se, na prática, a um tipo de reserva distinto. Como exemplo, refira-se o Nordel, no qual a expressão reserva secundária corresponde à reserva de operação por instrução de despacho por parte do TSO e não à habitual reserva de actuação automática;
- os tipos de unidades de produção de cada sistema eléctrico diferem, havendo países com elevada capacidade instalada de centrais hídricas (p.e países nórdicos), enquanto outros recorrem mais a centrais térmicas. Existem ainda diferentes penetrações de energias renováveis ao dispor dos TSO's, mormente energia eólica.

Tradicionalmente, encontram-se ao dispor dos TSO's variadas formas de obtenção das reservas necessárias a um adequado funcionamento do sistema. Existem três mecanismos principais de contratação das reservas citadas:

- mecanismos de mercado (normalmente associado a ofertas no mercado de regulação);
- leilões periódicos (*tenders*);
- acordos bilaterais.

A remuneração normalmente associada ao fornecimento deste tipo de serviços engloba uma parcela relativa à disponibilidade apresentada e uma outra associada à utilização que se verifique dos serviços disponibilizados. Nos casos em que a procura dos serviços seja realizada através de mecanismos de mercado, nos quais se permitam ofertas de regulação, as mesmas poderão ser remuneradas pelo preço constante das mesmas, através do denominado método *pay as bid*, ou através do preço marginal (preço da última oferta aceite) resultante, após a aceitação de todas as ofertas necessárias para cobrir as necessidades [6].

O objectivo deste capítulo passa então por analisar os mercados de serviços de sistema em algumas regiões, centrando-se nos países nos quais os mesmos já se encontram implementados e desenvolvidos, de forma a serem realizadas comparações entre as soluções adoptadas. São estudados alguns aspectos técnicos e necessidades específicas dos Operadores de Sistema, bem como os mecanismos de alocação utilizados. A escolha das regiões a estudar baseia-se em dois factores essenciais, nomeadamente um adequado desenvolvimento dos mercados de serviços de sistema e a presença de aspectos relevantes de análise decorrente da experiência de implementação pela qual passaram.

A presente análise focar-se-á mais nos serviços de sistema descritos no capítulo três deste trabalho, nomeadamente resolução de restrições técnicas (quando aplicável), reservas de

regulação primária, secundária e terciária, controlo de tensão e reposição de serviço através de equipamentos capazes de suportar o *blackstart*.

4.2. MIBEL

4.2.1. Evolução recente

Os primeiros passos para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) foram dados em 1998, ano em que ocorre a liberalização do sector eléctrico em Espanha e em que se iniciam as conversações entre os Governos Português e Espanhol com vista a eliminar progressivamente os obstáculos para os intercâmbios de energia.

Em Novembro de 2001 é assinado um protocolo de colaboração entre os Governos que, não obstante os cenários regulatórios bastante distintos entre os dois países, estabelece as principais acções a desenrolar e os passos necessários para a criação do MIBEL. Em Espanha, e seguindo os pressupostos assentes na *Ley 54/1997 del Sector Eléctrico* [11], encontrava-se já em funcionamento um mercado diário de tipo marginal e definida uma calendarização para atingir a liberalização total de fornecimento aos consumidores finais. O sector encontrava-se na posse de empresas totalmente privadas. Já em Portugal, a estrutura mantinha o padrão clássico de monopólio público, e no modelo de liberalização adoptado coexistiam dois sistemas que se complementavam:

- Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), com separação das actividades de produção, transporte e distribuição e assente na existência de contratos de aquisição de energia (CAE`s) entre os produtores e a REN;
- Sistema Eléctrico Independente (SEI), que abrangia a produção em regime especial e o sistema eléctrico não vinculado (SENV).

A implementação do protocolo assinado em 2001 provocou um desenvolvimento do estudo das bases do modelo de organização do mercado, a cargo tanto dos reguladores como dos operadores de sistema. O atraso governamental na elaboração das normas que permitiam a integração dos dois mercados apenas foi ultrapassado aquando das cimeiras realizadas entre os dois países, e cujo primeiro resultado foi o acordo na criação de um Operador de Mercado Ibérico (OMI), com um pólo correspondente ao mercado *spot* (diário e intradiário) assente em Espanha, e um pólo correspondente ao mercado a prazo assente em Portugal. Aquando do convénio internacional de Outubro de 2004, foram estabelecidas as bases de funcionamento do MIBEL, apontando algumas das mais relevantes para:

- coexistência de diferentes formas de contratação - mercados a prazo, mercado diário, mercado intradiário e contratação bilateral;
- existência de dois operadores de sistema responsáveis pelas áreas respectivas;
- eliminação dos CAE`s;
- harmonização e eliminação de aspectos discriminatórios entre os agentes de ambos os países;
- contratação de serviços de sistema no dia de operação, mediante mecanismos de mercado e de responsabilidade dos Operadores de Sistema.

Muitos outros pontos foram e estão presentemente a ser trabalhados no intuito de melhorar o funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade. No entanto, é precisamente sobre o último ponto referido que os seguintes subcapítulos se centrarão.

O conceito de serviços de sistema já fora introduzido em Espanha em 1997, e o fornecimento dos mesmos avançou com o início do mercado grossista de electricidade, de forma a coordenar o fornecimento de energia em tempo real. Também em Portugal, e apesar de mais tardiamente, os serviços de sistema passaram a ser vistos como uma parte fundamental do fornecimento de energia e, tal como em Espanha, considerados produtos separados e com remuneração baseada no preço marginal do serviço.

Apesar da percepção da sua importância, os serviços de sistema presentes em ambos os países ainda são distintos, estando a sua harmonização e convergência actualmente em processo de estudo (irão ser alvo de um estudo mais pormenorizado no capítulo seguinte deste relatório). Assim de seguida são apresentados os serviços de sistema disponíveis nos dois países, mencionando-se os aspectos comuns e os aspectos diferenciadores presentes tanto na disponibilidade dos mesmos por parte dos TSO's responsáveis por cada área, como nos mecanismos de alocação e remuneração existentes.

4.2.2. Capacidade instalada e actividade de produção no MIBEL

A organização da actividade de produção influencia a determinação dos serviços de sistema ao dispor dos Operadores de Sistema. Uma exemplificação simples desta influência pode ser constatada através da análise da relação estrutura electroprodutora - serviços de sistema disponíveis nos países nórdicos, em que uma elevada percentagem de produção hídrica, com a inerente rapidez de entrada em funcionamento que lhe é característica, permite a supressão da denominada reserva de regulação secundária (explicitada mais adiante neste relatório) e a consideração apenas de uma reserva de regulação terciária como complemento às reservas automáticas disponíveis.

Assim, importa analisar a estrutura do sistema electroprodutor do MIBEL e a sua contribuição relativa no *mix* de produção total. A capacidade instalada em regime ordinário em Espanha fixa-se em cerca de 63.000 MW, enquanto em Portugal essa mesma capacidade é de apenas 10.500 MW. Procedendo à análise de um mês de actividade típico, neste caso Fevereiro de 2008, verificam-se as contribuições de cada tipo de estrutura electroprodutora no *mix* produtivo de cada um dos países constituintes do Mercado Ibérico de Electricidade. Esta análise encontra-se representada na Figura 4.2.

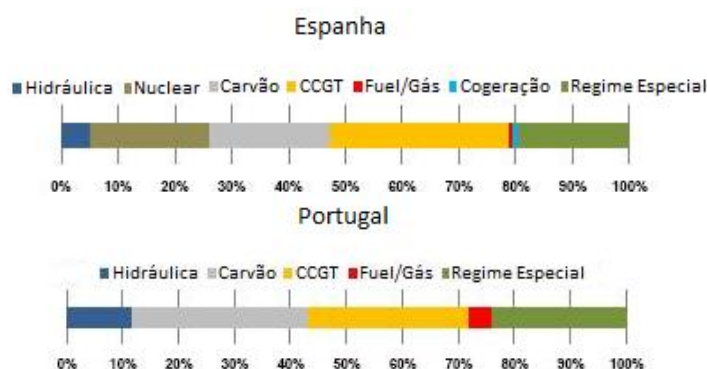


Figura 4.2 - Percentagem de contribuição de cada tipo de estrutura no *mix* produtivo - Fevereiro 2008 [12]

Transpondo para o conjunto do mercado ibérico, verifica-se que o peso das diversas tecnologias utilizadas na produção se encontra perto dos seguintes valores:

- Hídrica - 5%;
- Nuclear - 19%;
- Carvão - 21%;
- Ciclo Combinado - 33%;
- Fuel - 0.5%;
- PRE - 21%.

4.2.3. Os serviços de sistema em Espanha

Os serviços de sistema, geridos pelo Operador de Sistema, têm como finalidade adaptar os programas de produção resultantes da contratação de energia, de forma 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* [13], os serviços de sistema do sistema eléctrico espanhol são:

- a resolução de restrições técnicas resultantes da contratação bilateral física e dos mercados diário e intradiário de produção de energia, assim como aquelas que possam surgir durante a própria operação em tempo real;
- os 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 horizonte diário, aplicável para a resolução de restrições técnicas resultantes do mercado diário de energia, para atribuições de controlo de tensão e para assignação de banda secundária, e horizonte posterior aos mercados intradiários, aplicável para resolução de restrições técnicas em tempo real, serviços de regulação de frequência e reposição do serviço.

4.2.3.1. Resolução de restrições técnicas

O processo de resolução de restrições técnicas encontra-se pormenorizadamente descrito no *Procedimiento de Operación del Sistema Eléctrico* 3.2 [14] e engloba, como referido anteriormente, três partes distintas, consoante o horizonte temporal em que sejam identificadas:

- resolução de restrições técnicas resultantes do programa diário base de funcionamento;
- resolução de restrições técnicas resultantes dos mercados intradiários;
- resolução de restrições técnicas em tempo real.

O primeiro processo de resolução de restrições técnicas acontece sobre o programa que engloba os resultados casados no mercado diário e os contratos bilaterais nomeados pelos agentes de mercado. Este processo é gerido mediante 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.

Para que o volume de energia tanto de produção como de consumo seja mantido, o processo é normalmente dividido em duas fases, estando a primeira consagrada à solução das restrições identificadas no sistema mediante a aplicação de redespachos de energia a subir ou a descer, e a segunda assente na reprogramação das unidades de produção e de consumo de bombagem com a pretensão 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;
- insuficiente reserva de potência adicional para garantir a cobertura da procura prevista;
- insuficiente reserva de capacidade para o controlo de tensão da rede de transporte;
- insuficiente reserva de capacidade para reposição do serviço.

O segundo processo de resolução de restrições técnicas é efectuado sobre cada um dos programas resultantes das diferentes sessões dos mercados intradiários (normalmente seis) e a sua resolução passa pela eliminação das ofertas que as originam, por ordem de precedência das ofertas casadas no mercado intradiário, não advindo daí nenhum custo adicional para o sistema.

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

4.2.3.2. Regulação primária

A regulação primária permite corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos que ocorram entre produção e consumo. No sistema eléctrico espanhol, este serviço é 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. Assim, todas as unidades de produção devem dispor de regulação primária ou, em caso de inviabilidade técnica de instalação de equipamento que o permita, contratar esse serviço a outros agentes que sejam capazes de o prestar.

Encontra-se definida no *Procedimiento de Operacion del Sistema Eléctrico* 7.1 [15] a incumbência 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 100mHz e linearmente entre 15 e 30 segundos para desvios entre 100 e 200mHz.

4.2.3.3. Regulação secundária

A regulação secundária é um serviço cujo objectivo passa pela manutenção do equilíbrio entre produção e consumo, corrigindo o desvio instantâneo respeitante ao programa de intercâmbio na interligação e o desvio de frequência em torno do valor de frequência estabelecido (50Hz). Trata-se de 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 D-1) aquelas que, cobrindo as necessidades do sistema, representem um menor custo e respeitem as restrições técnicas estabelecidas.

Quando activada, a reserva de regulação secundária deve ser capaz de actuar num tempo não superior a 30 segundos, de fornecer a totalidade da sua capacidade num tempo próximo dos 100 segundos e de se manter durante 15 minutos até que seja substituída pela regulação terciária.

A valorização deste serviço é realizada mediante dois 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, tanto a subir como a descer, de forma a substituir a energia de regulação secundária utilizada. Na prática, corresponde a adicionar às curvas de ofertas de energia terciária, tanto a subir como a descer, a energia de reserva secundária utilizada e a obter o novo preço marginal necessariamente superior ao preço marginal de reserva terciária, visto terem que ser aceites ofertas mais caras.

4.2.3.4. Regulação terciária

O objectivo da regulação terciária passa pela 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.

Trata-se de um serviço de oferta obrigatória, gerido por mecanismos de mercado. Deste modo, todas as unidades de produção estão obrigadas a apresentar uma oferta que inclua toda a sua reserva terciária disponível, tanto a subir como a descer, para cada um dos períodos horários do dia seguinte. A atribuição é realizada pelo Operador de Sistema através de critérios de custo mínimo e estabelecendo 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, acrescida de 2% do valor do consumo previsto em cada período de programação. De acordo com o estabelecido no *Procedimiento de Operación del Sistema Eléctrico* 1.5 [16], a reserva terciária a descer estabelece-se 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 mediante activação por instrução de despacho das centrais e deve estar disponível num tempo não superior a 15 minutos, podendo ser mantida durante pelo menos duas horas.

A valorização da energia de regulação utilizada é realizada 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.

4.2.3.5. 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 [17]. Este serviço é referido como tendo o objectivo de garantir um adequado controlo da tensão nos nós da rede de transporte, para que a operação do sistema se realize nas condições de segurança e fiabilidade requeridas.

Trata-se de um serviço referido como tendo uma prestação mínima de carácter obrigatório para unidades com capacidade de produção igual ou superior a 30MW (devendo cada unidade declarar ao Operador de Sistema a banda máxima de produção/absorção de potência reactiva que pode proporcionar para os diferentes níveis de produção de energia activa), empresas de transporte, consumidores qualificados fora da tarifa regulada, ligados directamente à rede de transporte e com potência contratada igual ou superior a 15MW e para as entidades que operam redes de distribuição.

A valorização deste serviço assenta em critérios definidos no *Procedimiento de Operación del Sistema Eléctrico* 7.4 [17], e é variável consoante o tipo de fornecedor do serviço, baseando-se normalmente em quatro termos diferenciados respeitantes a 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 mediante um sistema de preços regulados.

Apesar de regulamentado, o mercado do serviço de controlo de tensão da rede de transporte não se encontra actualmente em aplicação em Espanha. De facto, existem poucos geradores ligados a cada nó da rede de transporte, e o carácter local deste controlo impede que se crie um mercado único a nível nacional que garanta uma concorrência efectiva.

4.2.3.6. Reposição do serviço

A implementação da capacidade de *blackstart* como serviço de sistema ainda se encontra em fase de estudo. A definição e atribuição dos geradores que, em cada ano, serão responsáveis pelo fornecimento do serviço encontram-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.

4.2.3.7. 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 [18] e tem como objectivo a resolução dos desvios que possam aparecer entre o fecho de uma sessão do mercado intradiário e o início da subsequente. No entanto, a convocatória deste mercado apenas é realizada por parte do Operador do Sistema quando se verifiquem desvios comunicados e/ou previstos superiores a 300MWh durante várias horas.

Trata-se de um serviço facultativo e gerido por mecanismos de mercado, que permite estabelecer um *link* 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, vindo portanto determinada pelo preço da última oferta aceite.

4.2.3.8. Resumo dos serviços de sistema no sistema eléctrico espanhol

Após todas as considerações efectuadas, apresenta-se na Tabela 4.1 um resumo dos serviços de sistema ao dispor do Operador de Sistema Espanhol.

Tabela 4.1 - Resumo dos serviços de sistema no sistema eléctrico espanhol

Espanha							
Serviço de Sistema	Descrição	Fornecedores	Tempo de resposta	100% de activação	Obrigatoriedade	Mecanismo de transacção	Valorização
Resolução de restrições técnicas resultantes do programa diário base de funcionamento	Resolução de restrições técnicas sobre o programa que engloba os resultados casados no mercado diário e os contratos bilaterais nomeados pelos agentes de mercado	Unidades de produção	Não aplicável	Não aplicável	Ofertas de venda e compra de energia obrigatórias, excepto para unidades de venda correspondentes a importações de energia através das interligações com os sistemas eléctricos vizinhos e unidades de venda em regime especial de origem renovável, respectivamente	Gerido mediante mecanismos de mercado	<i>Pay as bid</i>
Resolução de restrições técnicas resultantes dos mercados intradiários	Resolução de restrições técnicas sobre cada programa resultante das diferentes sessões dos mercados intradiários	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Eliminação das ofertas que originam a violação das restrições	Não aplicável
Resolução de restrições técnicas em tempo real	Resolução de restrições técnicas em tempo real	Unidades de produção	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Redespacho de energia, seguido de resolução de desequilíbrios utilizando energia de regulação terciária disponível	<i>Pay as bid</i>
Regulação primária	Correcção automática dos desequilíbrios instantâneos entre produção e consumo	Unidades de produção	Imediata	15 ou 30 segundos consoante o desequilíbrio entre produção e consumo seja < 1500MW ou > 1500MW, respectivamente	Obrigatório ou em caso de incapacidade necessidade de subcontratar o serviço	Não existe visto ser obrigatório	Não remunerado
Regulação secundária	Correcção do desvio instantâneo respeitante ao programa de intercâmbio na interligação e o desvio de frequência em torno do valor de frequência estabelecido	Unidades de produção inseridas em zonas de regulação	< 30 segundos	300 - 500 segundos	Facultativo	Gerido mediante mecanismos de mercado	Pagamento por disponibilidade de banda e utilização de energia (esta última pelo preço marginal de terciária necessária mobilizar para substituir a secundária)
Regulação terciária	Restituição da reserva de regulação secundária que tenha sido utilizada e o ajuste do equilíbrio entre produção e consumo	Unidades de produção	15 minutos	15 minutos	Oferta obrigatória de toda a reserva terciária disponível	Gerido mediante mecanismos de mercado	Preço marginal
Controlo de Tensão *apesar de regulamentado ainda não se encontra implementado	Garantir um adequado controlo de tensão nos nós da rede de transporte	Unidades de produção, empresas de transporte, consumidores qualificados fora da tarifa e gestores da rede de distribuição	Instantâneo	Não aplicável	Obrigatório para unidades de produção com capacidade acima de 30MW, empresas de transporte, consumidores qualificados fora da tarifa com potência contratada superior a 15MW e ligados directamente à rede de transporte e gestores da rede de distribuição	Por contrato quando acima do obrigatório	Remuneração da disponibilidade de banda de produção e absorção de energia reactiva e também da produção e absorção de energia reactiva
Reposição de Serviço *apesar de regulamentado ainda não se encontra implementado	Reposição de serviço em caso de <i>blackout</i> total ou parcial	Unidades de produção com capacidade de <i>blackstart</i>	Não especificado	Não especificado	Obrigatório para as unidades nomeadas pelo Operador de Sistema	Não aplicável	Não especificado
Gestão de desvios entre produção e consumo	Resolução dos desvios que possam aparecer entre o fecho de uma sessão do mercado intradiário e o início da subsequente	Unidades de produção	Não aplicável	Não aplicável	Facultativo	Gerido mediante mecanismos de mercado	Preço marginal

4.2.4. Os serviços de sistema em Portugal

As publicações da Proposta de Regulamento de Operação das Redes [19] e posteriormente do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema [9], ambos datados de 2007, vieram clarificar um pouco a situação dos serviços de sistema no sistema eléctrico português. Assim, os serviços de sistema considerados são:

- a resolução de restrições técnicas resultantes da contratação bilateral física e do mercado diário, do mercado intradiário de produção de energia e da operação em tempo real;
- os serviços de regulação de frequência, nomeadamente as reservas de regulação primária, secundária e terciária;
- o processo de resolução de desvios (com contornos diferentes do aplicado em Espanha);
- o controlo de tensão da rede de transporte;
- a reposição de serviço;

4.2.4.1. Resolução de restrições técnicas

O processo de resolução de restrições técnicas apresenta três fases distintas consoante o período horário em que se realize. Deste modo, no sistema eléctrico português esse processo ocorre tanto para os resultados obtidos após o mercado diário, como para os resultados obtidos para cada mercado intradiário e durante a operação em tempo real.

De seguida apresentar-se-ão algumas considerações relativas a cada um deles. No entanto, pode ser encontrada no capítulo quarto do Manual do Gestor do Sistema uma descrição mais detalhada acerca do seu funcionamento, nomeadamente no que concerne à informação a disponibilizar ao Operador de Sistema e ao modo como este identifica e procede à resolução das restrições técnicas verificadas.

4.2.4.1.1. Resolução de restrições técnicas resultantes do mercado diário

O processo de verificação e resolução das restrições técnicas 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 de Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol (OMEL), por unidade de oferta (pode englobar uma bacia hidrográfica ou ser simplesmente um grupo térmico), deve ser fornecida ao Operador do 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 deverão 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 e preço tanto para a mobilização como para a desmobilização de energia. Caso as

unidades não apresentem essas ofertas, as mesmas serão retiradas da curva apresentada ao Operador de Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol (OMEL).

Após a recepção das ofertas citadas, iniciada às onze horas e quinze minutos (hora espanhola) e finalizada trinta minutos depois, o Operador de Sistema procede então ao início do processo de resolução das restrições técnicas. Este processo, segundo 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 primeira fase passa por determinar as restrições técnicas que possam afectar a execução do programa contratado, identificando as alterações à programação necessárias para eliminar as restrições técnicas detectadas. A mobilização ou desmobilização de energia que a primeira fase acarrete pode provocar desequilíbrios entre produção e consumo, pelo que o Operador de Sistema procede, em seguida, à realização da segunda fase mencionada de forma a promover o reequilíbrio necessário.

A remuneração dos agentes intervenientes varia consoante o tipo de participação que os mesmos tenham no processo. Aos agentes de mercado vendedores que sejam mobilizados para efeito de resolução de restrições técnicas ou para colmatar um défice de produção, a remuneração é realizada mediante a utilização do mínimo entre o valor das ofertas apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e o valor das apresentadas, e não contratadas, no mercado diário. Caso haja necessidade de desmobilizar energia como consequência da violação de uma qualquer restrição técnica, os agentes de mercados vendedores que se vejam obrigados a realiza-la possuem a obrigação de pagar a energia desmobilizada ao preço de encontro do mercado diário, o que equivale na prática 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 mediante a utilização do máximo entre o valor das ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e o valor das 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.

4.2.4.1.2. Resolução de restrições técnicas no mercado intradiário

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

4.2.4.1.3. Resolução de restrições técnicas em tempo real

O processo de resolução das restrições técnicas no sistema eléctrico português é similar aquele que se utiliza no sistema eléctrico espanhol. Ao longo de todo o horizonte de programação podem ocorrer situações de alerta que exijam a modificação dos programas de

produção de uma ou várias unidades, pelo que o Operador de Sistema recorre ao processo de resolução de restrições técnicas em tempo real para as solucionar. Este processo consiste na aplicação de redespachos de energia a subir ou a descer sobre as unidades de produção e consumo de bombagem. Os desequilíbrios entre produção e consumo que possam resultar destas modificações são normalmente resolvidos através da utilização de energia de regulação.

Quando necessárias, as entradas em serviço de grupos e os incrementos de produção em relação ao programado serão valorizadas ao preço da oferta de reserva de regulação efectuada (*pay as bid*). As reduções de produção efectuadas no programa serão também elas valorizadas ao preço constante das ofertas de reserva de regulação que tenham sido utilizadas.

4.2.4.2. 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 do Gestor do Sistema, 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 Nacional, a reserva de regulação primária exigida, num ano concreto, é definida pelos critérios de regulação do sistema interligado europeu estabelecidos pela UCTE e calculados segundo a expressão (3.1).

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

No Sistema Eléctrico Português, tal como no congénere 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.

4.2.4.3. Regulação secundária

A regulação secundária, também denominada de telerregulação, apresenta-se no Sistema Eléctrico Português como um serviço passível de remuneração. A sua transacção 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 visa corresponder às necessidades de banda de reserva de regulação secundária necessárias para o funcionamento do sistema, e que são diariamente determinadas pela REN (TSO). Estas ofertas estão ainda limitadas a um valor máximo e mínimo de banda determinadas pelo TSO referido.

A reserva de regulação secundária a manter no Sistema Eléctrico Nacional 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 [9].

O início da actuação da regulação secundária não deverá exceder mais de 30 segundos e a sua actuação deverá estar concluída e eventualmente completada pela acção da regulação terciária o mais tardar em 15 minutos [9].

A valorização do serviço de regulação secundária é realizada mediante dois 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.

4.2.4.4. Regulação terciária

Como referido em secções anteriores deste trabalho, é função da regulação terciária restituir o nível de reserva de regulação secundária que tenha sido utilizada. Trata-se de um 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), deverão apresentar as suas ofertas de regulação tanto a subir como a descer. As áreas de balanço existentes deverão consequentemente 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:

- 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 do 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 [9].

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 TSO a mobilizar ou desmobilizar produção/consumo (bombagem) é realizada ao preço marginal das ofertas de regulação.

4.2.4.5. Processo de resolução de desvios

Diariamente o Operador do 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 do Sistema para verificação de discrepâncias entre a energia negociada no mercado diário, acrescida de contratos bilaterais, e essa mesma previsão. Durante cada sessão do mercado intradiário são realizados, por parte dos agentes, ajustes da energia negociada, o que conduz o Operador do Sistema à elaboração de Programas Horários Operativos (PHO`s). No entanto, acontecem diversas situações em que a energia negociada findo cada mercado intradiário permanece díspar do consumo previsto pelo Operador do Sistema, pelo que este se vê na contingência de despachar energia de reserva de regulação para colmatar as diferenças verificadas. Note-se que se faz menção a energia de reserva de regulação e não especificamente a energia de reserva de regulação terciária, uma vez que a energia utilizada para colmatar a diferença mencionada 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.

4.2.4.6. Outros serviços de sistema

Os serviços de sistema de controlo de tensão e de reposição de serviço encontram-se englobados no mesmo ponto, visto a legislação que os suporta apresentar ainda um parco desenvolvimento. No Sistema Eléctrico Português o controlo de tensão é um serviço obrigatório e não remunerado, podendo ser contratualizado bilateralmente caso o Operador do Sistema assim o entenda.

O serviço de sistema denominado de reposição de serviço, e que assenta na capacidade de *blackstart* que os grupos geradores possuam, tem procedimentos definidos no Manual do Gestor do Sistema. Assim, quando ocorre um *blackout* total ou parcial, o Operador do 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 não remunerado sob a forma de mercado competitivo, mas para o qual está prevista a possibilidade de realização de contratos bilaterais.

Recentemente foi instalado o serviço de *blackstart* na central de Castelo de Bode, no entanto, e uma vez que esta central se encontra ainda ao abrigo dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC`s), este serviço não será para já remunerado.

4.2.4.7. Resumo dos serviços de sistema no sistema eléctrico português

Após todas as considerações efectuadas, apresenta-se na Tabela 4.2 um resumo dos serviços de sistema ao dispor do Operador de Sistema Português.

Tabela 4.2 - Resumo dos serviços de sistema no sistema eléctrico português

Portugal							
Serviço de Sistema	Descrição	Fornecedores	Tempo de resposta	Tempo para 100% de activação	Obrigatoriedade	Mecanismo de transacção	Valorização
Resolução de restrições técnicas resultantes do programa diário base de funcionamento	Resolução de restrições técnicas sobre o programa que engloba os resultados casados no mercado diário e os contratos bilaterais nomeados pelos agentes de mercado	Unidades de produção	Não aplicável	Não aplicável	Obrigatório para unidades de oferta associadas a produção em regime ordinário ou a consumos relativos a bombagem	Gerido mediante mecanismos de mercado	Assente em critérios variados consoante o tipo de participação no processo *descrito no ponto 4.1.3.1.1 do relatório
Resolução de restrições técnicas resultantes dos mercados intradiários	Resolução de restrições técnicas sobre cada programa resultante das diferentes sessões dos mercados intradiários	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Eliminação das ofertas que originam a violação das restrições	Não aplicável
Resolução de restrições técnicas em tempo real	Resolução de restrições técnicas em tempo real	Unidades de produção	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Redespacho de energia, seguido de resolução de desequilíbrios utilizando energia de regulação terciária disponível	<i>Pay as bid</i>
Regulação primária	Correcção automática dos desequilíbrios instantâneos entre produção e consumo	Unidades de produção	Imediata	15 segundos para desvios de frequência inferiores a 100mHz e linearmente entre 15 e 30 segundos para desvios entre 100 e 200mHz.	Obrigatório ou em caso de incapacidade necessidade de subcontratar o serviço	Não existe visto ser obrigatório	Não remunerado
Regulação secundária	Promover o equilíbrio face a falhas não expectáveis de equipamentos de produção ou transmissão de energia eléctrica	Unidades de produção	≤ 30 segundos	15 minutos	Facultativo	Gerido mediante mecanismos de mercado	Pagamento por disponibilidade de banda e utilização de energia (esta última ao preço da energia de regulação mobilizada)
Regulação terciária	Restituição da reserva de regulação secundária que tenha sido utilizada	Unidades de produção	15 minutos	15 minutos	Oferta obrigatória de toda a reserva terciária disponível	Gerido mediante mecanismos de mercado	Preço marginal
Controlo de Tensão *parco desenvolvimento da regulamentação	Garantir um adequado controlo de tensão nos nós da rede de transporte	Não especificado	Instantâneo	Não aplicável	Obrigatório	Pode ser contratualizada bilateralmente	Não remunerado
Reposição de Serviço *parco desenvolvimento da regulamentação	Reposição de serviço em caso de <i>blackout</i> total ou parcial	Unidades de produção com capacidade de <i>blackstart</i>	Não especificado	Não especificado	Obrigatório para a(s) unidade(s) nomeada(s) pelo Operador de Sistema	Pode ser contratualizada bilateralmente	Não remunerado
Gestão de desvios entre produção e consumo	Resolução dos desvios que possam aparecer entre o fecho de uma sessão do mercado intradiário e a previsão de consumo do Operador do Sistema	Unidades de produção	Não aplicável	Não aplicável	Facultativo	Gerido mediante mecanismos de mercado	Preço marginal

4.3. Países Nórdicos

4.3.1. Evolução recente

O sistema eléctrico dos países nórdicos engloba no seu todo os sistemas eléctricos da Dinamarca, Finlândia, Noruega e Suécia. O *NordPool*, designação comumente utilizada para descrever o mercado em questão, foi o primeiro mercado internacional de transacção de energia a ser criado, sendo datado de 1996, e resultando da extensão do mercado norueguês ao mercado sueco. De facto, em 1991 a Noruega promoveu a reestruturação do seu sector eléctrico, em consonância com o *Energy Act* firmado um ano antes, estabelecendo a *Statnett* como TSO e simultaneamente como responsável pela operação do *pool*. O *pool* comum entre a Noruega e a Suécia apenas foi estabelecido em 1996 na sequência da reestruturação do sector eléctrico na Suécia, tendo a sua gestão ficado a cargo tanto da *Statnett* como da *Svenska Kraftnat* (TSO da Suécia). O *NordPool* foi mais tarde alargado, passando a incluir a Finlândia (1998), a parte Oeste da Dinamarca (1999) e a parte Este da Dinamarca (2000) [20].

A estrutura do *NordPool* assenta em três produtos essenciais, nomeadamente o mercado *spot*, o mercado financeiro de futuros e o mercado de ajustes. O mercado financeiro de futuros prevê a possibilidade de se realizarem contratos de futuros, opções e às diferenças e representa um considerável volume de transacções no contexto do mercado global do *NordPool*. O mercado *spot*, também denominado de *Elspot*, baseia-se num *pool* simétrico de participação facultativa, em que os agentes, caso o desejem, apresentam ofertas de compra/venda de energia para um determinado período temporal do dia seguinte, recebendo posteriormente, e caso sejam casadas, o preço marginal que resultar da intersecção das curvas referidas. A área nórdica é normalmente dividida em seis zonas distintas, que obtêm o mesmo preço ou preços diferentes consoante a capacidade de transmissão entre elas seja ou não suficiente. Finalmente, para negociação em horizontes temporais mais curtos do que os englobados no *Elspot*, o *NordPool* prevê a realização de mercados intradiários que permitam a promoção do equilíbrio entre produção e consumo.

Paralelamente a estas plataformas de negociação, a cargo do Operador de Mercado Nórdico, os Operadores de Sistema dos países que compõem o *NordPool* possuem um mercado complementar em tempo real, que engloba um mercado de regulação (*Regulation Power Market*) e um mecanismo de liquidação (*Balance Settlement*). Os TSO's envolvidos utilizam este mercado de regulação de forma a garantir o equilíbrio físico entre produção e consumo e consequentemente manter a segurança no abastecimento. Esta regulação é conduzida através da utilização de vários tipos de reserva e recursos de operação, como será descrito posteriormente. Será sobre este mercado e demais serviços de sistema ao dispor dos TSO's que os pontos seguintes deste trabalho se centrarão, permitindo depreender como a estrutura da actividade de produção influencia os recursos ao alcance dos Operadores de Sistema e as diferenças relativamente ao Mercado Ibérico de Electricidade.

4.3.2. Actividade de produção e sistema eléctrico nórdico

Nos países nórdicos os sistemas de produção diferem substancialmente consoante o país em questão. As diferentes formas de produção de energia eléctrica em cada um dos países constituem mesmo a principal razão da cooperação histórica existente entre eles. A Dinamarca apresenta uma actividade de produção essencialmente baseada em centrais

térmicas e numa proporção cada vez mais alargada de energia eólica. Na Noruega, a quase totalidade da produção assenta em centrais hidroeléctricas, complementada por uma residual utilização de centrais térmicas, enquanto tanto a Finlândia como a Suécia apresentam um “mix” de tecnologias, maioritariamente hídricas e de energia nuclear.

Os subsistemas eléctricos da Finlândia, Noruega, Suécia e parte Este da Dinamarca encontram-se interligados de forma síncrona, formando o “sistema síncrono” do sistema eléctrico nórdico. O subsistema eléctrico da parte Oeste da Dinamarca encontra-se interligado tanto com a Suécia como com a Noruega através de interligações DC, vulgarmente designadas por interligações *High-Voltage Direct Current (HVDC)*. Esta interligação dos vários subsistemas acarreta uma maior segurança e custos mais reduzidos, permitindo reduzir também a quantidade de reservas necessárias [21].

4.3.3. Os serviços de sistema nos países nórdicos

O termo “serviços de sistema” engloba de forma genérica os serviços que se encontram ao dispor dos Operadores de Sistema para que estes procedam à operação técnica do sistema eléctrico. Nos países nórdicos, os serviços de sistema considerados encontram-se referidos no documento *System Operation Agreement*:

- reservas de controlo de frequência (*frequency controlled reserves*) - equivalente à reserva de regulação primária;
- reservas rápidas (*fast reserves*), equivalente à reserva terciária e subdividida em:
 - ofertas de regulação (*regulating bids*);
 - reserva rápida para resposta a distúrbios (*fast disturbance reserves*);
- reservas lentas (*slow reserves* ou *peak load reserves*)
- controlo de tensão;
- reposição de serviço.

Ao longo do tempo, o *Nordel (Organisation for the Nordic Transmission System Operators)* tem evoluído no sentido da harmonização do mercado de regulação nórdico. No entanto, ainda existem diferenças entre os diversos países que importa analisar. Assim, de seguida será apresentada uma caracterização sucinta dos diversos serviços de sistema mencionados, e será dada maior relevância às diferenças/ausência dos mesmos em cada país integrante do mercado.

4.3.3.1. Reserva de controlo de frequência

A reserva de controlo de frequência (*frequency controlled reserve*) apresenta no *NordPool* função idêntica à reserva de regulação primária descrita para o MIBEL. Assim, trata-se de uma reserva que permite uma reacção automática do controlador primário dos grupos produtores a variações de frequência causadas por distúrbios no sistema ou pequenas variações na produção/consumo [6].

Esta reserva de controlo de frequência, activada automaticamente para desvios de frequência, é tradicionalmente dividida em duas categorias:

- reserva de controlo de frequência para operação normal (*frequency controlled normal operation reserve*);

➤ reserva de controlo de frequência em caso de distúrbios no sistema (*frequency controlled disturbance reserve*).

A reserva de controlo de frequência para operação normal, cuja activação total deve ocorrer para variações de frequência de ± 0.1 Hz, configura uma reserva que deve estar disponível, num mínimo de 600 MW a 50 Hz para o sistema síncrono, sendo a sua distribuição pelos subsistemas do sistema síncrono nórdico realizada em concordância com o consumo anual registado no ano anterior.

A reserva de controlo de frequência em caso de distúrbios no sistema (*frequency controlled disturbance reserve*) deve corresponder, a uma reserva de magnitude e composição tais que a ocorrência de falhas no sistema, tais como a saída de produção de um grupo gerador, não acarrete uma frequência inferior a 49.5 Hz no sistema síncrono nórdico [21]. A reserva a manter varia consoante a situação operacional, rondando no entanto normalmente os 1000 MW no total, e apresentando uma distribuição tal que cada subsistema apresente pelo menos dois terços da reserva que lhe é afectada dentro do seu próprio sistema eléctrico, podendo a restante ser proveniente de subsistemas vizinhos.

A reserva de controlo de frequência em caso de distúrbios no sistema deve ser activada quando a frequência atinja os 49.9 Hz e incrementada linearmente até ao seu máximo, que deve ocorrer aos 49.5 Hz. Na eventualidade de ocorrer uma queda na frequência até aos 49.5 Hz, 50% da reserva deve ser activada, em cada subsistema, num tempo não superior a 5 segundos e a sua totalidade dentro de 30 segundos após a queda de frequência citada [21].

A parte Oeste da Dinamarca configura condições especiais na medida em que integra a UCTE, e como tal deve manter a frequência e a reserva de controlo de frequência em caso de distúrbios no sistema de acordo com as regras definidas pela mesma e explicitadas no ponto anterior referente ao MIBEL.

4.3.3.2. Reservas rápidas

As reservas rápidas (*fast reserves*), são activadas por instrução de despacho e apresentam como principal objectivo o restauro, dentro de 15 minutos, da reserva automática - reserva de controlo de frequência de operação normal e reserva de controlo de frequência em caso de distúrbios no sistema - que tenha sido utilizada ou perdida [21].

Estas reservas rápidas encontram-se subdivididas em duas categorias:

- ofertas de regulação (*regulating bids*);
- reserva rápida para resposta a distúrbios (*fast disturbance reserves*);

O nível de reserva obtida através de ofertas de regulação é determinado para cada subsistema de acordo com os requerimentos locais, assentes em estudos de congestionamentos na rede e falhas no sistema. Trata-se de uma reserva gerida mediante mecanismos de mercado e de carácter facultativo, podendo os agentes intervenientes, que estejam dispostos a aumentar ou reduzir a sua produção ou consumo, submeter propostas de regulação ascendente ou descendente ao TSO responsável pelo seu subsistema. Cada TSO submete de seguida as ofertas nacionais recebidas para uma lista de regulação nórdica comum, organizada por preço das ofertas, e que passa a estar ao dispor de todos os TSO's

nórdicos através de uma plataforma de informação comum denominada de *NOIS (Nordic Operational Information System)*. As reservas são posteriormente negociadas num mercado denominado *Regulating Power Market (RPM)* onde os *TSO`s* actuam como compradores únicos, de forma a obter recursos para a regulação do sistema. Este mercado constitui assim um exemplo típico de um mecanismo integrado, no qual para a gestão da reserva se pressupõe a criação da figura do Coordenador de Operadores de Sistema, retirando autonomia aos Operadores de cada área específica.

A valorização das ofertas aceites é, tanto na Noruega como na Suécia, Finlândia e parte Este da Dinamarca, realizada ao preço marginal, o que equivale a dizer que todos os agentes que virem as suas ofertas casadas recebem o preço da oferta mais alta que tenha sido utilizada para o período horário em questão. Na parte Oeste da Dinamarca, a valorização apresenta situações distintas, nomeadamente para horas em que tenha existido regulação tanto a subir como a descer e activação de ofertas provenientes da Alemanha, nas quais é utilizado o método *pay as bid*, que implica que os agentes cujas ofertas tenham sido casadas recebam o preço constante das mesmas.

Para além da reserva obtida no processo de mercado descrito, torna-se ainda necessária a disponibilidade de uma reserva rápida adicional que permita lidar com os distúrbios ocorridos e restaurar a reserva de controlo de frequência em caso de distúrbio no sistema. Assim, enquanto na Suécia e na Finlândia os *TSO`s* respectivos possuem reserva assente em grupos térmicos (na Finlândia está ainda definido um mecanismo de contratação bilateral para diminuir o consumo), na Noruega e Dinamarca são realizados mercados que permitam assegurar reservas operacionais de segurança [22].

Geralmente, tanto a reserva rápida adicional para resposta a distúrbios, bem como a reserva lenta que a seguir se explicitará, encontram-se disponíveis na lista de regulação comum, apresentando no entanto um preço superior, e consequentemente apenas sendo utilizadas caso todas as ofertas apresentadas directamente ao mercado de ofertas de regulação se tenham esgotado.

4.3.3.3. Reserva lenta

Para além de todas as reservas mencionadas anteriormente, os *TSO`s* na região nórdica possuem ainda a denominada reserva lenta (*slow reserve* ou *peak load reserve*). Trata-se de uma reserva, cujo tempo de entrada em funcionamento pode levar várias horas, destinada a ser activada quando a reserva rápida se mostre insuficiente para lidar com períodos críticos de carga ou saídas de produção de grandes grupos geradores. A reserva lenta deve corresponder a uma solução temporária, utilizada apenas para resolver situações críticas, de forma a reduzir o impacto negativo no mercado de electricidade [22].

Na Finlândia esta reserva encontra-se regulada até 2010 estando atribuída a geradores em vias de serem desmantelados, sendo obrigatório que os mesmos, no período entre Dezembro e Fevereiro, se encontrem prontos a arrancar em menos de doze horas. O financiamento deste sistema é assente em tarifas separadas baseadas no seu funcionamento. Na Suécia, existe também um mecanismo, que atribui ao *TSO* sueco a responsabilidade de providenciar uma reserva de 2000 MW, assente em grupos térmicos e redução de consumo na indústria, de forma a ser usada em caso de ausência de disponibilidade de ofertas de reserva rápida da lista de regulação comum [21].

4.3.3.4. Controlo de tensão

O serviço de controlo de tensão e energia reactiva, cujo objectivo passa por garantir um adequado nível de tensão nos nós da rede de transporte, é obrigatório para todos os grupos geradores. Aos agentes é paga uma compensação pela reserva de energia reactiva que esteja disponível nos seus grupos.

Visto tratar-se de um serviço de natureza eminentemente local, a implementação de mecanismos de mercado a nível mais global não é exequível.

4.3.3.5. Reposição de serviço

A principal função do *blackstart* do sistema assenta no restauro do sistema de energia, recorrendo para tal à capacidade que determinados grupos geradores têm para arrancar sem alimentação externa após a ocorrência de um distúrbio que implique a saída de serviço de uma parte ou mesmo de todo o sistema. Assim como o controlo de tensão é um serviço de natureza eminentemente local, não sendo a sua troca entre subsistemas exequível. Trata-se também de um serviço de natureza obrigatória e não remunerado, estando a cargo de cada TSO a determinação dos grupos encarregues do mesmo. Na Dinamarca encontra-se entregue a grupos geradores diesel ou a gás, enquanto na Finlândia, Noruega e Suécia o mesmo está a cargo de algumas centrais hidroeléctricas seleccionadas pelos Operadores de Sistema respectivos.

4.3.3.6. Resumo dos serviços de sistema no mercado eléctrico dos países nórdicos

Após todas as considerações efectuadas, apresenta-se na Tabela 4.3 um resumo dos serviços de sistema ao dispor dos Operadores de Sistema dos países nórdicos.

Tabela 4.3 - Resumo dos serviços de sistema no mercado eléctrico dos países nórdicos

Países Nórdicos							
Serviço de Sistema	Descrição	Fornecedores	Tempo de resposta	Tempo para 100% de activação	Obrigatoriedade	Mecanismo de transacção	Valorização
Reservas de controlo de frequência (<i>frequency controlled reserves</i>): > Reserva de controlo de frequência de operação normal (<i>frequency controlled normal operation reserve</i>) > Reserva de controlo de frequência em caso de distúrbios no sistema (<i>frequency controlled disturbance reserve</i>)	Reservas equivalentes à reserva de regulação primária > Correção automática dos desequilíbrios instantâneos entre produção e consumo > Reserva de magnitude e composição tais que, a ocorrência de falhas no sistema, não acarrete uma frequência inferior a 49,5Hz no sistema síncrono	Unidades de produção	> Resposta imediata > 50% em 5 segundos	> 3 minutos > 100% em menos de 30 segundos	> Facultativo * > Facultativo * * na Noruega existe uma parte obrigatória negociada anualmente	> Comercial entre produtores e TSO's > Comercial entre produtores e TSO's	> Remuneração por disponibilidade > Remuneração por disponibilidade
Reserva rápida (<i>fast reserve</i>) *equivalente à regulação terciária	Reserva de operação manual, cujo objectivo passa pela reposição da reserva automática que tenha sido utilizada ou perdida	Unidades de produção	15 minutos	15 minutos	Facultativo	Gerido mediante mecanismos de mercado	Preço marginal * excepto parte Oeste da Dinamarca que apresenta casos de remuneração através do mecanismo <i>pay as bid</i>
Reserva lenta (<i>slow reserve or peak load reserve</i>)	Reserva com tempo de entrada em funcionamento de várias horas, destinada a lidar com situações críticas	Unidades de produção	Várias horas	Não especificado	Sujeita a leis temporárias aprovadas pelos Governos	Sujeita a leis temporárias aprovadas pelos Governos	Taxas separadas baseadas no seu funcionamento ou acordos entre TSO e produtores
Controlo de Tensão	Garantir um adequado controlo de tensão nos nós da rede de transporte	Unidades de produção, proprietários de linhas de transmissão e gestores da rede de distribuição	Instantâneo	Não aplicável	Obrigatório	Pode ser contratualizada bilateralmente para contribuições excedentárias	Paga uma compensação pela reserva de energia reactiva que esteja disponível nos grupos
Reposição de Serviço	Reposição de serviço em caso de <i>blackout</i> total ou parcial	Unidades de produção com capacidade de <i>blackstart</i>	Não especificado	Não especificado	Obrigatório para a(s) unidade(s) nomeada(s) pelo Operador de Sistema	Unidades nomeadas pelo TSO	Não remunerado

4.4. França

4.4.1. Descrição geral e actividade de produção

O sistema eléctrico francês encontra-se altamente interligado com os sistemas eléctricos vizinhos, promovendo trocas de energia com todos eles. A necessidade de promover a convergência com as normas europeias provocou também em França os seus efeitos, com a criação em Fevereiro de 2000 de um TSO independente (*RTE - Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité*), encarregue de operar a rede de transporte francesa. Em Novembro de 2001 verificou-se a criação de um mercado multilateral de transacção de energia denominado *Powernext*, de participação facultativa e permitindo tanto trocas organizadas através de contratos realizados no dia anterior ao dia da efectiva utilização (*day-ahead market*) bem como a realização de contratos a médio termo entre os agentes de forma a lidar com os riscos inerentes à volatilidade dos preços. Já em 2004, e seguindo um processo de reestruturação, o TSO referido foi separado da empresa de produção *EDF*, enquanto esta passou a não ser propriedade total do Estado.

À permissão de negociação através do mercado diário e de contratos bilaterais, junta-se a necessidade de proceder à promoção da segurança no fornecimento de electricidade. Assim, foram também regulamentados e colocados ao dispor do Operador de Sistema vários serviços de sistema que possibilitam a manutenção da segurança citada, ao mesmo tempo que promovem o constante equilíbrio entre produção e consumo.

Uma das particularidades que torna pertinente o estudo do sistema eléctrico francês prende-se com a sua estrutura de produção. Como referido anteriormente, os serviços de sistema disponíveis aos TSO's são ditados pelo tipo e capacidade das várias centrais ligadas ao seu sistema, pelo que a presença de uma percentagem de produção de cerca de 77% baseada em centrais nucleares confere ao caso francês um aspecto diferenciador dos demais referidos até este momento.

Para além da elevada percentagem de produção afecta a centrais nucleares, o sistema eléctrico francês possui ainda cerca de 10% de produção proveniente de centrais térmicas convencionais, 11,5% de hídricas e os restantes 1,5% de energias renováveis (excluindo hídricas), como se pode constatar pelos dados disponibilizados pelo TSO francês (*RTE*) apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Percentagem de contribuição de cada tipo de estrutura no *mix* produtivo francês - 2007
[23]

	Tecnologia	França			
		Capacidade máxima (GW)	Produção (TWh)	Percentagem na produção por tecnologia	Percentagem na produção total
T é r m i c a s	Nuclear				
	Total	63.3	418.6	88.4 %	76.9 %
	Térmicas Convencionais				
	Carvão	7.9	23.2	4.9 %	4.3 %
	Fuel	6.4	2.4	0.5 %	0.4 %
	Outras	9.8	29.4	6.2 %	5.4 %
	Total	24.1	55	11.6 %	10.1 %
	Total	87.4	473.6	100%	87%
H i d r i c a s	Fio de água	7.6	33.3	52.7 %	6.1 %
	Reservatório para regulação de caudais	4.3	10.7	16.9 %	2%
	Albufeira	9.3	12.6	19.9 %	2.3 %
	Bombagem	4.2	6.6	10.5 %	1.2 %
	Total	25.4	63.2	100%	11.2 %
P R E	Eólica	2.2	4	50.6 %	0.7 %
	Outras	0.9	3.9	49.4 %	0.7 %
	Total	3.1	7.9	100%	1.4 %

A articulação das interligações entre o sistema eléctrico francês e a rede eléctrica europeia é um elemento favorável à melhoria da segurança de operação. Neste contexto, o sistema eléctrico francês, devido ao seu carácter central no contexto europeu, apresenta actualmente inúmeras interligações com os mais diversos países, dos quais se destacam a Alemanha, Bélgica, Itália, Suíça, Espanha e Inglaterra.

4.4.2. Os serviços de sistema em França

A qualidade e segurança no fornecimento de energia eléctrica, bem como a responsabilidade pelo sistema de transmissão francês encontram-se a cargo da RTE (Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité). Para a persecução desses objectivos, o TSO tem ao seu dispor os seguintes serviços de sistema:

- reserva de regulação primária;
- reserva de regulação secundária;
- reserva de regulação terciária subdividida em:
 - reserva terciária rápida 15 minutos (*réserve tertiaire rapide 15 minutes*);
 - reserva terciária adicional 30 minutos (*réserve tertiaire complémentaire 30 minutes*);
- reserva a prazo (*réserve à échéance ou différée*)
- controlo de tensão;
- reposição de serviço.

4.4.2.1. Reserva de regulação primária

O controlo primário de frequência, ao dispor do Operador de Sistema, permite um rápido reequilíbrio (alguns segundos) entre produção e consumo nos casos em que o mesmo se tenha perdido. Trata-se de um controlo local, assegurado pelo controlador de velocidade de cada grupo gerador.

Num sistema interligado, como é o caso da *UCTE* do qual a França é parte integrante, todos os parceiros contribuem conjuntamente para a realização do citado controlo primário. É importante, no entanto, que cada país mantenha uma suficiente reserva de regulação primária nas suas unidades de produção. Assim, de acordo com as normas da *UCTE*, o sistema eléctrico francês deve ser capaz de albergar uma reserva primária mínima de 700 MW no Verão e de 750 MW no Inverno, reserva essa obrigatória, obtida através de contratos bilaterais realizados a cada dois/três anos e remunerada pela disponibilidade apresentada [24].

Em caso de necessidade de activação, a resposta deve ser imediata e permitir um funcionamento total num tempo não superior a 30 segundos.

4.4.2.2. Reserva de regulação secundária

A rápida actuação do controlo primário para promoção do equilíbrio entre produção e carga leva a que, após o término da sua acção, se verifique um desvio na frequência. Paralelamente, podem também surgir variações no fluxo de energia entre países, na medida em que a produção de cada sistema eléctrico reage a variações da frequência comum, mesmo que o distúrbio tenha ocorrido noutro país do sistema síncrono interligado [24]. Neste contexto, é função do controlo secundário o restabelecimento da frequência em torno do seu valor de referência e a reposição dos fluxos nas interligações de acordo com o programado.

O princípio de funcionamento do controlo secundário de frequência baseia-se num mecanismo centralizado, localizado no centro nacional de despacho, que automaticamente modifica os programas de produção, com vista a anular os desvios verificados [24]. A reserva de regulação secundária utilizada para obter tal desiderato é negociada através de contratos bilaterais realizados a cada dois ou três anos, e deve perfazer o valor recomendado pela *UCTE*, cujo cálculo é função da evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade esperada de falha dos geradores ligados.

O tempo de resposta da reserva de regulação secundária deve ser inferior a 30 segundos e permitir uma activação total num tempo máximo de 430 segundos em operação normal e de 97 segundos em situações de emergência. A sua remuneração é realizada tanto por disponibilidade como por utilização.

4.4.2.3. Reservas de regulação terciária

O controlo terciário consiste na activação de ofertas de regulação para ajuste dos programas de produção dos grupos, de forma a reconstituir a reserva secundária que tenha sido utilizada e proporcionar protecção contra uma nova contingência [24]. Trata-se de reservas cujo tempo de activação é inferior a 30 minutos e que podem ser subdivididas em duas categorias:

- reserva terciária rápida de 15 minutos;
- reserva terciária adicional de 30 minutos.

A reserva terciária rápida de 15 minutos pode, como o próprio nome indica, ser mobilizada num tempo inferior a 15 minutos, de forma a restituir a reserva de regulação secundária. O valor mínimo de mobilização desta reserva, definido no sistema eléctrico francês, é de 1000 MW. Já a reserva terciária adicional de 30 minutos representa uma reserva

que pode ser mobilizada num tempo variável entre 15 e 30 minutos e cuja função assenta na reconstituição da reserva terciária rápida de 15 minutos.

A formação destas reservas de regulação terciária é conseguida mediante a realização de um mercado de balanço, ao qual todos os agentes que assim o desejem podem submeter ofertas tanto para regulação ascendente como descendente. A RTE (TSO) ordena então essas ofertas numa ordem de mérito, seleccionando aquelas cujo preço seja inferior e que respeitem tanto as condições de ofertas impostas como as restrições técnicas. As propostas que forem aceites são remuneradas ao preço constante das mesmas (pay as bid).

Paralelamente às ofertas realizadas pelos agentes inseridos no sistema eléctrico francês, e caso a capacidade de interligação o permita, a RTE fornece ainda a possibilidade de integração de ofertas provenientes de áreas interligadas, nomeadamente da Suíça, Espanha, Inglaterra e Alemanha. Estas ofertas pressupõem a criação de unidades específicas de oferta na interligação, que não unidades físicas, sendo realizadas directamente ao TSO francês.

Existe ainda um mecanismo específico utilizado na fronteira França - Reino Unido para partilha de reserva através do cabo submarino, no qual as ofertas não são realizadas directamente pelos agentes externos ao TSO francês, mas sim ao TSO da sua área respectiva, estando a cargo dos Operadores de Sistema a posterior troca bilateral de reserva. Este funcionamento configura um típico modelo de troca de serviços entre Operadores de Sistema, permitindo não apenas uma simples e fácil aplicação, como também a manutenção da autonomia de cada Operador de Sistema. A sua implementação permite reduzir os custos associados à energia transaccionada e não requer a reserva de capacidade de interligação.

4.4.2.4. Reserva a prazo

O serviço de sistema de reserva a prazo assenta numa reserva que possa ser posta em funcionamento num tempo superior a 30 minutos e cuja utilização possa ser assegurada num determinado período de tempo consecutivo. Esta reserva permite a restituição, sempre que necessário, da reserva de regulação terciária que tenha sido utilizada tanto a subir como a descer, restituindo assim as margens de operação nos patamares desejáveis.

4.4.2.5. Controlo de tensão

O serviço de sistema de controlo de tensão configura, a par do controlo de frequência, um dos principais parâmetros de segurança do sistema. A sua contribuição é decisiva, nomeadamente para a operação da rede em condições de segurança, minimização de perdas, potenciação da utilização da capacidade de transmissão, manutenção da tensão dos consumidores dentro dos valores contratuais e adequação face aos requisitos técnicos dos equipamentos [24].

No sistema eléctrico francês, para além do equipamento de controlo de tensão disponível ao nível da utilização e da rede de distribuição (condensadores), a compensação de energia reactiva é efectuada na rede de transmissão através da variação da excitação dos grupos ligados à rede. Para tal, estão previstos três níveis de controlo que permitem a mobilização de energia reactiva numa área abrangente:

- controlo de tensão primário;
- controlo de tensão secundário;
- controlo de tensão terciário.

O controlo de tensão primário é obrigatório sendo contratado bilateralmente a cada dois/três anos, assentando a sua base na activação automática da reserva reactiva dos grupos geradores próximos do distúrbio, por acção do seu controlador primário. Ao reagir automática e praticamente instantaneamente, permite lidar não só com variações de carga, como com incidentes e mudanças de topologia da rede. A remuneração deste serviço baseia-se tanto na disponibilidade como na utilização que seja feita da mesma.

Apesar do controlo local efectuado pelo controlo de tensão primário, o mesmo exige acções mais globais, que permitam lidar com variações na carga e mudanças de topologia da rede. Neste contexto, surge o controlo de tensão secundário, que permite um controlo automático e centralizado da tensão dentro de cada área (são definidas áreas de controlo de tensão separadas), através da actuação na energia reactiva de certos grupos inseridos na mesma. Presentemente, numa região francesa em particular (*l'ouest du pays*) é já permitida a interacção entre áreas, fruto do desenvolvimento a que o sistema eléctrico tem sido sujeito [24].

No sistema eléctrico francês, esta reserva de tensão secundária é de carácter facultativo, podendo ser contratualizada bilateralmente a cada dois/três anos e sendo remunerada através de uma parcela fixa adicionada de uma parcela decorrente da disponibilidade apresentada.

Ao dispor dos operadores do centro de controlo encontra-se ainda o serviço de controlo de tensão terciário, com activação por instrução de despacho e destinado a coordenar as tensões entre as diferentes áreas definidas no controlo secundário.

4.4.2.6. Reposição de serviço

A composição do sistema produtor francês, com a preponderância de energia nuclear que lhe é característica, permite que a estratégia de reposição de serviço assente nessas centrais. Assim, com vista a lidar com saídas de serviço de toda ou uma grande porção do sistema, a RTE procede à restauração do serviço através das denominadas “estruturas regionais principais”. Significa isto que, para cada uma das sete zonas em que a França passa a estar dividida, são designadas redes de 400kV que permitam a ligação entre as unidades nucleares e um grande número de centrais hídricas que permitam alimentar as subestações das áreas principais. Após a activação das estruturas regionais principais, segue-se uma progressiva ligação entre as mesmas, e destas com as redes que suportam as interligações.

4.4.2.7. Resumo dos serviços de sistema no sistema eléctrico francês

Após todas as considerações efectuadas, apresenta-se na Tabela 4.5 um resumo dos serviços de sistema ao dispor do Operador de Sistema francês.

Tabela 4.5 - Resumo dos serviços de sistema no sistema eléctrico francês

França							
Serviço de Sistema	Descrição	Fornecedores	Tempo de resposta	Tempo para 100% de activação	Obrigatoriedade	Mecanismo de transacção	Valorização
Reserva primária	Correcção automática dos desequilíbrios instantâneos entre produção e consumo	Unidades de produção	Imediata	30 segundos	Obrigatório	Contratos bilaterais a cada 2/3 anos	Remuneração por disponibilidade
Reserva secundária	Controlo centralizado automático dos programas de produção, com vista a anular desvios entre produção e consumo	Unidades de produção	< 30 segundos	430 segundos em operação normal e 97 segundos em situações de emergência	Facultativo	Contratos bilaterais a cada 2/3 anos	Pagamento tanto por disponibilidade como por utilização
Reserva de regulação terciária:							
> Reserva terciária rápida 15 minutos	> Reserva mobilizada para restituir a reserva de regulação secundária	Unidades de produção	> 15 minutos	Não especificado	Facultativo	Gerida mediante mecanismos de mercado	Pay as bid
> Reserva terciária rápida 30 minutos	> Restituição da reserva terciária rápida 15 minutos		> Entre 15 e 30 minutos				
Reserva a prazo (réserve à échéance ou différée)	Restituição da reserva de regulação terciária e recolocação das margens de operação nos patamares desejáveis	Unidades de produção	Tempo superior a 30 minutos	Determinado período de tempo consecutivo (definido à posteriori)	Facultativo	Não especificado	Não especificado
Controlo de Tensão:							
> Primário	> Reserva automática para lidar com variações de carga, incidentes e mudanças da topologia da rede	Unidades de produção	> Instantâneo	Não aplicável	> Obrigatório	> Contratualizada bilateralmente a cada dois/três anos	> Remuneração baseada na disponibilidade e na utilização
> Secundário	> Reserva automática para lidar com variações de carga, incidentes e mudanças da topologia da rede (âmbito mais global)		> Não definido		> Facultativo	> Contratualizada bilateralmente a cada dois/três anos	> Parcela fixa adicionada de uma parcela de disponibilidade
> Terciário	Reserva de activação manual destinada a coordenar as tensões entre as diferentes áreas definidas no controlo secundário		> Não definido		> Facultativo	> Não definido	> Não definido
Reposição de Serviço	Reposição de serviço em caso de <i>blackout</i> total ou parcial	Unidades de produção com capacidade de <i>blackstart</i> (centrais nucleares)	Não especificado	Não especificado	Não especificado	Não especificado	Não especificado

4.5. Grã-Bretanha

4.5.1. Descrição geral

Apesar de interligados, os sistemas eléctricos de Inglaterra e País de Gales, por um lado, e Escócia, por outro, sempre foram operados de forma independente. O *pool* de electricidade existente na Inglaterra e País de Gales sofreu a primeira alteração com a introdução, em Março de 2001, de um novo acordo comercial denominado *New Electricity Trading Arrangements (NETA)*. Este acordo baseava as transacções em acordos bilaterais entre produtores, fornecedores e consumidores, assegurando uma maior eficiência e diversidade, e promovendo a segurança e fiabilidade do sistema eléctrico.

O estabelecimento do *Energy Act 2004*, possibilitou que um ano mais tarde, e sob o desígnio do novo acordo comercial denominado *British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA)*, os sistemas eléctricos de Inglaterra e País de Gales fossem integrados com o sistema eléctrico escocês. Assim, foi introduzido um único mercado grossista de electricidade e criado um único Operador de Sistema (*National Grid*), independente tanto da produção como do consumo. O sistema criado prevê ainda a realização de contratos de futuros, de um mercado de balanço que permita ao Operador de Sistema promover o equilíbrio entre produção e consumo e de um processo de liquidação (valores a pagar/receber aos agentes intervenientes).

O estudo do sistema eléctrico britânico, mais concretamente dos serviços de sistema ao dispor do Operador de Sistema impõe-se, na medida em que se trata de um mercado com uma grande complexidade subjacente, influência da experiência adquirida ao longo do já vasto historial que apresenta.

4.5.2. Actividade de produção

A actividade de produção no sistema eléctrico britânico tem evoluído significativamente nos últimos tempos. Nos anos oitenta, a produção de electricidade era realizada maioritariamente por centrais térmicas a carvão (cerca de 80% da produção total), cerca de 10% provinha de centrais nucleares e o restante era obtido através de centrais hídricas e pequenas centrais de produção térmicas.

A construção de novas centrais nucleares, associada ao levantamento de uma moratória entretanto entreposta à produção através de gás e à crescente implementação de produção baseada em energias renováveis, veio alterar o panorama do parque electroprodutor britânico [25]. Assim, e em detrimento da produção baseada em centrais térmicas a carvão, verificou-se um contínuo desenvolvimento do “*mix*” produtor até à actualidade, em que se verifica uma predominância de centrais térmicas a gás e a carvão, com quotas de produção na ordem dos 40% cada, seguida de centrais baseadas em energia nuclear ($\approx 15\%$), e estando o restante associado tanto a centrais hídricas, como a outros combustíveis de carácter térmico e a energias renováveis (este último com uma percentagem ligeiramente superior aos demais).

4.5.3. Os serviços de sistema na Grã-Bretanha

A *National Grid Electricity Transmission plc (NGET)* opera como TSO responsável pelo sistema de transporte de Inglaterra e País de Gales. Para além deste papel, desempenha ainda o papel de Operador de Sistema da Grã-Bretanha, o que lhe confere a obrigação e responsabilidade de procurar os serviços de sistema necessários à manutenção da segurança no fornecimento de electricidade. Ao seu dispor, e de acordo com a actividade de produção subjacente à região em que opera, verifica-se a existência de uma parafernália de serviços de sistema, que tornam este mercado um mercado complexo mas simultaneamente muito abrangente. Esta diversidade de serviços de sistema resulta da diferenciação da reserva de controlo primário de frequência em várias categorias, permitindo fazer face às maiores variações de frequência a que os sistemas de menor dimensão se encontram sujeitos (comparativamente com os sistemas interligados europeus). Nestes sistemas de menor dimensão, a existência de reservas que possam ser usadas rapidamente para controlo primário de frequência são mais valiosas, pelo que a sua distinção em diversas categorias se torna técnica e comercialmente rentável. Assim, os serviços de sistema considerados são os seguintes:

- resposta de frequência (controlo primário), subdividida em:
 - obrigatória (*mandatory frequency response*);
 - contratação de resposta de frequência (*firm frequency response - FFR*);
 - controlo de frequência através de controlo do consumo (*frequency control demand management - FCDM*);
- serviços de reserva (controlo terciário), subdividido em:
 - acesso a unidades não programadas do mecanismo de balanço (*BM start up*);
 - reserva de operação de curto prazo (*short term operating reserve - STOR*);
 - gestão da procura (*demand management*);
 - arranque rápido (*fast start*);
 - reserva rápida (*fast reserve*);
- serviços de fornecimento de energia reactiva, subdividida em:
 - serviço obrigatório de fornecimento de energia reactiva (*obligatory reactive power service*);
 - serviço complementar de fornecimento de energia reactiva (*enhanced reactive power service*);
- segurança do sistema, subdividida em:
 - resolução de restrições técnicas (*transmission constraint agreement*);
 - *intertrip* (serviço que permite ligar/desligar produção/consumo face a eventos ocorridos);
 - serviço de OS para OS (*SO to SO service*);
 - serviço de produção máxima (*maximum generation*);
 - *blackstart*;

4.5.3.1. Resposta de frequência

O controlo primário é fornecido por centrais que reagem automaticamente aos desvios de frequência e possui como principal função o controlo de desvios instantâneos que se produzam entre produção e consumo. Como descrito anteriormente, este controlo primário

pode ser subdividido em três categorias, nomeadamente resposta de frequência obrigatória, resposta de frequência firme e controlo de frequência através de controlo do consumo.

A **resposta de frequência obrigatória** é, como o próprio nome indica, de carácter obrigatório para todos os produtores, visando alterar automaticamente a produção de forma a responder a variações da frequência. Actua instantaneamente e num tempo máximo de 10 segundos de forma a conter essa variação de frequência dentro de certos limites e é remunerada tanto pela disponibilidade que demonstre quando a sua utilização for requerida, como pela energia efectivamente entregue ao sistema [26].

A **contratação de resposta de frequência**, utilizada como complemento às restantes formas de resposta de frequência e assegurando uma disponibilidade segura em caso de necessidade, baseia-se no fornecimento tanto de resposta dinâmica (contínuo fornecimento do serviço utilizado para controlar as alterações normais instantâneas que se produzam no sistema), como de resposta não dinâmica (actuação discretizada, normalmente apenas activada para desvios de frequência definidos) a variações na frequência, de forma a recolocá-la nos seus limites operacionais. A activação total desta reserva deve verificar-se 30 segundos após o instante de ocorrência da variação de frequência e deve ser mantida por, pelo menos, 30 minutos.

Os requisitos deste serviço variam consoante o consumo previsto, a capacidade de resposta dinâmica e não dinâmica e a envergadura do maior grupo ligado ao sistema no momento.

A obtenção da reserva mencionada é realizada mediante mecanismos de mercado de realização mensal, através de um processo similar a um mercado *spot*, mas no qual os produtos transaccionados são menos estandardizados e de maior duração. A remuneração deste serviço é baseada num método de *pay as bid*, englobando uma estrutura de remuneração complexa, na medida em que é paga uma parcela fixa, uma parcela devida à disponibilidade do serviço, uma outra consoante a utilização e, finalmente, uma última parcela referente à frequência de utilização [26].

Para fazer face a grandes desvios de frequência que ocorram, nomeadamente devido à saída de serviço de grandes grupos produtores, encontra-se previsto um serviço de resposta de frequência denominado **controlo de frequência através do controlo do consumo**, que comporta a celebração de contratos bilaterais com os comercializadores ou consumidores, e que permite que estes vejam o seu abastecimento interrompido por um tempo de 30 minutos.

Quando requerido, este serviço deve ser disponibilizado num tempo não superior a 2 segundos e a remuneração que lhe estará subjacente basear-se-á na disponibilidade que a estrutura que tenha sido contratada pela *National Grid* apresentar.

4.5.3.2. Serviços de reserva

Os serviços de reserva permitem a obtenção de capacidade de reserva que possibilite lidar com grandes desvios que possam ocorrer entre produção e consumo, devido a erros de previsão de consumo, saídas de serviço de grupos geradores, e variações associadas a períodos de rápida alteração da procura. Adicionalmente permitem ainda o restauro da frequência do sistema e da capacidade de reserva de resposta.

Estes serviços podem ser conseguidos mediante actuação ao nível da produção ou ao nível da redução do consumo, dividindo-se em cinco categorias consoante o tempo de actuação em que se insiram, como se pode observar pela análise da Figura 4.3. Nas secções seguintes estes serviços serão referidos com maior detalhe.

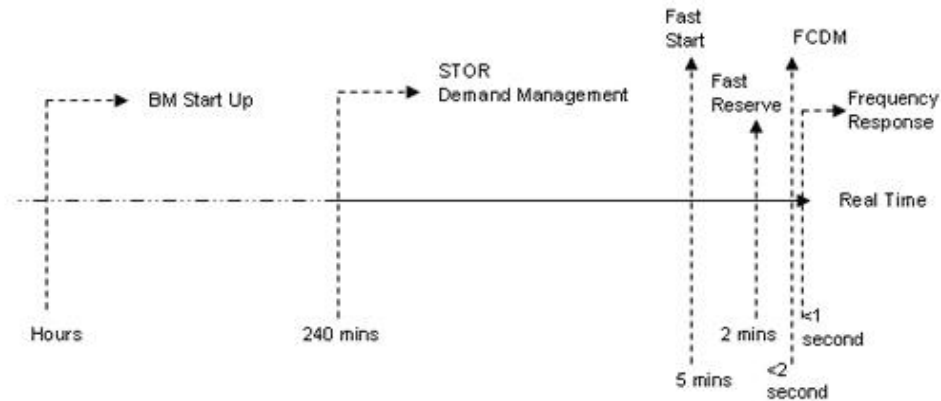


Figura 4.3 - Evolução temporal da actuação dos serviços de reserva geridos pela *National Grid* [26]

4.5.3.2.1. Reserva rápida

Para além dos mecanismos de resposta automática, ao dispor do Operador de Sistema existem também mecanismos de activação por instrução de despacho. A reserva rápida constitui um desses mecanismos, sendo utilizada para controlo de variações de frequência que possam ocorrer, devido a inesperadas e muitas vezes imprevisíveis mudanças tanto na produção como no consumo [26]. Este controlo é realizado mediante despacho centralizado por parte da *National Grid*, onde se encontra explícito o aumento de produção requerido ou a redução no consumo que é necessário realizar por parte dos agentes de consumo num tempo não superior a 2 minutos.

A realização de ofertas por parte dos agentes é de carácter facultativo, podendo os mesmos realizar, caso o desejem e após passarem um processo de pré-qualificação, acordos opcionais ou acordos firmes em que garantam disponibilidade, com o Operador de Sistema. Caso a oferta realizada possua carácter opcional, o serviço apenas se efectuará em caso de disponibilidade e não pressupondo nenhuma obrigatoriedade para qualquer um dos intervenientes, sendo remunerado através de uma taxa aplicável nos períodos de tempo em que o serviço esteja a ser fornecido segundo o despacho efectuado. Caso o serviço tenha sido realizado com garantia de disponibilidade futura para fornecimento do serviço, os agentes têm a possibilidade de apresentar as suas ofertas num processo de concurso mensal (*tender*) e, na eventualidade de verem as suas ofertas aceites, serão remunerados tanto pela disponibilidade como pela utilização.

4.5.3.2.2. Arranque rápido

Após o aparecimento de uma contingência, caracterizada por um desvio extremo entre a produção e o consumo, existe o risco de se verificar um aumento na degradação da frequência do sistema. O serviço de arranque rápido facilita a resposta a este problema, permitindo o arranque de grupos produtores que se encontrem parados e a activação da sua capacidade total de produção num tempo inferior a 5 minutos quando a activação do serviço

se realiza automaticamente, ou de 7 minutos após a recepção do despacho proveniente da *National Grid* quando a activação é realizada por instrução de despacho.

A contratação deste serviço é realizada mediante contratos bilaterais entre os agentes e o Operador de Sistema, estando a sua remuneração assente em três pressupostos, nomeadamente a disponibilidade de serviço apresentada, o número de arranques realizados, tenham sido eles automáticos ou manuais, e uma taxa referente somente a arranques que tenham sido executados de forma automática.

4.5.3.2.3. Gestão da procura

O fornecimento de serviços de reserva não se encontra apenas a cargo dos agentes produtores. De facto, também para os agentes de consumo está prevista a realização de contratos bilaterais que permitam uma redução na procura de potência activa por parte dos mesmos. Este serviço funciona como complemento às demais reservas citadas e apenas é remunerada a utilização da mesma, através de um pagamento por utilização em £/MWh.

4.5.3.2.4. Reserva de operação de curto prazo - *STOR*

Ao longo do dia, surgem períodos em que o Operador de Sistema necessita de potência adicional para fazer face a situações em que o consumo exceda as previsões ou para lidar com saídas inesperadas de produção de grupos geradores. Esta potência adicional, obtida através de aumento de produção ou redução de consumo, pode advir tanto de fontes já sincronizadas com o sistema ou de fontes não sincronizadas com o mesmo. A reserva de operação de curto prazo, ou *short term operation reserve*, corresponde à reserva não sincronizada que o Operador de Sistema necessita obter de forma a lidar com períodos, denominados *availability windows*, em que seja necessária a sua utilização [27].

O fornecimento deste tipo de serviço compreende duas formas, podendo ser do tipo obrigatório para alguns agentes, ou do tipo flexível. Os agentes inseridos no tipo de fornecimento obrigatório comprometem-se a disponibilizar o seu serviço em todas as “*availability windows*” e, após as ofertas feitas serem aceites, a *National Grid* disponibiliza-se a comprar todos os serviços oferecidos. Já os agentes de fornecimento de serviço flexível não estão obrigados a apresentar ofertas, senão quando o desejem, não estando também o Operador de Sistema obrigado a aceitar e comprar os serviços oferecidos [26].

A disponibilidade máxima do serviço deve ser assegurada até 240 minutos após a instrução proveniente do Operador de Sistema e a sua remuneração assente em critérios de disponibilidade e utilização.

4.5.3.2.5. Acesso a unidades não programadas do mecanismo de balanço

O serviço de acesso a unidades não programadas do mecanismo de balanço, vulgo *BM start up*, foi criado com o intuito de substituir o antigo serviço ao dispor do Operador de Sistema, denominado *Warming and Hot Standby service*. Sendo o serviço de reserva com horizonte temporal mais alargado, permite o acesso a uma capacidade extra de produção, proveniente de unidades que, de outra forma, não estariam activas e que, portanto, devido a impossibilidades técnicas, não poderiam ser disponibilizadas para os outros serviços de reserva [26].

Com um mecanismo de transacção baseado em contratos bilaterais, este serviço permite à National Grid efectuar acordos com os produtores de forma a garantir a existência de unidades capazes de se manterem num estado tal de funcionamento que, quando chamadas, possam rapidamente evoluir para estados em que lhes seja possível o fornecimento de serviços de reserva com horizonte temporal mais curto, como sejam as reservas sincronizadas ou os serviços de resposta de frequência. Neste sentido, os contratos elaborados podem requerer um de dois subserviços do serviço de acesso a unidades não programadas do mecanismo de balanço - *balancing mechanism unit start-up* ou *hot standby*. A diferença entre eles assenta apenas no estado de prontidão requerido, sendo que os agentes englobados no segundo subserviço devem estar num estado de prontidão tal que sejam capazes de iniciarem a produção num curto espaço de tempo, implicando uma remuneração também ela distinta. Assim, a remuneração do subserviço de *balancing mechanism unit start-up* pode incorporar até três taxas fixas, de forma a reflectir os diferentes custos inerentes ao processo de arranque de produção face ao estado de prontidão anterior da unidade. A remuneração do subserviço de *hot standby* é realizada segundo uma taxa que permita cobrir os custos associados à manutenção dos grupos num estado de prontidão.

4.5.3.3. Serviços de fornecimento de energia reactiva

O controlo de energia reactiva ao longo do sistema de transporte é de extrema importância, na medida em que se encontra intrinsecamente interligado com o controlo de tensão. Visto ser um controlo eminentemente local, torna-se necessário que o mesmo seja efectuado nos locais apropriados para que a tensão não exceda os seus limites operacionais [26].

A produção de energia reactiva apresenta, no sistema eléctrico britânico, uma menor exigência face a outros sistemas eléctricos já estudados. A posse por parte do TSO britânico de compensadores estáticos permite-lhes uma maior flexibilidade no controlo de energia reactiva, conferindo-lhes portanto essa possibilidade de baixarem os níveis de exigência. Contudo, estão definidos regulamentarmente dois mecanismos de controlo de energia reactiva:

- serviço obrigatório de fornecimento de energia reactiva (*obligatory reactive power service*);
- serviço complementar de fornecimento de energia reactiva (*enhanced reactive power service*).

4.5.3.3.1. Serviço obrigatório de fornecimento de energia reactiva

O carácter eminentemente local do controlo de tensão, exige que os grupos produtores possuam capacidade para, quando instruídos para tal, produzir ou absorver energia reactiva. Essa capacidade permite realizar o controlo das tensões próximo dos pontos de ligação de cada um dos grupos [26].

Este tipo de serviço apresenta tanto uma componente obrigatória para alguns participantes, como também um mecanismo de transacção do tipo *tender*, realizado de seis em seis meses, que possibilita o estabelecimento de contratos e de acordos de mercado. Estes processos *tender* são de participação facultativa e a não participação nos mesmos implica que os agentes intervenientes no processo de fornecimento de energia reactiva

apenas receberão o pagamento estabelecido nos acordos padrão. Ao invés, os agentes participantes no *tender* que realizem acordos com a *National Grid* verão o seu serviço remunerado por três parcelas correspondentes a disponibilidade, sincronização de capacidade e utilização da mesma.

4.5.3.3.2. Serviço complementar de fornecimento de energia reactiva

O serviço complementar de fornecimento de energia reactiva promove não só a possibilidade de fornecimento de energia reactiva acima da disponibilizada pelo serviço obrigatório, como permite também aos agentes que não estejam abrangidos pela obrigatoriedade de fornecimento, a possibilidade de o fazerem.

O processo de transacção deste serviço é, no sistema eléctrico britânico, baseado num concurso (*tender*), sendo realizado a cada seis meses. A remuneração aos agentes que realizem acordos neste mercado engloba uma parcela fixa, uma correspondente a disponibilidade de serviço e uma outra correspondente à utilização do serviço. Os agentes que fiquem excluídos destes contratos, apenas receberão a remuneração correspondente ao fornecimento da energia reactiva de carácter obrigatório (aplicável apenas aos agentes que estejam efectivamente obrigados a tal).

4.5.3.4. Segurança do sistema

Para garantir a segurança e qualidade do fornecimento de energia, a *National Grid* tem ao seu dispor uma variedade de serviços. Neste contexto, o sistema eléctrico britânico compreende um serviço de resolução de restrições técnicas, um serviço denominado *intertrip* que permite ligar/desligar produção/consumo face a eventos ocorridos, um serviço de troca de necessidades entre Operadores de Sistema, um serviço de produção máxima e um último de *blackstart* associado à reposição de serviço em caso de perda total ou parcial de produção do sistema.

4.5.3.4.1. Resolução de restrições técnicas

O Operador de Sistema necessita de assegurar continuamente que a operação do sistema se realiza dentro de limites de operação definidos e que tanto a produção como o consumo respeitam as restrições associadas à rede de transporte. O modo de procedimento face à resolução de restrições técnicas não se encontra definido de forma a ser utilizado sistematicamente. De facto, no sistema eléctrico britânico os requisitos e a actuação face às restrições detectadas dependem tanto das características como da localização das mesmas. Nesse sentido encontra-se apenas explícito que o Operador de Sistema pode recorrer tanto a acordos bilaterais como a mecanismos de mercado como forma de resolução das restrições técnicas e que a forma como as mesmas são tratadas depende de um alargado número de factores, como sejam a natureza dos fluxos no sistema de transporte, a duração dos requisitos e os níveis locais tanto de produção como de consumo.

A remuneração deste serviço será realizada mediante os preços constantes nos acordos realizados.

Aparte o serviço mencionado, e de modo a lidar com possíveis variações do preço em resultado da resolução de restrições técnicas, o Operador de Sistema recorre a um serviço

denominado *Constraint Management Service (CMS)*. Este serviço visa, em determinadas zonas de risco mais elevado, oferecer um pagamento por disponibilidade em troca de uma obrigatoriedade de manutenção do preço dentro de certos limites predefinidos. Para tal, é realizado um concurso (*tender*), com participação tanto de agentes de produção como de consumo e prevista uma remuneração a cada trinta minutos baseada na disponibilidade de energia.

4.5.3.4.2. *Intertrips*

O serviço de *intertrip* consiste na instalação de equipamentos que permitam ligar/desligar produção/consumo face a eventos inesperados que ocorram. Um exemplo pode ser dado supondo uma falha num circuito específico, que provocará o disparo automático do disjuntor principal do grupo e a consequente saída de produção do mesmo.

Este mecanismo permite uma actuação automática tanto na parte de produção como na parte de consumo de forma a manter a estabilidade do sistema, lidar com sobrecargas na rede, proceder ao controlo de tensão e promover o rápido restauro do sistema de transporte [26].

A remuneração deste serviço assenta numa parcela devida à disponibilidade e numa outra respeitante ao fornecimento de um serviço específico como o *intertrip*.

4.5.3.4.3. Serviços de OS para OS

As interligações existentes entre a rede britânica e outros sistemas eléctricos, nomeadamente o sistema eléctrico francês e o sistema eléctrico da Irlanda do Norte, permitem o estabelecimento de acordos comerciais entre os Operadores de Sistema respectivos, de forma a promover a troca de serviços que permitam lidar com requisitos do sistema e assegurar assistência em caso de emergência.

Nos casos em que se verifiquem requisitos no sistema ou seja necessária assistência de emergência que implique a utilização de capacidade proveniente de um sistema eléctrico vizinho deve ser considerada a capacidade de interligação que tenha ficado disponível após a realização dos mercados de energia. A utilização de recursos da interligação como resposta a situações de emergência apenas deverá ser realizada em último recurso e visando assegurar a segurança no fornecimento de energia.

Os acordos entre a National Grid e os TSO's vizinhos permitem a troca dos respectivos serviços de sistema. Contudo, a energia proveniente das interligações recebe o mesmo tratamento que a restante, estando a sua activação dependente da posição que ocupe na lista de mérito. Também os requisitos técnicos, como sejam o tempo de activação, influem na selecção das propostas provenientes de sistemas eléctricos vizinhos, sendo obrigatório que as mesmas cumpram os requisitos impostos às propostas internas.

4.5.3.4.4. Serviço de produção máxima

O serviço de produção máxima permite ao Operador de Sistema estabelecer acordos de longa duração com unidades de produção, que lhe permitam o acesso em caso de emergência, a capacidade de produção acima daquela habitualmente utilizada pelos grupos no seu processo de operação normal.

A activação deste serviço apenas se verifica caso as ofertas provenientes do mercado de balanço se mostrem insuficientes ou na eventualidade de ocorrerem problemas operacionais ou saídas de produção que seja necessário colmatar.

Este serviço é obtido através da celebração de contratos bilaterais entre o Operador de Sistema e os agentes fornecedores do serviço, baseando-se a remuneração num preço fixado aquando da realização do citado acordo, e sendo apenas efectiva caso se verifique uma utilização da energia disponibilizada por este processo.

4.5.3.4.5. *Blackstart*

A principal função do *blackstart* do sistema assenta no restauro do sistema de energia, recorrendo para tal à capacidade que determinados grupos geradores têm para arrancar sem alimentação externa após a ocorrência de um distúrbio que implique a saída de serviço de uma parte ou mesmo de todo o sistema. Este arranque, realizado em situações de emergência em que a alimentação externa não se encontra disponível, é obtido através de pequenos grupos geradores auxiliares que promovem o arranque dos grupos.

No sistema eléctrico britânico a capacidade de promover o *blackstart* não é obrigatória para todos os grupos, sendo a sua instalação ponderada aquando da construção das centrais, de acordo com a existência ou não dessa capacidade nas instalações produtoras vizinhas e da necessidade que se preveja de melhorar o processo de implementação do *blackstart* [26]. Normalmente, cada instalação equipada com esta capacidade tem associado um plano local de restauro, que define os passos a seguir no caso da efectiva saída de serviço de uma parte do sistema.

A remuneração deste serviço engloba uma parcela acordada aquando da celebração do contrato, respeitante à disponibilidade do serviço, bem como uma parcela de utilização de forma a compensar os agentes nas situações em que se realizem testes de funcionamento ou em que ocorra efectivamente um *blackout* total ou parcial.

4.5.3.5. Resumo dos serviços de sistema no mercado eléctrico da Grã-Bretanha

Após todas as considerações efectuadas, apresenta-se na Tabela 4.6 um resumo dos serviços de sistema ao dispor do Operador de Sistema britânico.

Tabela 4.6 - Resumo dos serviços de sistema no sistema eléctrico britânico

Grã-Bretanha							
Serviço de Sistema	Descrição	Fornecedores	Tempo de resposta	Tempo para 100% de activação	Obrigatoriedade	Mecanismo de transacção	Valorização
Resposta de frequência (controlo primário):	Reservas equivalentes à reserva de regulação primária						
> Obrigatório (mandatory frequency response)	> Alteração automática da produção de forma a responder a variações de frequência	> Unidades de produção	> Instantaneamente	> 10 minutos	> Obrigatório	> Obrigatório	> Remuneração baseada na disponibilidade e utilização
> Contratação de resposta de frequência (firm frequency response)	> Resposta dinâmica e não dinâmica a variações de frequência de forma a recolocá-la nos seus limites operacionais	> Unidades de produção	> Não definido	> 30 segundos	> Facultativa	> Gerido mediante mecanismos de mercado de realização mensal (<i>tender</i>)	> <i>Pay as bid</i>
> Controlo de frequência através de controlo do consumo (frequency control demand management)	> Interrupção do abastecimento para fazer face a grandes desvios de frequência	> Unidades de consumo	> 2 segundos	> Não definido	> Facultativa	> Contratos bilaterais	> Remuneração baseada na disponibilidade
Serviços de reserva (controlo terciário):	Obtenção de capacidade de reserva que possibilite lidar com grandes desvios entre produção e consumo; Restauro da frequência e reserva de resposta do sistema						
> Acesso a unidades não programadas do mecanismo de balanço (<i>BM start up</i>):	> Capacidade extra de produção que possa evoluir para estados em que possa fornecer serviços de reserva de horizonte temporal mais curto						
• <i>BM Unit Start-Up</i>	> Subserviço do <i>BM start-up</i> com tempo de prontidão mais alargado	> Unidades de produção	> Não definido	> Não definido	> Facultativa	> Contratos bilaterais	> Até três taxas fixas, dependendo do estado de prontidão
• <i>Hot Standby</i>	> Subserviço do <i>BM start-up</i> com tempo de prontidão mais curto	> Unidades de produção	> Não definido, mas com tempo de activação menor que o BM Unit Start-Up	> Não definido	> Facultativa	> Contratos bilaterais	> Taxa que permite cobrir os custos de manutenção num estado de prontidão
> Reserva de operação de curto prazo (<i>short term operating reserve - STOR</i>)	> Reserva adicional de potência não sincronizada	> Unidades de produção	> Não definido	> 240 minutos	> Obrigatório ou facultativo, dependendo do agente	> Gerido mediante mecanismos de mercado (<i>tender</i>)	> Assente em critérios de disponibilidade e utilização
> Gestão da procura (<i>demand management</i>)	> Redução na procura de potência activa	> Unidades de consumo	> Não definido	> Não definido	> Facultativa	> Contratos bilaterais	> Pagamento por utilização
> Arranque rápido (<i>fast start</i>)	> Resposta rápida face a desvios extremos entre produção e consumo	> Unidades de produção	> 5 minutos em caso de arranque automático ou 7 minutos se após despacho centralizado	> Não definido	> Facultativa	> Contratos bilaterais	> Assente em três pressupostos: disponibilidade, nº de arranques e arranques automáticos
> Reserva rápida (<i>fast reserve</i>)	> Controlo de variações de frequência	> Unidades de produção ou de consumo	> 2 minutos	> Não definido	> Facultativa	> Através de contrato para agenc com contrato de serviço opcional, ou através de um <i>tender</i> para agentes com necessidade de garantia de disponibilidade	> Segundo uma taxa para o serviço opcional e segundo disponibilidade e utilização para os restantes

Tabela 4.6 - Resumo dos serviços de sistema no sistema eléctrico britânico (continuação)

Grã-Bretanha							
Serviço de Sistema	Descrição	Fornecedores	Tempo de resposta	Tempo para 100% de activação	Obrigatoriedade	Mecanismo de transacção	Valorização
Serviços de fornecimento de energia reactiva:							
> Obrigatório (<i>obligatory reactive power service</i>)	> Realizar o controlo de tensão próximo dos pontos de ligação de cada um dos grupos	> Unidades de produção	> Não definido	> Não definido	> Componente obrigatória e possibilidade de participar num <i>tender</i>	> Gerido mediante mecanismos de mercado (<i>tender</i>)	> Pagamento estabelecido nos acordos padrão para fornecimentos obrigatórios e de acordo com disponibilidade, sincronização e utilização para os agentes do <i>tender</i>
> Complementar (<i>enhanced reactive power service</i>)	> Fornecimento de energia reactiva acima da disponibilizada pelo serviço obrigatório	> Unidades de produção e consumo	> Não definido	> Não definido	> Facultativa	> Gerido mediante mecanismos de mercado (<i>tender</i>) realizado a cada 6 meses	> Mediante uma parcela fixa, uma de disponibilidade e uma de utilização
Segurança do sistema:	Garantir a qualidade e segurança no fornecimento de energia						
> Resolução de restrições técnicas (<i>transmission constraint agreement</i>):	> Assegurar o cumprimento dos limites de operação definidos e o respeito pelas restrições da rede de transporte	> Unidades de produção e consumo	> Não aplicável	> Não aplicável	> Facultativa	> Processo não sistemático, podendo ser através de contratos bilaterais ou de mecanismos de mercado	> Mediante o preço constante nos acordos realizados
> <i>Intertrip</i>	> Instalação de equipamentos que permitam ligar/desligar produção/consumo face a eventos inesperados	> Equipamentos nas unidades de produção e consumo	> Não aplicável	> Não aplicável	> Facultativa	> Estabelecido aquando do acordo de ligação à rede	> Mediante disponibilidade e acrescido de parcela remunerativa decorrente de ser um serviço específico
> Serviço de OS para OS (<i>SC to SC service</i>)	> Serviços de sistema de áreas vizinhas para lidar com requerimentos do sistema e lidar com situações de emergência		> Segundo os requisitos das propostas internas	> Não aplicável	> Não aplicável	> Acordos comerciais	> Preço diário tendo em conta a gestão de congestionamentos
> Serviço de produção máxima (<i>maximum generation</i>)	> Acesso a capacidade de produção em cada grupo, acima daquela utilizada em operação normal pelos mesmos	> Unidades de produção	> Não aplicável	> Não aplicável	> Facultativa	> Contratos bilaterais	> Mediante preço acordado aquando do acordo e apenas pago caso haja efectiva utilização
> Reposição de serviço (<i>Blackstart</i>)	> Reposição de serviço em caso de <i>blackout</i> total ou parcial	> Unidades de produção	> Não especificado	> Não especificado	> Facultativa	> Instalação ponderada aquando da construção das centrais	> Parcela acordada aquando da celebração do contrato e parcela de utilização em caso de testes

4.6. Níveis requeridos, metodologias de alocação e estruturas de valorização - qual a estratégia a adoptar?

A operação de um sistema eléctrico em tempo real requer que seja assegurado o contínuo equilíbrio entre a produção e o consumo. Anteriormente ao processo de reestruturação do mercado europeu de electricidade, a manutenção da segurança no abastecimento era da responsabilidade das empresas verticalmente integradas com obrigação de fornecimento de energia. Após esse processo, que resultou no estabelecimento de novas estruturas e organizações, foi reconhecida a importância dos serviços de sistema como primordiais para uma operação dos sistemas eléctricos com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço. Esta percepção permitiu reconhecer os mecanismos de obtenção de serviços de sistema como externos ao processo de transacção de energia nos mercados criados para o efeito e consequentemente atribuir a entidades criadas para tal a responsabilidade pela contratação dos mesmos a agentes externos. Os mercados de transacção de energia e a obtenção de serviços de sistema, apesar de distintos, apresentam bastantes similitudes visto assentarem ambos tanto na produção como no consumo de energia. Deste modo, também para o aprovisionamento de serviços de sistema se torna essencial a definição das metodologias de alocação, dos níveis requeridos e das remunerações a que os agentes prestadores do serviço se encontram sujeitos.

A análise realizada nos subcapítulos anteriores acerca das especificidades dos serviços de sistema permitiu verificar a panóplia de metodologias utilizadas pelas entidades responsáveis em cada área. Deste estudo ressaltam quatro vertentes fundamentais para o desenho dos mercados de serviços de sistema:

- escolha da entidade responsável pela gestão dos serviços de sistema;
- definição dos níveis requeridos;
- definição das metodologias de alocação para cada um dos serviços disponibilizados;
- definição das remunerações a efectivar pela prestação dos serviços.

4.6.1. Entidade responsável pela gestão dos serviços de sistema

A definição dos serviços de sistema a contratar e a posterior gestão dos mesmos é uma responsabilidade que cai naturalmente no âmbito da figura de Operador de Sistema criada aquando do processo de reestruturação do sector eléctrico. Neste particular, todos os mercados de serviços de sistema analisados são geridos por tais entidades, mesmo que não controlando directamente alguns desses serviços. Esta solução, que designa o Operador de Sistema como comprador único, sobrepõe-se a uma outra que determina a possibilidade de vários agentes poderem competir na procura de serviços de sistema. A utilização de uma solução do tipo Operador de Sistema como comprador único permite uma melhor percepção da verdadeira importância dos serviços de sistema (na solução de agentes a competirem entre si os mesmos não usufruíam dos serviços que obtivessem) e um aumento do incentivo de redução da quantidade de serviços de sistema a utilizar, visto os mesmos terem que ser pagos. Ao invés, levanta problemas relacionados com a transparência e eficiência do método de alocação a utilizar, resolúveis apenas através da aplicação dos métodos clássicos utilizados no âmbito das actividades reguladas.

4.6.2. Definição dos níveis requeridos

A manutenção da segurança no abastecimento exige a contratação de determinados níveis de reserva de serviços que possibilitem a manutenção da frequência e o controlo da tensão. O estabelecimento dos níveis de reserva em cada sistema eléctrico encontra-se associado em primeira instância à qualidade de serviço que se deseje obter, sendo função do Operador de Sistema a sua definição. A qualidade de serviço referida e a sua transposição para uma determinada quantidade e qualidade de serviços de sistema a disponibilizar não é no entanto de fácil percepção. Paralelamente, a crescente interligação dos sistemas eléctricos de áreas distintas obriga a que principalmente o controlo de frequência tenha que ser partilhado, pelo que muitos dos níveis de reserva têm que se reger segundo os critérios de regulação do sistema interligado europeu definidos pela UCTE.

Na linha do referido anteriormente importa também mencionar que apesar de constituírem processos distintos, os agentes intervenientes tanto nos mecanismos de obtenção de serviços de sistema como nos mercados de transacção de energia são recorrentemente os mesmos, pelo que se torna necessário avaliar o *tradeoff* entre impor um determinado montante de serviço de sistema ou permitir que essa mesma energia seja disponibilizada pelo agente nos mercados de transacção de energia criados para o efeito.

4.6.3. Definição das metodologias de alocação

A manutenção da segurança do sistema exige que o Operador de Sistema possua alguns recursos que permitam fazer face a desequilíbrios que possam ocorrer. Como mencionado anteriormente, esses recursos devem ser conseguidos na forma de serviços de sistema recorrendo a agentes que operem no mercado. Nesse sentido, as entidades responsáveis pela procura dos serviços de sistema, mormente os Operadores de Sistema, encontram ao seu dispor várias metodologias que permitem a sua obtenção:

- fornecimento obrigatório;
- contratos bilaterais;
- mecanismos de mercado do tipo concurso (*tender*);
- mecanismos de mercado do tipo *spot*.

A escolha de uma destas alternativas para o aprovisionamento de cada um dos serviços de sistema encontra-se influenciada por vários factores, de entre os quais importa mencionar o tipo de fornecedores do serviço, o risco ou a aversão ao mesmo, a concentração de mercado, a centralização/descentralização do controlo dos serviços e a estratégia/prioridades que o Operador de Sistema tenha estabelecido na área respectiva.

O primeiro ponto a analisar centra-se na distinção entre o mecanismo que impõe a obrigatoriedade de fornecimento de serviços e os restantes métodos que, ao invés, configuram transacções. A escolha de um ou de outro mecanismo é influenciada não só pelo tipo de serviços de sistema que irão abranger, mas também pela natureza do sistema eléctrico e pelas circunstâncias históricas que o rodeiam [28]. A necessidade de garantir recursos suficientes que permitam manter a segurança do sistema impõe que alguns serviços, nomeadamente a reserva de regulação primária de frequência e o controlo de tensão, sejam na maioria dos casos considerados de carácter obrigatório. Esta obrigatoriedade, apesar do

grau de segurança que transmite, pode apresentar algumas desvantagens, particularmente pela possibilidade de investimento desnecessário e excedente de reservas que pode configurar, pelo desincentivo à inovação e ao aparecimento de novas tecnologias e pelo descontentamento que pode gerar entre os agentes compelidos a fornecer os serviços sem serem remunerados por tal [28].

A obrigatoriedade de fornecimento, reminiscência dos anteriores sistemas verticalmente integrados, concorre actualmente com metodologias assentes em mecanismos de mercado na alocação dos serviços de sistema. No entanto, torna-se necessário distinguir entre os diversos mecanismos de mercado ao dispor dos Operadores de Sistema. De facto, para serviços cuja quantidade necessária se mantém praticamente inalterável ao longo do tempo, os **contratos bilaterais** apresentam-se como a solução mais viável. A utilização de um método deste tipo permite assegurar uma quantidade de serviços de sistema que satisfaça as necessidades, ao mesmo tempo que limita o risco de ausência de propostas de regulação inerente aos outros mecanismos que não o obrigatório. Em contraponto, a sua contribuição para um aumento da transparência dos mercados e para a diminuição dos custos de transacção não é a mais significativa.

Os **mecanismos de mercado** do tipo concurso (*tender*) e do tipo *spot* são bastante similares, apresentando globalmente as mesmas vantagens e desvantagens. Os processos do tipo concurso, devido ao seu carácter menos standardizado e de maior duração, permite no entanto, e comparativamente com o mercado *spot*, um acréscimo na segurança de aprovisionamento de serviços de sistema e uma diminuição do risco associado a este processo. Estes processos são bastante aplicados para obtenção de serviços de sistema cuja quantidade necessária varia consideravelmente ao longo do dia e cujas ofertas variam mediante o ocorrido nos mercados de transacção de energia [28]. Parte das reservas de regulação de frequência são exemplo de serviços nos quais estas metodologias são frequentemente utilizadas.

A importância a dar a cada parâmetro, seja ele de aumento de transparência de mercado, de diminuição dos custos associados ou outros, varia consoante a área em análise e o Operador responsável. Neste sentido, uma solução conjugada entre contratos bilaterais e um mercado *spot* pode não ser necessariamente a melhor solução. No entanto, uma vez que essa possibilidade existe, e que a complementaridade dos métodos é plausível, muitos são os casos em que um *mix* de métodos é utilizado, como descrito na análise realizada acerca dos serviços de sistema em áreas europeias de jurisdição distinta.

4.6.4. Definição das remunerações a efectivar pela prestação dos serviços

A aplicação de mecanismos de mercado, sejam eles contratos bilaterais, processos de concurso ou mercados *spot*, como metodologias de alocação de determinado serviço de sistema, implica a existência de uma estrutura de remuneração adequada que permita compensar os agentes pelos serviços que prestem. Uma correcta estrutura deverá assegurar não só uma eficiente recuperação dos custos como também transmitir claros sinais de preço aos agentes intervenientes. Do estudo efectuado verifica-se a existência de uma ampla gama de estruturas de remuneração, variando desde parcelas fixas, pagas a cada momento, a pagamentos por disponibilidade de serviço, pagos apenas quando as unidades se encontram

em estado de prontidão para fornecimento do serviço requerido, passando por pagamentos por utilização efectiva do serviço e pagamentos por frequência de utilização do mesmo. A selecção de uma destas alternativas a aplicar para remunerar um serviço que esteja sob sua alçada é particularmente difícil para o Operador de Sistema, na medida em que os custos reais de fornecimento dos serviços de sistema são actualmente de árdua percepção. Adicionalmente, devem ser evitados mecanismos que configurem uma dupla remuneração aos agentes. Neste contexto, a estrutura mais utilizada nos vários sistemas eléctricos analisados baseia-se numa estrutura mista baseada no pagamento por disponibilidade e por utilização.

Capítulo 5

Princípios de harmonização dos mercados de serviços de sistema

5.1. Caracterização geral

A liberalização dos mercados europeus de electricidade permitiu o crescente desenvolvimento dos mesmos e a diferenciação das escalas temporais em que se realizam transacções de energia. Em muitos países, a maior parte da energia transaccionada nos mercados provém de contratos bilaterais realizados até ao dia anterior ao da efectiva transacção da mesma. De seguida estão normalmente consagrados dois mercados, o mercado diário e o mercado intradiário. Estes mercados permitem, respectivamente, a transacção de energia através de um mercado organizado e a realização de ajustes das posições por parte dos agentes. Após o ponto de fecho dos mercados, denominado de *Gate Closure*, todos os participantes submetem ao Operador de Sistema o seu programa de produção/consumo, procedendo este de seguida à verificação da viabilidade técnica do mesmo, considerando os critérios de segurança, verificando as transacções nas interligações com os sistemas eléctricos vizinhos e procurando obter as reservas suficientes para fazer face a possíveis contingências.

Para assegurar uma contínua segurança no abastecimento e a manutenção dos fluxos nas interligações, os Operadores de Sistema necessitam de ter ao seu dispor mecanismos de actuação. Estes mecanismos são obtidos em forma de reservas, sejam elas primárias, secundárias, terciárias, de energia reactiva ou outras, como explicitado no capítulo referente à caracterização dos serviços de sistema e aos níveis requeridos e metodologias de alocação dos serviços de sistema em alguns países europeus. Tradicionalmente, o aprovisionamento das reservas é realizado pelo TSO da área respectiva, recorrendo apenas a ofertas de agentes a operar internamente. No entanto, a necessidade de melhoria da segurança de abastecimento, a procura da diminuição dos custos de operação e do aumento da eficiência tem levado a que a harmonização dos mercados de serviços de sistema seja um tema cada vez mais premente.

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 dos mercados que se pretenda obter. A aplicação de procedimentos de ligação entre os mercados, permitindo a troca de serviços de sistema entre dois ou mais Operadores

de Sistema, configura a forma mais simplificada de harmonização. Contudo, importa neste ponto referir que a troca de serviços de controlo de frequência de activação automática apresenta uma natureza muito complexa, pelo que normalmente nos estudos de harmonização e convergência apenas são considerados os serviços de controlo de frequência com activação por instrução de despacho, mormente a reserva terciária. Também a gestão de potência reactiva e o controlo de tensão não são considerados nos processos de harmonização devido ao seu carácter eminentemente local. Para além da forma mais simplificada de harmonização, existem também modelos mais complexos em que se caminha para uma integração crescente dos mercados, através da aplicação de procedimentos sofisticados de ligação entre mercados ou mesmo da criação de uma estrutura que opera os mercados de serviços de sistema dos vários operadores como se de um mercado único se tratasse.

Apesar da aplicação de mecanismos de integração de mercados de reserva terciária não revelar ainda uma implementação significativa na Europa, o estudo dos casos em que essa implementação se verificou, nomeadamente nos países nórdicos, na Alemanha e na fronteira entre a França e o Reino Unido, permite constatar a existência de três modelos principais de harmonização e convergência:

- Modelo 1 - troca de serviços entre Operadores de Sistema;
- Modelo 2 - actuação dos vários agentes em simultâneo em vários mercados;
- Modelo 3 - desenvolvimento de um mercado integrado.

Em seguida serão detalhados cada um dos modelos referidos, ressaltando-se as vantagens e defeitos inerentes a cada um deles e salientando-se as analogias entre estes modelos e os vários mercados estudados no capítulo referente aos serviços de sistema na Europa.

5.1.1. Modelo 1 - Troca de serviços entre Operadores de Sistema

Este modelo assenta no conceito base de permissão de troca de serviços de sistema entre Operadores de Sistema. Cada mercado de serviços de sistema é gerido pelo Operador de Sistema da sua área e a apresentação de ofertas por parte dos agentes só pode ser realizada directamente ao TSO da área no qual se encontram inseridos. Assim, cada Operador de Sistema mantém uma relação exclusiva com os agentes de mercado da sua área, estabelecendo os preços e as condições de oferta ao Operador de Sistema vizinho. Na Figura 5.1 encontra-se uma representação esquemática deste modelo apresentado.

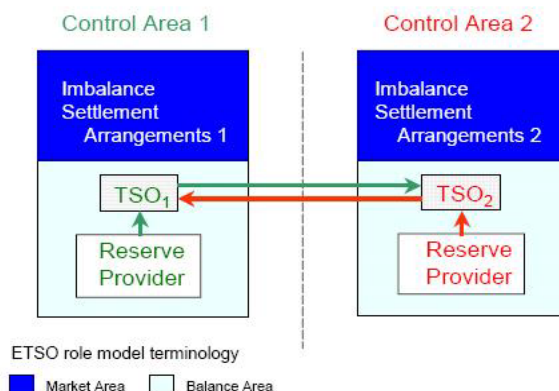


Figura 5.1 - Representação esquemática das relações existentes no Modelo 1 [29]

A troca bilateral de reserva entre Operadores de Sistema está condicionada pela disponibilidade de capacidade de interligação. A capacidade de interligação que deve ser respeitada é denominada capacidade líquida de interligação (*Net Transfer Capacity - NTC*) e resulta da subtracção de uma margem referente à garantia de fiabilidade na transmissão (*Transmission Reliability Margin - TRM*) em relação a uma capacidade total de transmissão (*Total Transfer Capacity - TTC*), que tenha permanecido disponível após a realização dos mercados organizados de transacção de energia anteriores (nomeadamente findos os mercados intradiários). Assim, a troca de quantidades de reserva que impliquem uma utilização de capacidade de interligação superior àquela que tenha ficado disponível não é permitida.

Para além das considerações já efectuadas, importa referir que a implementação deste modelo implica que sejam previamente estabelecidos critérios que assegurem um correcto funcionamento do mesmo e que garantam uma igualdade de tratamento a todos os agentes intervenientes. Deste modo, importa realçar a necessidade de, entre outros, serem definidos os critérios de mobilização das reservas, serem estabelecidos critérios não discriminatórios para o fornecimento destes serviços e ser clarificado o modo de definição dos preços a apresentar pelos operadores aos seus congéneres, para que o processo decorra de forma transparente.

Ao modelo de troca de serviços entre Operadores de Sistema estão normalmente associadas vantagens decorrentes da sua simplicidade e facilidade de aplicação, aliadas à manutenção da autonomia dos Operadores de Sistema. Uma outra característica associada a este modelo prende-se com a ausência de necessidade de efectuar uma reserva de capacidade de interligação. Este aspecto apresenta vantagens e desvantagens na medida em que em contraponto à maior capacidade de interligação que liberta para transacções de energia nos mercados diário e intradiário (quando aplicável), acarreta uma limitação decorrente da imprevisibilidade de permissão de troca de reserva, associada ao desconhecimento da capacidade de interligação (*NTC*) que restará para efectivar estas transacções.

As desvantagens deste modelo, normalmente associadas à necessidade de estabelecimento dos critérios definidos anteriormente, podem ser mitigadas caso esse estabelecimento seja realizado de forma completa e abrangente.

Este modelo encontra-se actualmente em utilização na fronteira entre a França e o Reino Unido tendo em vista a partilha de reserva através do cabo submarino de interligação.

5.1.2. Modelo 2 - Agentes operam em simultâneo em vários mercados

A implementação de um Modelo do tipo 2 implica já algum grau de integração entre os mercados das áreas intervenientes. Neste modelo é permitido aos agentes a apresentação de ofertas nos vários mercados, independentemente da área em que se encontrem sediados, podendo contratar os serviços e proceder ao acerto de contas (remuneração do serviço) directamente com os Operadores de Sistema responsáveis por cada zona. A aquisição de serviços de sistema a uma área de controlo vizinha abrange o pagamento de uma reserva de capacidade, e consequentemente o direito exclusivo de utilização da mesma [29]. Este modelo encontra-se esquematicamente ilustrado na Figura 5.2.

Quando se verificarem desvios entre a energia efectivamente entregue e a energia contratada, a valorização dos mesmos é realizada com o TSO da área à qual o agente se encontra ligado, e recorrendo ao preço de desvios calculado para essa mesma área.

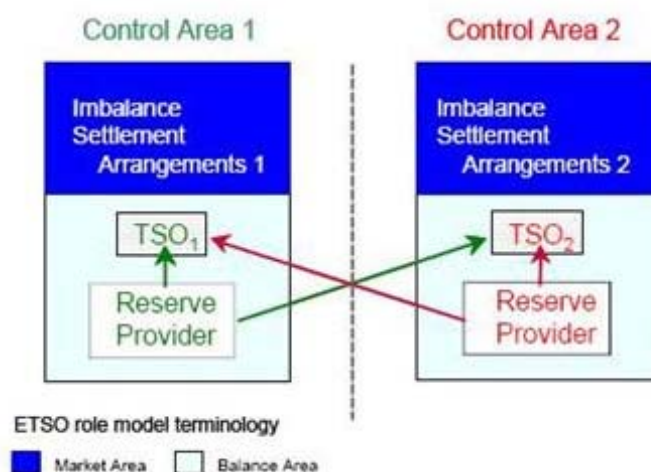


Figura 5.2 - Representação esquemática das relações existentes no Modelo 2 [29]

A capacidade conferida aos vários agentes, de apresentação de ofertas em vários mercados, associada ao mecanismo de liquidação de desvios utilizado, configura a necessidade de existência de um elevado grau de coordenação entre os Operadores de Sistema. Um exemplo concreto pode ser dado considerando um agente que apresenta ofertas tanto no mercado da sua área como no mercado da área vizinha. A solicitação dessa oferta por parte de um dos Operadores de Sistema implica a necessidade de existência de mecanismos de coordenação que permitam eliminar a oferta da lista de ofertas do Operador da área que não a tenha requerido.

Este modelo encontra-se actualmente em aplicação na Alemanha, nomeadamente entre os vários Operadores de Sistema existentes em território alemão.

5.1.3. Modelo 3 - Mercado integrado

O modelo de mercado integrado apresenta-se como o modelo base de integração plena da operação de sistemas. A ideia de fundo deste modelo pressupõe a criação de uma reserva comum, criada a partir de contribuições de cada TSO, e gerida normalmente por um Coordenador de Operadores de Sistema, responsável pela gestão da reserva em todos os sistemas. De forma a permitir a criação de uma reserva comum, os agentes apresentam ofertas ao TSO da sua área, que posteriormente as enviam (na totalidade) para uma lista de regulação comum. A lista é então organizada por ordem de mérito, e consoante as necessidades que vão sendo identificadas pelo TSO responsável pela gestão da área que lhe compete, o Coordenador de Operadores de Sistema mobiliza a reserva requerida. Torna-se importante realçar que neste modelo não se encontra assegurado o direito exclusivo de utilização, por parte de cada TSO, da parcela de reserva que comunicou para a lista de regulação comum [30]. Como referido, a reserva é activada de acordo com as necessidades de cada TSO, recorrendo à lista citada, e sempre que respeite as limitações da rede.

Na Figura 5.3 encontra-se uma representação esquemática deste modelo.

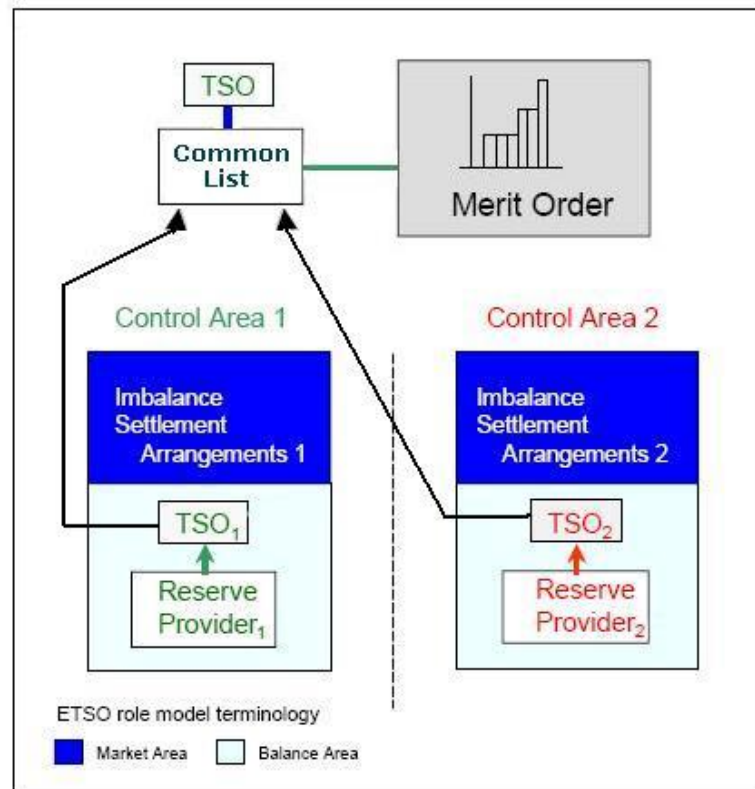


Figura 5.3 - Representação esquemática das relações existentes no Modelo 3 [29].

Neste modelo, o valor da capacidade de interligação tem de ser respeitado, ficando a utilização de reservas dependente da mesma. Tradicionalmente, este modelo apresenta vantagens inerentes ao nível de integração que apresenta, possibilitando a manutenção de uma elevada segurança através do recurso a uma menor capacidade de reserva. Ao invés, a sua aplicação exige um nível de cooperação muito elevada entre os Operadores de Sistema envolvidos e um adequado grau de harmonização das regras de funcionamento. Adicionalmente, acarreta também uma diminuição da autonomia dos Operadores de Sistema envolvidos.

Este modelo encontra-se actualmente em aplicação nos países nórdicos.

5.2. Aplicabilidade dos modelos de harmonização no MIBEL

A implementação de um dos modelos apresentados para harmonização dos serviços de sistema (mormente reserva terciária) entre Portugal e Espanha apresenta-se como um desafio que se colocará a muito breve trecho. Todavia, e num processo a realizar previamente, torna-se necessário proceder a uma estabilização do mercado de serviços de sistema em Portugal, visto o mesmo contar ainda um tempo de vida muito curto. Assim, importa realçar que o mercado de serviços de sistema em Portugal data apenas de 1 Julho de 2007, tendo sido implementado com base em aplicações provisórias realizadas para o efeito e seguindo regras transitórias definidas no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema [9]. A sua estabilização tem, desde então, decorrido de forma gradual, e evoluído para uma futura aplicação da totalidade das regras constantes no manual citado e para uma melhoria das plataformas informáticas construídas para o efeito.

Ultrapassado este período de estabilização e de aquisição de experiência de funcionamento do mercado de serviços de sistema em Portugal será necessário proceder-se a conversações tanto entre os Operadores de Sistema português e espanhol, respectivamente Redes Energéticas Nacionais e Rede Eléctrica de Espanha, como com os agentes de mercado, de forma a ser acordado um modelo de harmonização dos serviços de sistema e serem definidas as regras inerentes ao processo.

O estabelecimento de um dos modelos para harmonização do mercado de serviços de sistema na Península Ibérica encontra-se limitado pelos acordos governamentais já assinados, nos quais se encontram claramente definidos dois Operadores de Sistema distintos, responsáveis pela gestão técnica do sistema e do mercado de serviços de sistema em cada uma das áreas da sua competência. Procedendo-se então a uma analogia com os modelos citados, considera-se nesta altura utópica a criação de um Coordenador de Operadores de Sistema, que permita a adopção de um Modelo do tipo 3 - Mercado Integrado, não só pela necessidade de serem alterados os acordos governamentais citados, como também pela diminuição da autonomia dos Operadores de Sistema que a mesma acarreta, autonomia que em termos históricos sempre existiu. A acrescer a este aspecto, deve igualmente referir-se o facto de as empresas responsáveis pela gestão dos sistemas peninsulares apresentarem capitais públicos na sua estrutura accionista, sendo consideradas parte integrante de um sector estratégico no panorama nacional e sendo de difícil aceitação a supressão da sua autonomia.

O estabelecimento de um Modelo do tipo 2 - Agentes operam em vários mercados em simultâneo, apresenta-se também de difícil implementação no MIBEL. Uma das características marcantes deste modelo assenta na reserva de capacidade de interligação para troca de serviços de sistema que este modelo acarreta, o que implica uma diminuição na capacidade disponível para transacções de energia tanto no mercado diário como no mercado intradiário. A reserva citada configura uma barreira à implementação deste modelo, visto que a capacidade de interligação disponível entre Portugal e Espanha é já de si diminuta, obrigando ao despoletar frequente do mecanismo de *Market Splitting*, forma de gestão de congestionamentos. Este mecanismo baseia-se na separação do mercado em duas áreas com preços diferenciados entre si (preço da zona importadora superior ao preço da zona exportadora), e está previsto para a resolução de congestionamentos decorrentes das transacções no mercado diário de energia. A reserva de capacidade de interligação para troca de serviços de sistema agudizaria este problema pelo que, até que se promova um efectivo aumento da mesma, a implementação de um modelo deste tipo apresenta-se comprometida.

Neste contexto, o Modelo do tipo 1 - Troca de serviços entre Operadores de Sistema apresenta-se, no panorama do Mercado Ibérico de Electricidade, como a solução mais viável a implementar numa fase inicial, podendo evoluir no futuro em consonância com a experiência entretanto adquirida. A adopção deste modelo apresenta diversas vantagens relativas, nomeadamente pelo facto de estar em linha com o estabelecido nos acordos governamentais vigentes, pela simplicidade que lhe é inerente, e pela possibilidade que permite de fazer uso da cooperação que desde sempre esteve presente no relacionamento entre os Operadores de Sistema de Portugal e de Espanha. No entanto, o estabelecimento deste modelo para harmonizar os mercados de serviços de sistema na Península Ibérica acarreta a necessidade de descrição detalhada do mesmo, mediante acordo entre os Operadores de Sistema envolvidos, e uma reflexão adequada do modo de integração dos procedimentos actualmente em vigor no funcionamento do mercado e dos sistemas.

5.3. Outros princípios de harmonização

O funcionamento dos mercados de serviços de sistema na Europa obedece a diferentes regras consoante o país em questão. O estabelecimento de cooperação entre TSO's de área vizinhas para troca de serviços de sistema que permitam um aumento da segurança no abastecimento e uma diminuição dos custos acarreta uma necessidade de harmonização de alguns parâmetros que não os modelos citados anteriormente.

Os aspectos regulatórios a harmonizar cobrem campos pertencentes às três fases em que normalmente se subdividem os mercados de serviços de sistema, nomeadamente a realização de ofertas de regulação por parte dos agentes e o agrupamento das mesmas, a alocação das ofertas faces às necessidades verificadas e a liquidação dos serviços [30]. Assim, os elementos do mercado de serviços de sistema para os quais a harmonização é recomendada, de modo a assegurar o funcionamento adequado dos mercados, são os seguintes:

- a definição das reservas de regulação;
- o tempo de fecho dos mercados (*gate closure time*);
- as regras relativas a participação e oferta nos mercados (*bidding rules*);
- a activação das ofertas (*bid activation*);
- as regras de liquidação (*settlement rules*).

O primeiro elemento a harmonizar prende-se com a **definição das reservas de regulação** que permitam fazer face às necessidades de promoção do equilíbrio entre produção e carga que se verifiquem. Importa não só definir essas reservas como também estabelecer os requisitos necessários para cada sistema eléctrico e o mecanismo de alocação subjacente. A definição das reservas de regulação engloba a explicitação da função a que se destinam e a determinação do tempo de activação que devem respeitar. Estes parâmetros influem no custo dos serviços, pela que a sua definição contribui para uma maior transparência e diminuição dos custos inerentes.

O **tempo de fecho dos mercados** (*gate closure time*) define o instante a partir do qual tanto os agentes produtores como os agentes consumidores devem notificar o TSO das suas posições físicas em tempo real [31]. Assim, a partir desse instante apenas é permitido aos agentes apresentar ofertas ao TSO relativas a mecanismos do mercado de regulação.

Na Europa, o tempo de fecho dos mercados varia consoante a área, estando inserido num intervalo de tempo que varia desde o dia anterior até ao tempo real. Esta discrepância na definição do tempo de fecho dos mercados resulta da variação dos tempos necessários a cada Operador de Sistema para assegurar o equilíbrio em tempo real e a operação segura da rede. Embora a harmonização deste aspecto não seja um ponto premente visto não acarretar grandes restrições na troca de serviços de sistema entre áreas distintas, a sua realização permite um aumento de oportunidades para negociação em diferentes mercados [30].

A participação no mercado de serviços de sistema pressupõe a realização de ofertas de regulação por parte dos agentes. Estas devem obedecer às **regras relativas à participação e oferta nos mercados** (*bidding rules*), nas quais se encontra definida a obrigatoriedade de as ofertas apresentadas especificarem tanto o objecto a que se referem (por exemplo grupo produtor), como também o período horário a que se destinam e as características que apresentam (preço, energia a disponibilizar, etc.). Na Europa, os mercados de serviços de

sistema apresentam algumas variações nas regras que lhe são inerentes, o que pode conduzir a diferenças no processo de prestação de serviços, nomeadamente para situações em que se realizem trocas de serviços entre áreas de controlo. O processo de harmonização das regras relativas à participação e oferta nos mercados visa reduzir as diferenças citadas, de forma a minimizar situações em que a complexidade das trocas de serviços entre áreas de controlo venha aumentada, eliminando igualmente situações em que seja impossível a sua realização devido a essas diferenças.

A utilização das ofertas apresentadas ao mercado de serviços de sistema requer a sua selecção e activação por parte do Operador de Sistema. O processo de **activação das ofertas** (*bid activation*) é normalmente realizado recorrendo a leilões organizados, onde se procede à selecção e activação das ofertas que permitam minimizar o custo da regulação. Assim, os aspectos a harmonizar neste ponto prendem-se não com o processo de activação propriamente dito, mas sim com a coordenação necessária entre os TSO's no decorrer do processo de activação das ofertas.

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

- realizar a liquidação dos serviços de sistema (*balancing services settlement*);
- realizar a liquidação dos desvios obtidos face aos programas contratados (*imbalance settlement*).

A liquidação dos serviços de sistema visa remunerar os agentes que solicitem ofertas para a promoção do equilíbrio entre produção e consumo. Como descrito em muitos dos sistemas eléctricos analisados no capítulo referente aos serviços de sistema na Europa, o mecanismo de remuneração utilizado assenta geralmente em duas parcelas, sendo uma referente à energia aceite no processo de aceitação das ofertas, e uma outra referente a um pagamento por capacidade. A parcela referente à energia aceite é normalmente paga ao preço a que a oferta tenha sido realizada (*pay as bid*) ou, em alternativa, é paga ao preço marginal resultante após a aceitação de todas as ofertas necessárias. Já a remuneração da parcela referente à capacidade resulta da soma de um pagamento por disponibilidade de serviço e um outro por exploração do serviço quando solicitado.

A liquidação dos desvios obtidos face aos programas contratados visa, como o próprio nome indica, imputar custos aos agentes que se desviem face aos programas que tenham contratado. De facto, nos mercados europeus de electricidade existentes é responsabilidade dos agentes a manutenção do equilíbrio face aos programas pelo que, sempre que tal não suceda (seja através de desvios positivos ou negativos), torna-se necessário responsabilizá-los pelo sucedido. Esta responsabilização, concretizada através da liquidação, permite não só ao TSO recuperar os custos em que tenha incorrido, resultantes da tomada de medidas para fazer face aos desvios verificados (por exemplo, através do aprovisionamento de reservas), como também incentivar os agentes a não incorrerem nesses desvios.

A obtenção do volume de desvios de cada agente é conseguida através da subtracção da contagem do volume de energia que tenha passado nos pontos de entrega relativamente ao volume de energia que tenha sido contratado e que conste do seu programa. A liquidação desses desvios é posteriormente obtida mediante a multiplicação do volume de desvio verificado pelo preço do desvio. Neste ponto surgem algumas discrepâncias consoante o

sistema eléctrico em estudo. Com efeito, o preço do desvio é tipicamente obtido através do preço médio ou através do preço marginal da energia de regulação utilizada (tanto para subir como para descer a produção/consumo). No entanto, este cálculo pode ser realizado tanto para desvios por excesso como para desvios por defeito, resultando deste modo um único preço (o denominado *single imbalance pricing*), como pode ser também diferenciado em dois (*dual imbalance pricing*), sendo um aplicado para desvios por excesso e o outro para desvios por defeito. No caso particular de existência de dois preços distintos para desvios por excesso e para desvios por defeito, o método pode ser aplicado penalizando todos os agentes que tenham apresentado desvios, denominando-se então de *dual imbalance pricing* com aplicação estrita (aplicado na maioria dos países europeus), ou penalizando apenas aqueles cujo desvio tenha contribuído para o desvio do sistema (aplicado p.e na Dinamarca, Suécia, Finlândia e Espanha).

A convergência das regras de liquidação citadas constitui o ponto mais importante a harmonizar de modo a possibilitar uma adequada troca de serviços de sistema entre duas áreas de controlo. Estas regras influenciam não só o nível de receitas decorrentes da negociação dos serviços de sistema, como também concorrem para tornar o mercado mais ou menos atractivo para agentes externos.

No capítulo seguinte é descrito e discutido um caso prático, no âmbito do Mercado Ibérico de Electricidade, de harmonização das regras de liquidação dos desvios obtidos face aos programas contratados. Será estudada a possibilidade de implementação de um método de *dual imbalance pricing* que seja função do desvio do sistema - preço distinto para desvios a subir e para desvios a descer aplicado apenas aos agentes que contribuírem para o desvio do sistema, no sistema eléctrico português, de forma a promover a harmonização com o praticado no sistema eléctrico espanhol.

Capítulo 6

Discussão da harmonização da liquidação no MIBEL

6.1. Aspectos gerais

A possível convergência das regras de liquidação constitui o ponto mais importante a harmonizar na persecução do objectivo de promoção da eficiência e da transparência na troca de serviços de sistema entre duas áreas de controlo. Estas influenciam não só o nível de receitas decorrentes da negociação dos serviços de sistema, como também concorrem para tornar o mercado mais ou menos atractivo para agentes externos.

Nesta discussão será analisada a possibilidade de implementação de um método de *dual imbalance pricing* aplicado em função do desvio do sistema - preços de regulação distintos para desvios a subir e para desvios a descer aplicados apenas aos agentes que contribuam para o desvio do sistema, sendo os restantes liquidados ao preço marginal do mercado diário - no sistema eléctrico português, de forma a promover a harmonização com o já praticado no sistema eléctrico espanhol. Neste sentido será apresentada uma explicação do método actualmente em aplicação tanto no sistema eléctrico português como no sistema eléctrico espanhol para liquidação dos desvios obtidos face aos programas contratados pelos agentes, seguido de um estudo da possibilidade de implementação do método em vigor em Espanha no sistema eléctrico português.

6.2. Procedimento de liquidação no sistema eléctrico português

Os agentes de mercado, ao participarem no mercado diário e ao realizarem contratos bilaterais, estabelecem um programa de contratação diário no qual se encontra explícita a energia contratada. Essa energia, corrigida por eventuais instruções de despacho no âmbito da gestão técnica do sistema, é posteriormente comparada com a contagem realizada, na qual se encontra explicitada a energia efectivamente entregue ou recebida ajustada para perdas e após adequação das curvas de produção e de consumo em mercado, resultando da diferença entre as mesmas a energia de desvio imputável a cada agente de mercado. Para

unidades que tenham estado em telerregulação os desvios não são calculados. Os cálculos para unidades de produção são realizados por unidade física e agregados por área de balanço (conjunto de unidades de produção e bombagem, pertencentes a um mesmo agente, que se encontram interligados numa área da rede). Já para comercializadores, o cálculo é realizado directamente por unidade de programação, que corresponde no fundo a realizar o cálculo por unidade de balanço. A expressão (6.1) resume a forma de cálculo da energia de desvio de cada agente do mercado

$$\text{Desvio do agente} = \text{Contagem} - \text{Programa Horário Operativo} \quad , \quad (6.1)$$

onde:

Contagem - energia efectivamente entregue ou recebida ajustada para perdas e após adequação das curvas de produção e de consumo em mercado;

Programa Horário Operativo - programa operativo que o Operador do Sistema estabelece em cada hora até ao final do horizonte de programação. Inclui o PHF (Programa Horário Final estabelecido após cada sessão do mercado intradiário), o PPR (Programa Provisional de Reserva que apresenta discriminação horária de valores atribuídos destinados a eliminar as diferenças entre o consumo previsto e o programa diário e que engloba os valores atribuídos para reserva de regulação secundária), e todos os despachos e redespachos aplicados pelo Operador de Sistema até à sua publicação.

O cálculo dos desvios mencionados pode dar origem ao aparecimento tanto de desvios por excesso como de desvios por defeito. Segundo o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas [32], e de acordo com a expressão (6.1), os desvios por excesso podem ser encarados como uma venda de energia ao Operador do Sistema e ocorrem para as seguintes situações:

- consumos inferiores ao programa horário de compra (no caso de consumidores ou aquisição para bombagem);
- emissões superiores ao programa horário de venda (no caso de produtores);
- somatório do consumo de clientes e programas horários de venda inferior ao somatório dos programas horários de compra (no caso de comercializadores);
- consumo dos clientes subtraído da energia adquirida directamente a produtores em regime especial inferior ao programa horário de compra (no caso do comercializador de último recurso).

Em sentido inverso, os desvios por defeito podem ser encarados como uma compra de energia ao Operador do Sistema e resultam de:

- consumos superiores ao programa horário de compra (no caso de consumidores ou aquisição para bombagem);
- emissões inferiores ao programa horário de venda (no caso de produtores);
- somatório do consumo de clientes e programas horários de venda superior ao somatório dos programas horários de compra (no caso de comercializadores);
- consumo dos clientes subtraído da energia adquirida directamente a produtores em regime especial superior ao programa horário de compra (no caso do comercializador de último recurso).

Importa neste ponto realçar que o cálculo dos desvios realizado na óptica da liquidação inverte os sinais, ou seja, os desvios por excesso e a energia de regulação a subir apresentam sinal negativo, enquanto os desvios por defeito e a energia de regulação a baixar apresentam sinal positivo. Consequentemente, valorizações que apresentem sinal negativo significam que o sistema credita um determinado valor ao agente (sai dinheiro do sistema), enquanto valorizações que apresentem sinal positivo significam que o sistema debita um determinado valor ao agente (entra dinheiro no sistema).

Após o cálculo do volume dos desvios, e de forma a obter a sua valorização, é necessário multiplicar o volume de desvio referido pelo preço dos desvios. Segundo a metodologia actualmente utilizada, de *dual imbalance pricing* com aplicação estrita, a valorização dos desvios em cada hora corresponde exactamente aos custos variáveis de regulação a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio por participação nos mercados de regulação, de forma a estabelecer-se um mecanismo de soma nula, pelo que a energia de desvio é valorizada ao preço marginal do mercado diário, adicionada de um custo por incumprimento do programa inicialmente estabelecido [32]. Este custo por incumprimento do programa apenas se adiciona nos casos em que tenha havido necessidade de regulação. Assim, para cada agente de mercado **a**, durante a hora **h**, tanto a valorização do desvio por excesso como a valorização do desvio por defeito, é dada pela soma das duas parcelas, representadas na expressão (6.2).

$$VD(a, h) = VD_1(a, h) + VD_2(a, h) \quad , \quad (6.2)$$

onde:

$VD(a, h)$ - valorização do desvio do agente **a** na hora **h**;

$VD_1(a, h)$ e $VD_2(a, h)$ - parcelas do desvio (que serão definidas em seguida).

A parcela $VD_1(a, h)$ corresponde à parcela de energia de desvio valorizada ao preço marginal horário do mercado diário e pode ser calculada segundo a expressão (6.3).

$$VD_1(a, h) = D(a, h) \times PE(h) \quad , \quad (6.3)$$

onde:

$D(a, h)$ - desvio do agente **a**, durante a hora **h**, em que $D(a, h) < 0$ traduz um desvio por excesso e $D(a, h) > 0$ reflecte um desvio por defeito;

$PE(h)$ - preço de encontro de ofertas no mercado diário para a hora **h**.

A parcela $VD_2(a, h)$ corresponde à parcela de sobrecusto devido aos mecanismos de gestão dos desvios entre a produção e o consumo mobilizados pelo Operador de Sistema e pode ser calculada segundo a expressão (6.4).

$$VD_2(a, h) = K(a, h) \times SBR(h) \quad , \quad (6.4)$$

onde:

$K(a,h)$ - factor de imputação dos sobrecustos ao agente a , durante a hora h , dado pela expressão (6.5) sendo $D(a,h)$ - desvio do agente a , durante a hora h ;

$$K(a,h) = \frac{abs(D(a,h))}{\sum_a Abs(D(a,h))} , \quad (6.5)$$

onde:

$SBR(h)$ - sobrecusto de regulação horário imputável aos mecanismos de gestão da relação produção/consumo mobilizados pelo Operador de Sistema, em tempo real. Resulta da aplicação do simétrico à multiplicação das energias de regulação tanto a subir como a baixar pelo preço de regulação correspondente, adicionada da multiplicação do preço de encontro pelo somatório dos desvios, como constante na expressão (6.6).

$$SBR(h) = -(ERS(h) \times PRS(h) + ERB(h) \times PRB(h) + PE(h) \times \sum_a D(a,h)) , \quad (6.6)$$

onde:

$SBR(h)$ - sobrecusto de regulação horário;

$ERS(h)$ - energia horária de regulação a subir;

$PRS(h)$ - preço horário de regulação a subir;

$ERB(h)$ - energia horária de regulação a baixar;

$PRB(h)$ - preço horário de regulação a baixar;

$PE(h)$ - preço horário de encontro;

$\sum_a D(a,h)$ - somatório dos desvios de todos os agentes na hora h .

A existência de apenas uma expressão do tipo da expressão (6.2) poderia fazer supor que tanto os desvios por excesso como os desvios por defeito apresentariam a mesma valorização. No entanto, e de acordo com o método de *dual imbalance pricing* com aplicação estrita actualmente em vigor, a valorização dos mesmos é realizada de forma distinta. De facto, tanto a valorização por excesso como a valorização por defeito resulta da soma das duas parcelas do desvio mencionadas e presentes na expressão (6.2). Contudo, desdobrando esta expressão, e sabendo que para desvios por excesso $D(a,h) < 0$ e para desvios por defeito $D(a,h) > 0$, obtêm-se as expressões (6.7) e (6.8) que traduzem respectivamente, as expressões a utilizar para valorizar os desvios por excesso e os desvios por defeito.

$$VD(a,h)_{excesso} = D(a,h) \times \left(PE(h) - \frac{SBR(h)}{\sum_a Abs(D(a,h))} \right) , \quad (6.7)$$

$$VD(a,h)_{defeito} = D(a,h) \times \left(PE(h) + \frac{SBR(h)}{\sum_a Abs(D(a,h))} \right) , \quad (6.8)$$

Salienta-se ainda que nas expressões (6.7) e (6.8) as valorizações comportam duas parcelas. Uma delas é comum e respeita ao desvio do agente a na hora h , e uma outra é distinta e está associada ao preço de acordo com o sentido do desvio. Verifica-se assim que existe um preço de desvio por excesso e um preço de desvio por defeito.

A imputação dos custos de regulação aos agentes é realizada através de dois preços distintos consoante o sentido do desvio do agente em relação ao seu programa contratual. O sentido do desvio do sistema não apresenta neste método qualquer influência face aos custos de cada agente.

Segundo o método em vigor, e em teoria, os agentes que se desviassem por excesso deveriam receber a energia de desvio valorizada a um preço inferior ao preço de encontro do mercado diário e os agentes que se desviassem por defeito deveriam pagar a energia de desvio a um preço superior ao preço de encontro do mercado diário. Deste modo, e de acordo com o conceito subjacente ao modelo, todos os desvios seriam vistos como incumprimentos e portanto todos os agentes que se desviassem, seja por defeito seja por excesso, estariam sujeitos a encargos de regulação. O estabelecimento de normas transitórias que permitiram o arranque do MIBEL, definidas no ponto 11 do Manual do Gestor do Sistema [32], adulteram enquanto vigorarem o princípio do modelo a aplicar. Enquanto o único agente de mercado com instalações de produção nas bacias hidrográficas não possuir equipas que permitam, quando necessário, assegurar uma adequada troca de áreas de balanço e um acerto da nova curva de ofertas de regulação, a correcta marcação de preço e a respectiva valorização da reserva de regulação mobilizada segundo a metodologia adoptada encontra-se comprometida. Um exemplo prático do referido pode ser dado recorrendo a uma análise do funcionamento de uma central a fio de água pertencente ao agente em questão. A afluência de água proveniente de turbinamentos em Espanha é pouco previsível, pelo que pode ocorrer uma situação em que em tempo real uma central a fio de água registe uma afluência de água que necessite de turbinar e que seja portanto incluída na energia de regulação utilizada pelo Operador de Sistema. A afluência mencionada pode no entanto registar-se numa central pertencente a uma área de balanço não encontrada segundo a ordem de mérito das ofertas de regulação apresentadas. De modo a ultrapassar este problema, foi criado um mecanismo transitório que permite efectuar o saldo de energia de regulação do agente em todas as áreas de balanço, recorrendo-se posteriormente às ofertas apresentadas pelo mesmo e retirando-se o preço correspondente. A utilização do saldo de energia de regulação do agente como factor de marcação de preço induz a que ocorram casos em que energia de regulação a subir seja valorizada ao preço de regulação a baixar e vice-versa, o que acarreta diferenças significativas nas valorizações obtidas. Estas alterações não afectam os encargos do agente mas desvirtuam um pouco o conceito subjacente ao modelo de liquidação adoptado.

6.3. Aplicação no sistema eléctrico português do método de *dual imbalance pricing* considerando desvios do sistema

Segundo o modelo de *dual imbalance pricing* actualmente em aplicação para efeitos de liquidação no sistema eléctrico português, todos os desvios são vistos como incumprimentos, pelo que devem estar sujeitos a encargos de regulação, independentemente do desvio do sistema que se verifique.

A metodologia em vigor tanto em Espanha como nos países nórdicos (excepto na Noruega) apresenta pressupostos diferentes. Para efeitos de liquidação é actualmente aplicado no sistema eléctrico espanhol um modelo de *dual imbalance pricing* que entra em linha de conta com o desvio do sistema, configurando um preço de regulação distinto de desvios por defeito e de desvios por excesso para todos os agentes que contribuam para o desvio do sistema, sendo os restantes liquidados com base apenas no preço marginal do mercado diário. Assim, todos os agentes que apresentem desvios não planeados pagam, ou é-lhes pago, pela energia de desvio que apresentem. A determinação da valorização dos desvios imputável a cada agente apresenta-se dependente do desvio que o sistema apresentar no seu todo, permitindo uma maior penalização aos agentes cujo desvio contribua para o desvio do sistema. Em qualquer caso, nesta metodologia, todos os agentes cujas unidades se desviem por excesso recebem, enquanto que todos os agentes cujas unidades se desviem por defeito pagam pelos desvios que registem. O método de *dual imbalance pricing* aplicado em função do desvio do sistema encontra-se assente em quatro casos possíveis [33]:

- caso o desvio do sistema para o período horário que se esteja a liquidar tenha sido por defeito e tenha havido necessidade de convocar regulação para subir, os agentes que se tenham desviado no sentido do sistema (defeito) vêm a sua energia de desvio valorizada ao preço de regulação a subir, enquanto os agentes que se tenham desviado positivamente do seu programa contratual registam uma valorização da sua energia de desvio ao preço de encontro do mercado diário;
- caso o desvio do sistema para o período horário que se esteja a liquidar tenha sido por excesso e tenha havido necessidade de convocar regulação para baixar, os agentes que se tenham desviado no sentido do sistema (excesso) vêm a sua energia de desvio valorizada ao preço de regulação a baixar, enquanto os agentes que se tenham desviado negativamente do seu programa contratual registam uma valorização da sua energia de desvio ao preço de encontro do mercado diário;
- caso não tenha havido necessidade de regulação no período horário que se esteja a liquidar, todos os agentes são valorizados ao preço de encontro do mercado diário;
- caso tenha havido necessidade de regulação tanto a subir como a descer no período horário que se esteja a liquidar, o preço de regulação a aplicar será o de regulação a subir ou o de regulação a baixar consoante o tipo de regulação que tenha apresentado o maior volume de energia. Caso os volumes tenham sido iguais, o preço marginal do mercado diário é aplicado.

O modelo de *dual imbalance pricing* que entra em linha de conta com o desvio do sistema permite que o preço pago por agentes que apresentem um défice de produção seja maior do que o recebido por agentes que se desviem por excesso. Estes preços de desvio dependerão do sinal do desvio do sistema como um todo, de modo a que os participantes que o compensem não sejam penalizados (relativamente aos preços de mercado) pelo seu excesso/défice de produção.

Um modelo deste tipo permite ao Operador de Sistema gerar um ganho resultante da liquidação dos desvios. Ao invés da metodologia actualmente em aplicação, a diferença entre os proveitos gerados pela resolução dos desequilíbrios e os custos variáveis de regulação não resulta num mecanismo de soma nula mas sim num ganho para o Operador de Sistema.

A aplicabilidade no sistema eléctrico português de um modelo de *dual imbalance pricing* que seja função do desvio do sistema deveria, de acordo com o princípio subjacente ao modelo, apresentar fortes incentivos aos agentes para que estes se mantivessem em equilíbrio impondo, em média, maiores custos àqueles que apresentassem desvios. De facto, num mercado que apresente uma panóplia de agentes em operação, o sentido do desvio do sistema em cada período horário torna-se de difícil previsão, pelo que todos os agentes se deverão tentar manter em equilíbrio, apesar de apenas serem mais penalizados caso se desviem no sentido do desvio do sistema. A particularidade do sistema eléctrico português, assente na presença de um agente que domina cerca de 90% do mercado, impede a aplicação de um método deste tipo, na medida em que o mesmo conseguiria controlar o sentido do desvio do sistema em cada um dos períodos horários, minimizando assim as suas próprias penalizações, decorrentes dos desvios das suas unidades de produção.

Capítulo 7

Conclusões e perspectivas de desenvolvimento

O processo de reestruturação a que o sector eléctrico tem vindo a ser submetido tem provocado alterações de fundo no seu paradigma de funcionamento. As modificações em curso têm possibilitado a criação de mercados de energia eléctrica que pretendem induzir um aumento de concorrência e possibilitar uma maior transparência de operação. Nos actuais mercados de electricidade a fiabilidade do fornecimento de energia eléctrica, que os consumidores consideram como adquirida, resulta de uma panóplia de tarefas realizadas e de serviços prestados pelos diferentes agentes que nele actuam. Na persecução do objectivo de manutenção dessa fiabilidade, associada a uma exploração dos sistemas eléctricos com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço, a consciencialização da importância dos serviços de sistema tem vindo a generalizar-se. Este reconhecimento da sua importância tem levado a que os mesmos, com a introdução da competitividade no sector eléctrico, passem a ser considerados como serviços passíveis de serem contratados através de mecanismos de mercado.

Apesar de vistos como bens essenciais para o funcionamento seguro dos sistemas eléctricos, os serviços de sistema apresentam inúmeros requisitos técnicos associados, pelo que o desenho de um mercado de serviços de sistema se torna extremamente complexo. O primeiro desafio que se coloca prende-se com a definição dos serviços passíveis de serem considerados como pertencentes ao lote de serviços de sistema. Decorrente da caracterização efectuada dos serviços de sistema em vários mercados de electricidade europeus, constata-se que a definição e classificação dos mesmos em diferentes grupos varia consoante o sistema eléctrico em questão, nomeadamente pela actividade de produção que lhe é característica, e pelos regulamentos institucionais do mercado no qual estão implementados. Exemplos desta situação correspondem ao sistema eléctrico dos países nórdicos, no qual a existência de uma elevada percentagem de produção de energia eléctrica baseada em centrais de arranque rápido (hidroeléctricas) permite a supressão da denominada reserva de regulação secundária de frequência. Em contrapartida, no sistema eléctrico britânico que, correspondendo a um sistema de menor dimensão (comparativamente com os sistemas interligados europeus) há a necessidade de diferenciar a sua reserva de controlo primário de frequência em várias

categorias para que lhe seja possível fazer face às maiores variações de frequência que lhe são características.

Concluído o processo de definição dos serviços de sistema importa especificar qual a entidade responsável para que a procura e gestão dos mesmos seja realizada de forma adequada, quais os níveis requeridos de cada serviço, quais as metodologias utilizadas nos seus processos de alocação e quais as remunerações que lhes estão associadas. No contexto da especificação da entidade responsável, a solução implementada em todos os mercados estudados, assente na figura de um Operador de Sistema como comprador único, sobrepõem-se claramente a uma outra que determina a possibilidade de vários agentes poderem competir na procura de serviços de sistema. A existência de um comprador único configura de facto a melhor via a seguir, na medida em que permite uma melhor percepção da verdadeira importância dos serviços de sistema e poderá proporcionar uma maior redução da quantidade de serviços de sistema a utilizar.

A manutenção da segurança no abastecimento exige a contratação de determinados níveis de reserva de serviços que possibilitem a manutenção da frequência e o controlo da tensão. Neste âmbito, foi possível verificar a existência de uma correlação, ainda que de difícil transposição na prática, entre estes e a qualidade de serviço requerida pelo Operador de Sistema. Neste contexto, alguns critérios limitam as decisões do Operador de Sistema, como sejam a crescente interligação que se verifica entre os sistemas eléctricos pertencentes à UCTE que implica que a definição dos níveis de reserva a considerar nas áreas que lhe estão afectas sejam determinadas de acordo com os seus critérios, e a necessidade de avaliar o *tradeoff* para os agentes entre a imposição de um determinado montante de serviços de sistema ou permitir que essa mesma energia seja disponibilizada pelo agente nos mercados de transacção de energia criados para o efeito.

A selecção de uma metodologia que permita alocar cada um dos serviços de sistema considerados encontra-se influenciada por vários factores, de entre os quais importa mencionar o tipo de fornecedores do serviço, o risco ou a aversão ao mesmo, a concentração de mercado, a centralização/descentralização do controlo dos serviços e a estratégia/prioridades que o Operador de Sistema tenha estabelecido na área respectiva. O método que configura a melhor solução não é de fácil percepção, variando, entre outros, consoante a transparência do mercado e a necessidade de redução dos custos associados que se procure. Neste sentido, uma imediata consideração da metodologia assente num *mix* entre contratos bilaterais e mercado *spot* como caminho a seguir pode não ser necessariamente a melhor solução. Apesar de relativamente recentes, a experiência de funcionamento dos mercados de serviços de sistema já implementados indica mesmo que uma solução que conjugue serviços de carácter obrigatório com serviços obtidos através de mecanismos de mercado pode ser mais eficiente.

A procura de serviços de sistema, a serem fornecidos por agentes a operar no mercado, é realizada pelo Operador de Sistema. Neste sentido, torna-se necessária a existência de uma estrutura de remuneração adequada que permita compensar os agentes pelos serviços que prestem e que garanta simultaneamente uma eficiente recuperação dos custos e uma transmissão de sinais claros de preço aos agentes intervenientes. A selecção da metodologia de remuneração mais adequada é particularmente difícil para o Operador de Sistema, na medida em que os custos reais de fornecimento dos serviços de sistema são actualmente de árdua percepção e a possibilidade de dupla remuneração tem que ser acautelada. Neste

ponto, muito há ainda a evoluir no sentido de determinar os reais custos de fornecimento dos serviços de sistema por parte dos agentes.

Apesar de, como referido, não ter sido ainda atingido um consenso relativamente aos detalhes dos mercados de serviços de sistema, pela análise técnica efectuada podem ser encontrados alguns padrões de actuação nos vários mercados estudados. Em termos de definição de serviços, o agrupamento dos mesmos é realizado normalmente em três categorias, correspondentes respectivamente a serviços de controlo de frequência, com distinção entre reserva de regulação automática e reserva de regulação por activação de despacho, controlo de tensão e outros serviços, mormente relacionados com a capacidade de *blackstart* do sistema. Em relação à reserva de regulação automática, constata-se a existência de três grupos distintos - UCTE, Nordel e Grã-Bretanha - nos quais os níveis requeridos e os tempos de actuação dos serviços diferem. A reserva de activação por instrução de despacho é tradicionalmente discretizada em vários níveis com tempos de actuação distintos. De uma forma geral, a disponibilidade dos serviços é considerada como de carácter obrigatório ou a sua alocação é realizada através de mecanismos de mercado do tipo *tender* ou *spot*, consoante o nível de standardização e duração que se considere. A remuneração associada varia desde parcelas fixas, a pagamentos por disponibilidade de serviço, pagos apenas quando as unidades se encontram em estado de prontidão para fornecimento do serviço requerido, passando por pagamentos por utilização efectiva do serviço e pagamentos por frequência de utilização do mesmo.

A criação de um mercado interno integrado de electricidade na Europa deve surgir como corolário do estabelecimento e desenvolvimento de mercados regionais de electricidade que se estabeleçam entre áreas vizinhas. Analogamente, também a criação de mercados de serviços de sistema transfronteiriços, associados a uma necessidade de melhoria da segurança de abastecimento e a uma procura da diminuição dos custos de operação e do aumento da eficiência deve decorrer da integração dos mercados de serviços de sistema já implementados em cada uma das áreas. Neste sentido, a necessidade de harmonização dos mercados de serviços de sistema que possibilite tal desiderato ganha particular ênfase.

O processo de harmonização referido pode assumir diversas formas de acordo com o grau de harmonização regulatória, os objectivos de convergência e o grau de integração dos mercados que se pretenda obter. Contudo, devido ao carácter eminentemente local do controlo de tensão e à complexidade inerente à troca de serviços de controlo de frequência de activação automática, normalmente nos estudos de harmonização e convergência apenas são considerados os serviços de controlo de frequência com activação por instrução de despacho, mormente a reserva terciária.

A harmonização dos serviços de sistema (mormente reserva terciária) entre Portugal e Espanha apresenta-se como um desafio que se colocará a muito breve trecho. Neste sentido, o estudo efectuada acerca da possibilidade de implementação de um modelo, de entre três distintos em aplicação em diferentes mercados já estabelecidos, revelou que numa fase inicial um modelo do tipo troca de serviços entre Operadores de Sistema, no qual as ofertas realizadas pelos agentes são feitas directamente ao Operador de Sistema responsável pela área na qual se encontram inseridos, estabelecendo este os preços e as condições de oferta ao Operador de Sistema vizinho, é o mais adequado. Esta conclusão deriva das diversas

vantagens relativas que este modelo apresenta, nomeadamente pelo facto de estar em linha com o estabelecido nos acordos governamentais vigentes, pela simplicidade que lhe é inerente, e pela possibilidade que permite de fazer uso da cooperação que desde sempre existiu no relacionamento entre os Operadores de Sistema de Portugal e de Espanha.

Importa referir que no futuro, com a experiência entretanto adquirida e a revisão dos acordos governamentais vigentes, a aplicação de um modelo que permita uma plena integração de mercados pode tornar-se viável e configurar mesmo a melhor solução a adoptar em termos de redução de energia de regulação e dos custos associados. No entanto, as empresas responsáveis pela gestão dos sistemas peninsulares apresentam capitais públicos na sua estrutura accionista, sendo consideradas parte integrante de um sector estratégico no panorama nacional pelo que será de difícil aceitação a supressão da sua autonomia. Nestas condições, a necessidade de criação de um Coordenador de Operadores de Sistema que este modelo acarreta poderá dificultar a sua implementação.

O estabelecimento de cooperação entre TSO's de áreas vizinhas para troca de serviços de sistema que permitam um aumento da segurança no abastecimento e uma diminuição dos custos acarreta uma necessidade de harmonização de alguns parâmetros que não os modelos de reserva de regulação terciária. Entre eles, a convergência das regras de liquidação constitui o ponto mais importante a harmonizar na persecução do objectivo de promoção da eficiência e da transparência na troca de serviços de sistema entre duas áreas de controlo. Estas regras influenciam não só o nível de receitas decorrentes da negociação dos serviços de sistema, como também concorrem para tornar o mercado mais ou menos atractivo para agentes externos. O estudo realizado acerca da possibilidade de harmonização das regras de liquidação entre Portugal e Espanha relativamente aos desvios obtidos pelos agentes face aos programas contratados, revelou a existência de uma particularidade do sistema eléctrico português que inviabiliza a aplicação de um método de *dual imbalance pricing* que seja função dos desvios do sistema. Em concreto, a existência de um agente que domina cerca de 90% do mercado poderia permitir que o mesmo explorasse uma particularidade do método, conseguindo controlar o sentido do desvio do sistema em cada um dos períodos horários a liquidar, minimizando assim as suas próprias penalizações, decorrentes dos desvios das suas unidades de produção.

Concretizando tudo o que foi descrito, pode-se afirmar que o estabelecimento das bases que permitam uma efectiva implementação de um mercado de serviços de sistema conjunto entre Portugal e Espanha requerem ainda árduas conversações entre as entidades competentes. O estabelecimento do modelo de harmonização dos serviços de controlo de frequência com activação por instrução de despacho e os moldes em que o mesmo se implementará, apesar de apontarem para a implementação de um modelo do tipo troca de serviços entre Operadores de Sistema, encontra-se ainda longe de estar definidos. Também no tocante aos processos de harmonização de outros parâmetros para além deste aspecto, nomeadamente no que concerne à definição de reservas de regulação, ao tempo de fecho dos mercados, às regras relativas à participação e oferta nos mercados, à activação de ofertas e principalmente às regras de liquidação, é conveniente uma convergência para que seja assegurado um funcionamento adequado dos mercados.

A crescente importância da produção em regime especial no panorama energético e o seu impacto no fornecimento de serviços de sistema deverão também justificar estudos

aprofundados, pelo que o campo de análise dos serviços de sistema continuará em profunda evolução. Neste sentido, este trabalho representa uma contribuição para a identificação dos modelos em utilização e dos problemas existentes, apontando igualmente algumas sugestões para uma maior integração dos mercados de serviços de sistema entre Portugal e Espanha.

Bibliografia

- [1]J. T. Saraiva, J. L. Pereira da Silva, M. T. Ponce de Leão, *Mercados de Electricidade – Regulação e Tarifação de Uso das Redes*, FEUPedições, 2002, pp. 1-100.
- [2]P. A. Atienza Yáñez, “*Aplicación del Modelo de Bolsa de Energia en Chile*”, Pontificia Universidad Catolica de Chile; 2001.
- [3]*Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español*. Disponível em www.omel.es. Acedido em 27/06/2008.
- [4]Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Disponível em www.erse.pt. Acedido em 27/06/2008.
- [5]Redes Energéticas Nacionais. Disponível em www.ren.pt. Acedido em 27/06/2008.
- [6]“*Current State of Balance Management in Europe*”. Disponível em www.etso-net.org. Acesso a 20/05/2008.
- [7]E. Hirst, B. Kirby, “*Ancillary Services. Proceedings of the American Power Conference*”, vol 58; Chicago 1996.
- [8]*Federal Energy Regulatory Commission*, 1996. Order No 888, Final Rule. USA.
- [9]“Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema”. Disponível em www.ren.pt. Acesso em 15/06/2008.
- [10]“*EREG Guidelines of Good Practice for Electricity Balancing Markets Integration (GGP-EBMI)*”. Disponível em www.energy-regulators.eu. Acesso em 11/06/2008.
- [11]*Ley 54/1997 del Sector Electrico, de 27 noviembre*.
- [12]*Comisión Nacional de Energía*. Disponível em www.cne.es. Acedido em 27/06/2008.
- [13]*Real Decreto 1454/2005, de 2 de Diciembre*; Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España.
- [14]*Procedimiento de Operación 3.2 Resolución de Restricciones Técnicas*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- [15]*Procedimiento de Operación 7.1 Servicio Complementario de Regulación Primaria*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- [16]*Procedimiento de Operación 1.5 Establecimiento de la Reserva para la Regulación Frecuencia-Potencia*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- [17]*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.
- [18]*Procedimiento de Operación 3.3 Resolución de los Desvíos Generación-Consumo*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- [19]“Proposta de Regulamento de Operação das Redes”. Disponível em www.erse.pt. Acesso em 27/06/2008.

- [20]“*Anual Report Nordel 2005*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/Maio/2008.
 - [21]“*Nordic Grid Code 2007*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 27/06/2008.
 - [22]“*Description of Balance Regulation in the Nordic Countries 2008*”. Disponível em www.nordel.org.. Acesso em 20/06/2008.
 - [23]“*Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité*”. Disponível em www.rte-france.com. Acedido em 27/06/2008.
 - [24]“*Memento of Power System Reliability*”. Disponível em www.rte-france.com. Acesso em 25/06/2008.
 - [25]“*British Energy*”. Disponível em www.british-energy.com. Acesso em 27/06/2008.
 - [26]“*National Grid*”. Disponível em www.nationalgrid.com. Acesso em 27/06/2008.
 - [27]“*Stor Service Description*”. Disponível em www.nationalgrid.com. Acesso em 01/06/2008.
 - [28]D. Kirschen, G. Strbac, “*Fundamentals of Power System Economics*”, John Wiley and Sons, 2004.
 - [29]“*Current State of Trading Tertiary Reserves Across Borders in Europe*”. Disponível em www.ets-net.org. Acedido em 05/06/2008.
 - [30]“*Key Issues in Facilitating Cross-Border Trading of Tertiary Reserves and Energy Balancing*”. Disponível em www.ets-net.org. Acesso em 05/06/2008.
 - [31]“*Balance Management Harmonisation and Integration – 4th Report*”. Disponível em www.ets-net.org. Acesso em 05/06/2008.
 - [32]“*Manual de Procedimentos do Acerto de Contas*”. Disponível em www.ren.pt. Acesso em 27/06/2008.
 - [33]“*The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnät*”. Disponível em www.svk.se. Acesso em 05/06/2008.
- Ole Gjerde, “*Ancillary Services – State of the Art in the Nordic Market*”, IEEE, 2007.
- E. Hirst, B. Kirby, “*Ancillary Services*”, Oak Ridge National Laboratory, 1997.
- “*Common Balance Management in the Nordic Countries*”. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 27/06/2008.
- Y. Rebours, D. Kirschen, M. Trotignon, “*Fundamental Design Issues in Markets for Ancillary Services*”, The Electricity Journal; 2007.
- J. De Quinto, L. Villafruela, “*El Mercado Ibérico de Electricidad en el Contexto de los Intercambios Regionales en la UE*”, Red Eléctrica de España; 2007.
- “*Regras de Funcionamento Complementares ao Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema*”. Disponível em www.ren.pt. Acesso em 27/06/2008.
- E. Hirst, B. Kirby, “*Ancillary Services*”, Oak Ridge National Laboratory, 1997.
- E. Hirst, B. Kirby, “*Maintaining System Blackstart In Competitive Bulk-Power Markets*”, Oak Ridge National Laboratory; 1999.
- E. Hirst, B. Kirby, “*Ancillary Service Details: Voltage Control*”, Oak Ridge National Laboratory, 1997.
- 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.
- E. Hirst, B. Kirby, “*Customer-Specific Metrics for the Regulation and Load-Following Ancillary Services*”, Oak Ridge National Laboratory, 2000.
- E. Hirst, B. Kirby, “*Ancillary Services: A Call for Fair Prices*” 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, *"Ancillary-Service Details: Operating Reserves"*; Oak Ridge National Laboratory, 1997.
- E. Hirst, B. Kirby, *"Ancillary-Service Details: Dynamic Scheduling"*, 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, *"Electric Industry Restructuring, Ancillary Services, and the Potencial Impact on Wind"*, Oak Ridge National Laboratory, 1999.
- E. Hirst, B. Kirby, *"Creating Competitive Markets for Ancillary Services"*, Oak Ridge National Laboratory, 1997.
- Bazán N., Ciro Eduardo, *"Efectos de la Reforma del Sector Eléctrico"*, Universidad de las Palmas de Gran Canaria, 2003.
- J. T. Saraiva, *"Mercados e Qualidade"*, FEUP, 2007.
- J. P. Sucena Paiva, *"Redes de Energia Eléctrica: Uma Análise Sistemica"*, IST Press, 2005.
- A. Weidlich, *"Testing Market Designs for Balancing Power Markets with Agent-based Simulation"*, Karlsruhe University, 2006.
- S. Riedel, H. Weigt, *"German Electricity Reserve Markets"*, Dresden University of Technology, 2007.
- "Regional Market Integration between the Wholesale Electricity Markets of the Netherlands, Belgium and France"*. Disponível em www.edf.fr. Acesso em 27/06/2008.
- "Current Stat of Balance Management in South East Europe"*. Disponível em www.etso-net.org. Acesso em 27/06/2008.
- "Energy Regulation Insights - Issue No:19"*, NERA Economic Consulting, 2004.
- "Development of a Common Nordic Balance Settlement"*. Disponível em www.nordicenergyregulators.org. Acesso em 27/06/2008.
- J. Zhong, *"On Some Aspects of Design of Electric Power Ancillary Service Markets"*, Chalmers University of Technology, 2003.
- 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.
- J. A. Peças Lopes, *"Produção e Transporte de Energia 2 – Gestão de Serviços de Sistema"*, FEUP, 2003.
- 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.
- R. Raineri, S. Ríos, D. Schiele, *"Technical and Economic Aspects of Ancillary Services Markets in the Electric Power Industry: an Internacional Comparison"*, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2005.
- "Anual Report Nordel 1999"*. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/Maio/2008.
- "Anual Report Nordel 2000"*. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/Maio/2008.
- "Anual Report Nordel 2001"*. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/Maio/2008.
- "Anual Report Nordel 2002"*. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/Maio/2008.
- "Anual Report Nordel 2003"*. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/Maio/2008.
- "Anual Report Nordel 2004"*. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/Maio/2008.

- "Anual Report Nordel 2006"*. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/Maio/2008.
- "Anual Report Nordel 2007"*. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 10/Junho/2008.
- "Procurement Guidelines"*. Disponível em www.nationalgrid.com. Acesso em 05/Junho/2008.
- Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, *"A Survey of Definitions and Specifications of Reserve Services"*, The University of Manchester, 2005.
- "Procurement Guidelines Report 1 April 2007 to 31 March 2008"*. Disponível em www.nationalgrid.com. Acesso em 05/Junho/2008.
- L. Meeus, K. Purchala, R. Belmans, *"Development of the Internal Electricity Market in Europe"*, IEEE, 2005.
- "A Common Nordic Platform for Balancing Services Report 4/2007"*. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 15/06/2008.
- "Nordic Grid Master Plan 2008"*. Disponível em www.nordel.org. Acesso em 20/06/2008.
- P. Lopes, J. Abel, *Produção e Distribuição e Energias Renováveis - Impacto em Mercados e Serviços de Sistema*, FEUP, 2004.
- R. Madlener, M. Kaufmann, *"Power Exchange Spot Market Trading in Europe: Theoretical Considerations and Empirical Evidence"*, Oscogen, 2002.
- "Review of EU Electricity Markets"*, IPA Energy Consulting, 2006.
- "Congestion Management Guidelines"*, ERGEG, 2005.
- S. Stoft, *"Power System Economics"*, IEEE/Wiley, 2002.
- Y. Rebours, D. Kirschen, M. Trotignon, *"Fundamental Design Issues in Markets for Ancillary Services; The Electricity Journal"*, 2007.
- "Procedimiento de Operación 2.1 Previsión de la Demanda"*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- "Procedimiento de Operación 3.1 Programación de la Generación"*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- "Procedimiento de Operación 4.1 Resolución de Congestiones en la Interconexión Francia-España"*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- "Procedimiento de Operación 4.2 Resolución de Congestiones en la Interconexión Portugal-España"*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- "Procedimiento de Operación 7.2 Servicio Complementario de Regulación Secundaria"*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- "Procedimiento de Operación 7.3 Servicio Complementario de Regulación Terciaria"*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- "Procedimiento de Operación 14.1 Condiciones Generales del Proceso de Liquidación del Operador del Sistema"*. Disponível em www.ree.es. Acesso em 27/06/2008.
- "Red Eléctrica de España"*. Disponível em www.ree.es. Acedido em 27/06/2008.
- Energias de Portugal. Disponível em www.edp.pt. Acedido em 15/06/2008.