

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Estimativa do Custo de Substituição de Centrais
Térmicas por Hídricas em Ambiente de Mercado**

Ivo Ricardo Freitas Araújo

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia – Especialização em Energias Renováveis

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Tomé Saraiva
Co-orientador: Eng.º Virgílio Mendes

Porto, Junho de 2010

*Aos meus pais
Ao meu irmão
À Ana
À minha afilhada, Helena*

Resumo

A produção de energia eléctrica, em Portugal, caracteriza-se por ser maioritariamente assegurada através de aproveitamentos térmicos e hidroeléctricos e, mais recentemente, por parques eólicos. Sendo um país com um potencial hídrico elevado, a gestão integrada de um sistema com uma componente relevante deste recurso torna-se bastante complexa, devido à natureza volátil das afluências hidrológicas (directamente ligadas à produção das centrais de fio-de-água), à sua quantidade limitada (capacidade de armazenamento das centrais de albufeira) e à interdependência dos aproveitamentos. Assim, até ao desenvolvimento dos mercados de electricidade a coordenação hidro-térmica centralizada correspondia a uma preocupação central e pretendia gerir de forma conjunta as centrais térmicas e os aproveitamentos hídricos. Estes são gratuitos, pelo que os geradores hidráulicos têm um custo marginal de produção nulo, a curto prazo.

Com a reforma do Sector Eléctrico Português e a integração no Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), as decisões operacionais tomadas num dado momento aumentaram a possibilidade de afectar expressivamente o sistema no futuro. É neste contexto que se torna relevante dispor de uma ferramenta capaz de determinar o custo de substituição das centrais térmicas por hídricas, de modo a, obter informação útil para gerir um sistema produtor contendo centrais hídricas e térmicas.

Para atingir este objectivo, o trabalho descrito neste documento visou o desenvolvimento e implementação de uma aplicação computacional, em *Visual Basic*, capaz de determinar para cada hora ao longo de um ano o preço pago à última central a ser despachada, e toda a informação que daí resulta, considerando as restrições técnicas, a produção de energia eléctrica e os custos marginais de exploração de uma central térmica. Dadas as regras de funcionamento do mercado diário, em termos de leilões de preço uniforme, este preço foi interpretado como o custo de substituição das centrais térmicas por hídricas ao longo do ano e reflectindo as decisões dos agentes produtores em termos das suas ofertas.

A aplicação computacional foi testada recorrendo aos valores históricos da operação do Sistema Electroprodutor ao longo do ano de 2009. Deste modo, consideraram-se os diferentes meses ao longo do ano, bem como cenários relevantes, em dias característicos, de Primavera, Verão, Outono ou Inverno. Os resultados mais relevantes obtidos encontram-se expostos nos últimos capítulos do documento.

Uma vez que os resultados obtidos se aproximam dos valores reais, a sua implementação pode justificar-se no sentido de medir o custo de oportunidade da utilização da água, tendo em conta os custos de produção a partir dos grupos térmicos.

Abstract

The generation of electricity in Portugal is characterized by being mostly achieved through thermal and hydroelectric power and, more recently, from wind farms. Being a country with a high water potential, the integrated management of a system with a large component of water resources becomes quite complex due to the volatile nature of hydrologic inflows (directly linked to the generation of run-of-river stations), their limited quantity (storage capacity of reservoir power stations) and their benefit interdependence. Thus, until the development of electricity markets, centralized hydro-thermal coordination sought to jointly manage thermal and hydro hydroelectric generation. These are zero-cost resources, so hydraulic generators have a zero marginal cost of production in the short term.

With the transformation of the Portuguese Electricity Sector and its integration into the Iberian Electricity Market (MIBEL), operational decisions taken at any given time have a significantly increased effect on the future capacity of the system. In this context it becomes important to have a tool capable of determining the replacement cost of thermal by hydro stations in order to have useful information to manage a generation system including these stations.

To achieve this objective, the work described in this document aims at developing and implementing a computer application in Visual Basic which is able to calculate the hourly price paid for a year by the last plant and from the resulting information, and considering the technical constraints, determine the marginal costs of operating a thermal power station for the production of electricity. Given the operating rules of the daily market in terms of uniform-price auctions, the price can be interpreted as the replacement cost of thermal power plants by hydro stations throughout the year, and reflects the decisions of generation agents in terms of their bids.

The software was tested using the historical values of the operation of the Electricity Generation System during the year of 2009. Thus, the different months throughout the year and relevant scenarios in typical days in spring, summer, autumn or winter were considered. The most relevant results obtained are described in the last chapters of the document.

Since the results are close to real values, this application can be used in order to measure the opportunity cost of the use of water, taking into account the cost of generation of thermal units.

Résumé

Au Portugal, la production d'électricité est assurée, dans la plupart des cas, ayant recours aux énergies thermique et hydroélectrique et, récemment encore, par le recours aux parcs éoliens. Bien que le pays possède un grand potentiel hydrique, la gestion intégrée de ce système ayant pour base ce recours essentiel est complexe à cause de l'origine volatile des affluences hydriques (directement liées à la production des centrales de fil d'eau), à son existence limitée (capacité de stockage des centrales de bayou) et à la corrélation des apports. Jusqu'au développement du marché de l'électricité, la coordination hydrothermique centralisée était une préoccupation majeure et tentait une gestion globale des centrales thermiques et des cours d'eau. Ceux-ci sont gratuits, car les appareils générateurs hydrauliques ont, à court terme, un coût zéro.

Avec la réforme du Secteur Électrique Portugais et son intégration au Marché Ibérique d'Electricité (le MIBEL), les décisions prises à un certain moment ont augmenté la possibilité de le transformer. Dorénavant il est intéressant de posséder des instruments capables de déterminer le coût du remplacement des centrales thermiques par des recours hydriques de façon à obtenir une information utile et à gérer un système producteur mixte.

Le présent travail vise étudier le développement et faire le traitement informatique, en Visual Basic, capable de déterminer le prix horaire au long d'une année payé à la dernière centrale à être construite et toute l'information qui en émerge, la production qui en résulte, tenant compte des restrictions techniques, de la production d'électricité et des coûts marginaux d'exploitation d'une centrale thermique. En tenant compte des règles de fonctionnement du marché quotidien en ce qui concerne la licitation des prix uniformes, ce prix a été perçu comme un coût de remplacement des centrales thermiques par les hydriques au long de l'année et traduisant les décisions d'offre des agents producteurs.

L'application informatique a été testée ayant recours aux valeurs historiques de l'opération du Système de Production Electrique au long de l'an 2009. En tenant compte des mois de l'année et des conditions possibles de situations importantes et de jours-témoin des quatre saisons de l'année. Les résultats obtenus sont exposés dans les derniers chapitres de ce document.

Etant donné que les résultats sont proches de la réalité, le fonctionnement de ce système peut se justifier pour sonder le prix de l'utilisation de l'eau par rapport au coût de la production ayant pour base le résultat obtenu à partir des groupes thermiques.

Agradecimentos

A realização desta Tese de Mestrado resultou de um percurso de grande esforço e dedicação, não sendo nunca um trabalho individual. Assim sendo, no culminar deste processo, não posso deixar de agradecer a todos os que me auxiliaram na sua realização:

Aos meus pais, pela formação dada até ao momento, pelos valores e princípios éticos e morais que me inculcaram, pela compreensão, pelo carinho e apoio que sempre me deram.

Ao meu irmão Luis, pelo seu apoio peculiar e admiração, que mesmo não a admitindo, ajudou-me a nunca desistir durante os momentos mais duros e ter a convicção de que iria superar todas as barreiras que me foram impostas.

À minha avó, pela confiança que depositou em mim, pelo carinho que transmitiu, por ter sempre uma palavra sábia a transmitir e pelo desejo, que esta etapa que agora termina, fosse rodeada de sucessos.

À Ana, por me ter ensinado a acreditar em mim e nas minhas capacidades, por toda a sua amizade, companheirismo, amor e paciência, a ti, por seres o meu porto de abrigo.

Ao Bruno, pela sua amizade incondicional, ajuda generosa e pelos bons e divertidos momentos que passamos juntos.

À entidade EDP Produção, concretamente ao Departamento de Planeamento e Controlo, em especial ao Eng.º Virgílio Mendes e ao Eng.º José Carlos Sousa pela proposta do tema, pela cooperação e apoio ao longo do trabalho e pela discussão dos resultados obtidos, que permitiu acrescentar um elevado valor a esta Dissertação.

Por último, mas com toda a certeza a pessoa que mais contribuiu para a realização deste projecto, ao Professor João Tomé Saraiva, cuja excelência, dedicação, rigor, espírito crítico, disponibilidade e formação transmitida foram uma constante durante todo o processo e tornaram possível a realização do mesmo.

Àqueles que injustamente me esqueci de referir...

O meu sincero, Muito Obrigado...

Índice

Capítulo 1	1
Introdução	
1.1 - Enquadramento do problema e motivação.....	1
1.2 - Objectivos do trabalho e campo de aplicação	3
1.3 - Organização do documento.....	3
Capítulo 2	5
Operação Optimizada	
2.1 - Desenvolvimento histórico do problema de operação optimizada	5
2.2 - Despacho económico clássico	7
2.2.1 - Considerações gerais	7
2.2.2 - Despacho económico básico	7
2.2.3 - Despacho económico sem perdas e sem limites de produção.....	9
2.2.4 - Despacho económico sem perdas e com limites de produção	10
2.2.5 - Despacho económico com perdas e sem limites de produção	11
2.2.6 - Despacho económico com restrições de limites dos ramos.....	13
2.3 - Trânsito de energia optimizado, <i>OPF</i>	14
2.3.1 - Considerações gerais	14
2.3.2 - Formulação matemática	15
2.3.2.1 - Representação matemática.....	15
2.3.2.2 - Função objectivo	15
2.3.2.3 - Restrições de igualdade e de desigualdade	19
2.3.2.4 - Variáveis do problema	20
2.3.3 - Métodos de resolução do <i>OPF</i>	21
2.3.3.1 - Considerações gerais.....	21
2.3.3.2 - Método do Gradiente	21
2.3.3.3 - Método de Newton	24
2.3.3.4 - Método de Programação Linear Sequencial	26
2.3.3.5 - Método de Programação Quadrática Sequencial	29
2.3.3.6 - Método de Pontos Interiores.....	30

Capítulo 3	33
Avaliação do Valor da Água	
3.1 - Considerações gerais	33
3.2 - O recurso hídrico	34
3.2.1 - A importância do recurso hídrico na gestão do SEE	34
3.2.2 - O efeito da queda na optimização de aproveitamentos hidroeléctricos	34
3.3 - A coordenação hidro-térmica — Um modelo ilustrativo	36
Capítulo 4	39
Organização e Gestão dos Mercados de Electricidade	
4.1 - Considerações gerais	39
4.2 - A reestruturação do sector eléctrico	40
4.2.1 - Desenvolvimento histórico do sector eléctrico	40
4.2.2 - Razões que motivaram a mudança	42
4.2.3 - Novo modelo organizacional do sector eléctrico	43
4.3 - Mercados de electricidade	46
4.3.1 - A bolsa de electricidade — <i>Pool</i>	46
4.3.2 - Modelos mistos	50
4.4 - Preços de mercado	51
4.4.1 - O mercado perfeito	51
4.4.2 - O excedente social	53
4.5 - Custo marginal de curto prazo	53
Capítulo 5	59
O Mercado Ibérico de Electricidade — MIBEL	
5.1 - Considerações gerais	59
5.2 - Descrição do funcionamento do MIBEL	62
5.3 - Preços de encontro	68
5.3.1 - Preço de mercado diário	68
5.3.2 - Caracterização da curva de oferta e procura	70
Capítulo 6	71
Aplicação Computacional Desenvolvida	
6.1 - Considerações gerais	71
6.2 - Subsistema Termoeléctrico Português	71
6.3 - Custo marginal de exploração	74
6.4 - Ferramenta desenvolvida e interface com o utilizador	82
6.4.1 - Janela: Apresentação do programa	82
6.4.2 - Janela: Características das centrais térmicas	84
6.4.3 - Janela: Produção média mensal	85
6.4.4 - Janela: Resultados obtidos	87
6.4.5 - Janela: Gráficos obtidos	89

6.4.6 - Algoritmo do programa desenvolvido	91
6.5 - Tratamento e análise de dados	92
Capítulo 7	95
Sistema Electroprodutor no Ano de 2009 – Caso de Estudo	
7.1 - Considerações gerais.....	95
7.2 - O ano de 2009.....	95
7.2.1 - Janeiro	96
7.2.1.1 - Produção vs. Consumo	96
7.2.1.2 - Encargos vs. Proveitos das centrais térmicas	99
7.2.1.3 - Margens das centrais térmicas	103
7.2.2 - Fevereiro	104
7.2.2.1 - Produção vs. Consumo	104
7.2.2.2 - Prémio das centrais hídricas.....	108
7.2.2.3 - Proveitos das centrais hídricas	109
7.2.3 - Março.....	109
7.2.3.1 - Produção vs. Consumo	109
7.2.4 - Abril	111
7.2.4.1 - Produção vs. Consumo	111
7.2.4.2 - Encargos vs. Proveitos das centrais térmicas	113
7.2.5 - Maio	114
7.2.5.1 - Produção vs. Consumo	114
7.2.6 - Junho.....	116
7.2.6.1 - Produção vs. Consumo	116
7.2.6.2 - Encargos vs. Proveitos das centrais térmicas	117
7.2.7 - Julho	119
7.2.7.1 - Produção vs. Consumo	119
7.2.8 - Agosto.....	121
7.2.8.1 - Produção vs. Consumo	121
7.2.8.2 - Prémio das centrais hídricas.....	122
7.2.8.3 - Proveitos das centrais hídricas	123
7.2.9 - Setembro	124
7.2.9.1 - Produção vs. Consumo	124
7.2.10 - Outubro	126
7.2.10.1 - Produção vs. Consumo	126
7.2.10.2 - Encargos vs. Proveitos das centrais térmicas	128
7.2.11 - Novembro.....	129
7.2.11.1 - Produção vs. Consumo	129
7.2.12 - Dezembro.....	130
7.2.12.1 - Produção vs. Consumo	130
7.2.12.2 - Encargos vs. Proveitos das centrais térmicas	136

7.2.12.3 - Margens das centrais térmicas	139
7.3 - Custo de substituição das centrais térmicas por hídricas	141
Capítulo 8	145
Conclusão	
Referências Bibliográficas	149
Anexo A	153
Anexo B	157

Índice de Figuras

Figura 2.1	— Fluxograma da evolução do <i>OPF</i> , desde o seu início, até ao presente.....	6
Figura 2.2	— a) Função custo variável dos geradores— quadrática (não linear); b) Função custo variável dos geradores — linear por ramos.....	8
Figura 2.3	— Diagrama de transição de estados.....	16
Figura 2.4	— Função de penalidade quadrática.....	24
Figura 2.5	— Algoritmo do Método de Programação Linear Sucessiva.....	28
Figura 2.6	— Comparação geométrica entre o Método <i>Simplex</i> e o Método de Pontos Interiores.....	31
Figura 4.1	— A estrutura verticalmente integrada do sector eléctrico — modelo monopolista...	41
Figura 4.2	— Novo modelo desagregado do sector eléctrico [11].....	44
Figura 4.3	— Funcionamento de uma bolsa de electricidade — <i>Pool simétrico</i> [1].....	47
Figura 4.4	— Funcionamento de uma bolsa de electricidade — <i>Pool assimétrico</i> [25].....	48
Figura 4.5	— Funcionamento de uma bolsa de electricidade — <i>Pool simétrico ideal</i> [25].....	49
Figura 4.6	— Modelo Misto de exploração do sector eléctrico [25].....	50
Figura 4.7	— Funcionamento de um mercado perfeito na determinação do preço [1].....	51
Figura 4.8	— Curva do custo de combustível de uma central térmica em função da potência eléctrica de saída [1].....	55
Figura 4.9	— Curva do custo marginal de produção em função da potência eléctrica de saída [1].....	56
Figura 4.10	— a) Curva do custo de combustível — função linear por troços; b) Curva do custo marginal de produção — função linear por troços [1].....	57
Figura 5.1	— Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental [26].....	60
Figura 5.2	— Preço do mercado diário (c€/kWh) no mercado ibérico — dia 27/11/2009 — OMEL [29].....	63
Figura 5.3	— Preço do mercado diário na hora 11 do dia 27/11/2009 do MIBEL [29].....	65

Figura 5.4	— Preço do mercado diário na hora 12 do dia 27/11/2009 – Espanha (esquerda) e Portugal (direita) [29].....	65
Figura 5.5	— Estrutura por sessões do mercado intradiário do MIBEL [15].....	67
Figura 5.6	— Preço do mercado diário (c€/kWh) no mercado ibérico – dia 27/11/2008 – OMEL [29].....	68
Figura 6.1	— Representação esquemática de um grupo termoelétrico [2].....	71
Figura 6.2	— Interface da janela “Início” do programa “Custo de Substituição das Centrais Térmicas por Hídricas” desenvolvido.....	83
Figura 6.3	— Interface da sub-janela “Características Centrais Térmicas” do programa “Custo de Substituição das Centrais Térmicas por Hídricas” desenvolvido.....	84
Figura 6.4	— Aviso da “Inserção de Apenas Números” da sub-janela “Características Centrais Térmicas” do programa.....	85
Figura 6.5	— Aviso “Apagar Todos os Dados” da sub-janela “Características Centrais Térmicas” do programa.....	85
Figura 6.6	— Aviso “Acção Cancelada” da sub-janela “Características Centrais Térmicas” do programa.....	85
Figura 6.7	— Interface da sub-janela “Produção Média Mensal” do programa “Custo de Substituição das Centrais Térmicas por Hídricas” desenvolvido.....	86
Figura 6.8	— Opção de pesquisa na sub-janela “Produção Média Mensal” para o dia 31/12/2009.....	86
Figura 6.9	— Aviso “Correcção de Dados” da sub-janela “Produção Média Mensal” do programa.....	87
Figura 6.10	— Interface da sub-janela “Resultados Obtidos” do programa “Custo de Substituição das Centrais Térmicas por Hídricas” desenvolvido.....	88
Figura 6.11	— Opção de pesquisa na sub-janela “Resultados Obtidos” para o dia 01/01/2009....	88
Figura 6.12	— Interface da sub-janela “Gráficos obtidos” do programa “Custo de Substituição das Centrais Térmicas por Hídricas” desenvolvido.....	89
Figura 6.13	— Aviso “Erro ao Visualizar Gráficos” da sub-janela “Gráficos Obtidos” do programa.....	90
Figura 6.14	— Aviso de segurança da sub-janela “Gráficos Obtidos” do programa.....	90
Figura 6.15	— Estrutura do algoritmo do programa “Custo de Substituição das Centrais Térmicas por Hídricas” desenvolvido na linguagem <i>Visual Basic</i> e implementado na plataforma <i>Microsoft Excel 2007</i>	91
Figura 7.1	— Preço do mercado diário (c€/kWh) no MIBEL no dia 31/12/2009 – OMEL [29].....	136

Índice de Gráficos

Gráfico 5.1	— Evolução do número de clientes que escolheram ser fornecidos no mercado liberalizado [27].....	60
Gráfico 5.2	— Evolução do consumo no mercado liberalizado em Portugal Continental e o seu peso relativo no consumo global [27].....	61
Gráfico 5.3	— Evolução do preço médio aritmético do mercado diário em Espanha [15] e [26].	69
Gráfico 5.4	— Evolução do preço médio aritmético do mercado diário em Portugal [15] e [26].	69
Gráfico 6.1	— Capacidade de produção individual de cada grupo gerador das centrais térmicas que constituem o Subsistema Termoeléctrico Português.....	72
Gráfico 6.2	— Evolução do número de horas em funcionamento das centrais do Subsistema Termoeléctrico Português.....	73
Gráfico 6.3	— Evolução dos custos marginais das centrais térmicas no ano de 2009.....	82
Gráfico 7.1	— Evolução da Produção média mensal importada versus exportada entre Portugal e Espanha no ano de 2009.....	96
Gráfico 7.2	— Repartição da Produção em Janeiro de 2009.....	97
Gráfico 7.3	— Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Janeiro de 2009.....	98
Gráfico 7.4	— Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Janeiro de 2009.....	98
Gráfico 7.5	— Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Janeiro de 2009.....	99
Gráfico 7.6	— Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Janeiro de 2009.....	99
Gráfico 7.7	— Evolução do Encargo variável e da Produção média das centrais a carvão no mês de Janeiro.....	100
Gráfico 7.8	— Evolução do Encargo variável e da Produção média das centrais a fuelóleo no mês de Janeiro.....	100
Gráfico 7.9	— Evolução do Encargo e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Janeiro.....	101

Gráfico 7.10	— Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a carvão no mês de Janeiro.....	102
Gráfico 7.11	— Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a fuelóleo no mês de Janeiro.....	102
Gráfico 7.12	— Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Janeiro.....	103
Gráfico 7.13	— Evolução das Margens das centrais a carvão no mês de Janeiro.....	103
Gráfico 7.14	— Evolução das Margens das centrais a gás natural no mês de Janeiro.....	104
Gráfico 7.15	— Repartição da Produção em Fevereiro de 2009.....	105
Gráfico 7.16	— Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Fevereiro de 2009.....	106
Gráfico 7.17	— Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregado por central em Fevereiro de 2009.....	106
Gráfico 7.18	— Diagrama diário da Produção desagregada por tecnologia entre as 12 horas do dia 2/2/2009 e as 12 horas do dia 3/2/2009.....	107
Gráfico 7.19	— Variação do Prémio das centrais hidroeléctricas ao longo do mês de Fevereiro.....	108
Gráfico 7.20	— Evolução da Remuneração e da Produção média dos aproveitamentos hídricos no mês de Fevereiro.....	109
Gráfico 7.21	— Repartição da Produção em Março de 2009.....	110
Gráfico 7.22	— Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Março de 2009.....	110
Gráfico 7.23	— Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Março de 2009.....	111
Gráfico 7.24	— Repartição da Produção em Abril de 2009.....	112
Gráfico 7.25	— Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Abril de 2009.....	112
Gráfico 7.26	— Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Abril de 2009.....	113
Gráfico 7.27	— Evolução do Encargo variável e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Abril.....	113
Gráfico 7.28	— Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Abril.....	114
Gráfico 7.29	— Repartição da Produção em Maio de 2009.....	115
Gráfico 7.30	— Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Maio de 2009.....	115
Gráfico 7.31	— Repartição da Produção em Junho de 2009.....	116
Gráfico 7.32	— Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Junho de 2009.....	117
Gráfico 7.33	— Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Junho de 2009.....	117

Gráfico 7.34	— Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Junho.....	118
Gráfico 7.35	— Evolução da Remuneração, do Encargo variável e da Produção média das centrais a fuelóleo no mês de Junho.....	118
Gráfico 7.36	— Repartição da Produção em Julho de 2009.....	119
Gráfico 7.37	— Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Julho de 2009.....	120
Gráfico 7.38	— Diagrama mensal da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Julho de 2009.....	120
Gráfico 7.39	— Repartição da Produção em Agosto de 2009.....	121
Gráfico 7.40	— Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Agosto de 2009.....	122
Gráfico 7.41	— Variação do Prémio das centrais hidroeléctricas ao longo do mês de Agosto.....	122
Gráfico 7.42	— Evolução dos Proveitos e da Produção média dos aproveitamentos hídricos no mês de Agosto.....	123
Gráfico 7.43	— Repartição da Produção em Setembro de 2009.....	124
Gráfico 7.44	— Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Setembro de 2009.....	125
Gráfico 7.45	— Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Setembro de 2009.....	125
Gráfico 7.46	— Repartição da Produção em Outubro de 2009.....	126
Gráfico 7.47	— Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Outubro de 2009.....	127
Gráfico 7.48	— Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Outubro de 2009.....	127
Gráfico 7.49	— Diagrama diário de carga entre as 12 horas do dia 18/10/2009 e as 12 horas do dia 21/10/2009, ilustrando a gestão da água no Sistema Electroprodutor Português.....	128
Gráfico 7.50	— Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Outubro.....	129
Gráfico 7.51	— Repartição da Produção em Novembro de 2009.....	129
Gráfico 7.52	— Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Novembro de 2009.....	130
Gráfico 7.53	— Repartição da Produção em Dezembro de 2009.....	131
Gráfico 7.54	— Diagrama de Produção desagregada por tecnologia em Dezembro de 2009.....	131
Gráfico 7.55	— Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Dezembro de 2009.....	132
Gráfico 7.56	— Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Dezembro de 2009.....	132
Gráfico 7.57	— Diagrama diário da Produção desagregada por tecnologia no dia 31/12/2009....	133

Gráfico 7.58	— Diagrama diário da Produção em Regime Especial desagregada por tipo de tecnologia no dia 31/12/2009.....	134
Gráfico 7.59	— Diagrama diário da Produção Hídrica desagregada por tipo de aproveitamento hidroelétrico no dia 31/12/2009.....	134
Gráfico 7.60	— Diagrama diário da Produção Térmica desagregada por tipo de tecnologia no dia 31/12/2009.....	135
Gráfico 7.61	— Diagrama de diário de energia transaccionada entre Portugal e Espanha no dia 31/12/2009.....	135
Gráfico 7.62	— Evolução dos Encargos variáveis e da Produção média das centrais a fuelóleo no mês de Dezembro.....	137
Gráfico 7.63	— Evolução dos Encargos e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Dezembro.....	137
Gráfico 7.64	— Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a carvão no mês de Dezembro.....	138
Gráfico 7.65	— Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a fuelóleo no mês de Dezembro.....	138
Gráfico 7.66	— Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Dezembro.....	139
Gráfico 7.67	— Evolução das Margens das centrais a carvão no mês de Dezembro.....	139
Gráfico 7.68	— Evolução das Margens das centrais a fuelóleo no mês de Dezembro.....	140
Gráfico 7.69	— Evolução das Margens das centrais a gás natural no mês de Dezembro.....	140
Gráfico 7.70	— Evolução do valor médio aritmético do preço do mercado diário em Portugal (fonte: [26]).....	141
Gráfico 7.71	— Evolução dos valores médios dos custos marginais de exploração e do preço do mercado diário ao longo de 2009.....	142
Gráfico 7.72	— Valor médio do número de horas, por dia, que cada tecnologia determinou o preço marginal do mercado diário.....	143
Gráfico 7.73	— Evolução do somatório das margens médias das centrais térmicas desagregadas por tecnologia no ano de 2009.....	143
Gráfico 8.1	— Repartição da Produção de Janeiro a Dezembro de 2009.....	147
Gráfico B.2	— Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Fevereiro de 2009.....	157
Gráfico B.3	— Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Março de 2009.....	157
Gráfico B.4	— Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Março de 2009.....	158
Gráfico B.5	— Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Abril de 2009.....	158

Gráfico B.6	— Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Maio de 2009.....	158
Gráfico B.7	— Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Maio de 2009.....	158
Gráfico B.8	— Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Maio de 2009.....	159
Gráfico B.9	— Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Junho de 2009.....	159
Gráfico B.10	— Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Junho de 2009.....	159
Gráfico B.11	— Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Julho de 2009.....	159
Gráfico B.12	— Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Julho de 2009.....	160
Gráfico B.13	— Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Agosto de 2009.....	160
Gráfico B.14	— Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Agosto de 2009.....	160
Gráfico B.15	— Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Agosto de 2009.....	160
Gráfico B.16	— Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Setembro de 2009.....	161
Gráfico B.17	— Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Setembro de 2009.....	161
Gráfico B.18	— Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Outubro de 2009.....	161
Gráfico B.19	— Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Outubro de 2009.....	161
Gráfico B.20	— Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Novembro de 2009.....	162
Gráfico B.21	— Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Novembro de 2009.....	162
Gráfico B.22	— Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Novembro de 2009.....	162
Gráfico B.23	— Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Dezembro de 2009.....	162

Índice de Tabelas

Tabela 5.1	— Resultados do mercado diário no dia 27/11/2009 [29].....	66
Tabela 6.1	— Caracterização do Subsistema Termoeléctrico Português.....	72
Tabela 6.2	— Evolução do preço do carvão e respectivo PCI para o ano de 2009.....	75
Tabela 6.3	— Evolução do preço do fuelóleo e respectivo PCI para o ano de 2009.....	75
Tabela 6.4	— Evolução do custo unitário do calor para o carvão e o fuelóleo no ano de 2009...	76
Tabela 6.5	— Evolução do preço do gás natural para o ano de 2009 (fonte: http://www.apxgroup.com).....	76
Tabela 6.6	— Tarifas reguladas de Julho de 2008 a Junho de 2009 para o gás natural [34].....	77
Tabela 6.7	— Tarifas reguladas de Julho de 2009 a Junho de 2010 para o gás natural [35].....	77
Tabela 6.8	— Rendimento de operação característico associado ao tipo de central térmica....	77
Tabela 6.9	— Evolução dos custos totais de combustível para o gás natural no ano de 2009....	78
Tabela 6.10	— Consumo específico de calor por tipo de combustível utilizado pelas centrais térmicas.....	78
Tabela 6.11	— Evolução dos custos totais de combustível para o carvão e fuelóleo no ano de 2009.....	79
Tabela 6.12	— Custos variáveis de operação e manutenção por tipo de central térmica.....	79
Tabela 6.13	— Preços de emissão do CO ₂ referentes ao ano de 2009.....	80
Tabela 6.14	— Factores de emissão de CO ₂ por tipo de combustível.....	80
Tabela 6.15	— Custos de emissão de CO ₂ por quantidade de electricidade produzida.....	81
Tabela 6.16	— Evolução dos custos marginais das centrais térmicas para o ano de 2009.....	81
Tabela 7.1	— Valores dos três consumos máximos e respectivas produções verificadas no mês de Janeiro de 2009.....	97
Tabela 7.2	— Análise estatística do erro de previsão do preço do mercado diário.....	141

Tabela A.1	— Consumo total e potência máxima consumida em cada mês do ano de 2009.....	153
Tabela A.2	— Produção total e potência máxima produzida em cada mês do ano de 2009.....	153
Tabela A.3	— Remuneração média de cada central térmica em cada mês do ano de 2009.....	154
Tabela A.4	— Encargo variável médio de cada central térmica em cada mês do ano de 2009...	154
Tabela A.5	— Evolução do preço médio aritmético estimado e histórico do mercado diário em Portugal.....	154
Tabela A.6	— Margem média de cada central térmica em cada mês do ano de 2009.....	155
Tabela A.7	— Remuneração média dos aproveitamentos hídricos em cada mês do ano de 2009.	155
Tabela A.8	— Somatório da Produção desagregada para cada mês do ano de 2009.....	156
Tabela A.9	— Somatório da Produção desagregada de Janeiro a Dezembro no ano de 2009.....	156

Lista de Abreviaturas

AT	—	Alta Tensão
BT	—	Baixa Tensão
C	—	Comercialização
CAE	—	Contratos de Aquisição de Energia
CB	—	Contratos Bilaterais
EDP	—	Energias de Portugal
GNL	—	Gás Natural Liquefeito
<i>IPM</i>	—	<i>Interior Point Method</i>
<i>ISO</i>	—	<i>Independent System Operator</i>
<i>MAPE</i>	—	<i>Mean Absolute Percentage Error</i>
MAT	—	Muito Alta Tensão
MC	—	Mercado Centralizado
MIBEL	—	Mercado Ibérico de Electricidade
MT	—	Média Tensão
OM	—	Operador do Mercado
OMEL	—	Operador do Mercado Ibérico de Energia — Pólo Espanhol
OMIP	—	Operador do Mercado Ibérico de Energia — Pólo Português
<i>OPF</i>	—	<i>Optimal Power Flow</i>
P	—	Produção
PCI	—	Poder Calorífico Inferior
<i>PDIPM</i>	—	<i>Primal-Dual Interior Point Method</i>
PRE	—	Produção em Regime Especial
RD	—	Rede de Distribuição
REN	—	Redes Energéticas Nacionais
RNTIAT	—	Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento Subterrâneo e Terminal de GNL
RT	—	Rede de Transporte
S.A.	—	Sociedade Anónima
<i>SCED</i>	—	<i>Security-Constrained Economic Dispatch</i>
SEE	—	Sistema Eléctrico de Energia
<i>TSO</i>	—	<i>Transmission System Operator</i>
VB	—	<i>Visual Basic</i>
VBA	—	<i>Visual Basic for Application</i>

Lista de Símbolos

ε_O	— Elasticidade em relação ao preço das curvas de oferta (O)
ε_P	— Elasticidade em relação ao preço das curvas de procura (P)
μ_i^{max}	— Multiplicador de Lagrange da produção máxima do grupo gerador i
μ_i^{min}	— Multiplicador de Lagrange da produção mínima do grupo gerador i
μ^k	— Parâmetro da barreira logarítmica na iteração k
ρ_0	— Massa específica da água
\mathcal{L}	— Função de Lagrange
β	— Factor que relaciona os fluxos de potência activa com a produção de energia
θ	— Fase da tensão no barramento
\mathcal{S}	— Variáveis artificiais para aplicação do Método dos Pontos Interiores Directo
\mathcal{Z}	— Variáveis de folga para aplicação do Método dos Pontos Interiores Directo
γ	— Factor que relaciona as perdas activas com a produção de energia
η	— Rendimento do conjunto Turbina-Gerador
λ	— Vector dos Multiplicadores de Lagrange
σ	— Desvio padrão amostral

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento do problema e motivação

Na sociedade actual, o conceito de bem-estar enraizou-se de tal forma que o que parecia ser impossível “ontem” é “hoje” um dado adquirido, como o fornecimento energético com níveis de qualidade de serviço elevados. Assim, a electricidade assume um papel de relevo, no nosso quotidiano, dada a sua crescente importância em diversos sectores como a Saúde, o Comércio, a Indústria, a Habitação, entre muitos outros.

Com efeito, a gestão óptima do Sistema Electroprodutor por parte dos agentes com participação no sector eléctrico, é tida como uma constante preocupação devendo obedecer a um conjunto de características [1]:

- A energia eléctrica deve ser fornecida em qualquer local onde seja solicitada, respeitando critérios de qualidade estritamente definidos:
 - Frequência constante;
 - Tensão dentro de limites bem definidos;
 - Forma de onda sinusoidal;
 - Fiabilidade elevada.
- Os custos de exploração do Sistema Eléctrico de Energia (SEE), bem como os impactos ambientais, devem ser minimizados;

Entretanto, o Sector Eléctrico Português foi profundamente reestruturado, de onde se destacam as medidas [2]:

- Liberalização ao nível de todos os consumidores e do comércio de electricidade;
- Acesso não discriminatório às redes;
- Separação da actividade de Transporte de energia eléctrica das demais.

A posterior integração no Mercado Ibérico de Electricidade teve como objectivos principais:

- Diminuição da concentração de activos no sector da Produção e, conseqüente, aumento do nível de competição, alargando o processo de formação dos preços de mercado a novos agentes;
- Aumento da eficiência económica no sector eléctrico, pela diminuição do risco, em virtude de melhores decisões de investimento.

As decisões operacionais tomadas num dado momento aumentaram a possibilidade de afectar expressivamente, no futuro, um Sistema Eléctrico de Energia como o de Portugal que é caracterizado por ser maioritariamente composto por aproveitamentos térmicos, hídricos e, mais recentemente, eólicos, com tendência a aumentar¹. Cada um deles apresenta várias particularidades:

Aproveitamentos Termoeléctricos

A produção de electricidade depende das características técnicas e operacionais destes aproveitamentos, como a tecnologia, a potência bruta, a potência líquida e o mínimo técnico. Depende ainda do rendimento, dos factores de emissão de gases nocivos, do tempo mínimo de funcionamento, do tempo de arranque e do custo associado, do custo de combustível, entre outras características.

Aproveitamentos Hidroeléctricos

A produção de energia eléctrica depende da aleatoriedade das afluências hidrológicas (directamente ligada à produção das centrais de fio-de-água), da capacidade de armazenamento (directamente ligadas à produção das centrais de albufeira), que é determinada em função das cotas mínimas e máximas na exploração das albufeiras, de retiradas de água para regas e consumos, de caudais ecológicos e outros usos da água e da interdependência hídrica dos aproveitamentos presentes num mesmo curso de água.

Aproveitamentos Eólicos

A produção de base eólica é caracterizada por ser muito volátil e tem tido uma penetração nas redes eléctricas cada vez maior, devido, entre outros factores, ao aumento da capacidade instalada e ao desenvolvimento de tecnologia e instrumentação computacional capaz de evitar problemas como: — variações rápidas e lentas das tensões no sistema, relativamente ao seu valor nominal; — congestionamento de ramos da rede e de subestações; — aumentos dos níveis de potência de curto-circuitos; — problemas de estabilidade, entre outros [3].

Assim, a opção de produzir mais energia eléctrica de origem hídrica e menos de origem térmica de modo a poupar combustível, pode resultar a prazo em custos de produção mais elevados caso as afluências de água sejam reduzidas. Em contrapartida, usar em demasia a produção termoeléctrica, armazenando água nas albufeiras, pode resultar mais tarde em descarregamentos e, conseqüente, perda de energia [1].

¹ O Governo Português definiu como estratégica, até 2020, dotar o Sistema Electroprodutor Nacional de cerca de 9000 MW de potência eólica instalada (fonte: <http://www.portugal.gov.pt/>).

Neste contexto, o presente trabalho pretende determinar para cada hora ao longo de um ano o preço pago à última central a ser despachada, bem como a informação que daí resulta, e com isso tornar a ferramenta que foi desenvolvida uma ajuda importante para uma empresa, como a EDP, que pretende com base nos custos marginais de exploração de cada uma das centrais térmicas, conhecer o preço de substituição de uma central térmica por um aproveitamento hídrico. Desta forma, será possível gerir o Sistema Electroprodutor Português de um modo mais adequado, podendo acrescentar um elevado valor económico.

1.2 - Objectivos do trabalho e campo de aplicação

Este trabalho foi desenvolvido em colaboração com o Departamento de Planeamento e Controlo da EDP Produção e visou implementar uma aplicação computacional, na linguagem *Visual Basic (VB)*, capaz de determinar, no horizonte de um ano, o custo de substituição das centrais térmicas por hídricas, bem como: — informação relativa à variação do consumo e produção de energia eléctrica; — o preço marginal do mercado diário e as tecnologias que o marcaram; — os encargos, proveitos e margens de lucro das centrais térmicas a carvão, a gás natural e a fuelóleo que constituem o Subsistema Termoeléctrico Português, conhecendo os custos marginais de exploração a curto prazo; — exemplos de gestão adoptada para o Sistema Electroprodutor Português em ambiente de mercado e outros resultados considerados pertinentes que são abordados ao longo do documento.

Outro dos objectivos a atingir corresponde à descrição de uma gestão óptima de um sistema puramente térmico e, outro, com a adição do recurso hídrico. Além disso, é caracterizado o Mercado de Electricidade Português e a sua respectiva evolução para um mercado mais abrangente.

O campo de aplicação da ferramenta desenvolvida enquadra-se na ajuda à decisão, de empresas como a EDP que têm ao seu encargo uma grande variedade de centros produtores, de modo a, por exemplo, obter informação que permita preparar propostas que devem ser comunicadas ao Operador de Mercado (OM).

1.3 - Organização do documento

Este documento está organizado em oito capítulos ao longo dos quais se apresentam os temas mais importantes relativos aos objectivos propostos, como a formulação e os diferentes métodos de resolução de um problema de operação optimizada, a realização de estudos de coordenação hidro-térmica, a evolução do sector eléctrico com especial atenção para o caso de Portugal e a descrição do MIBEL, desde o seu início até ao presente, caracterizando-o e abordando a participação de Portugal na sua organização, estrutura e operação. Em seguida, descrevem-se todas as fases da construção da aplicação desenvolvida, a sua implementação e o seu teste, para no final, se retirarem as principais conclusões.

Assim, no presente Capítulo — Introdução — é realçado o interesse do estudo do problema, apresentando-se em que contexto se insere e descrevendo os objectivos principais do trabalho, enumerando os desafios e as ferramentas para a resolução do problema. No fim, apresenta-se a organização deste documento.

No segundo Capítulo – Operação Optimizada – descreve-se a evolução histórica do problema de despacho económico, desde o problema mais simples – despacho económico clássico – até à complexidade associada ao *Optimal Power Flow (OPF)*, o seu aparecimento e a sua evolução. São ainda descritos, de forma sucinta, vários métodos para a resolução de um *OPF*, com destaque para a sua formulação matemática e possíveis obstáculos.

O terceiro Capítulo – Avaliação do Valor da Água – caracteriza a importância do recurso hídrico na gestão do SEE e apresenta as considerações gerais para realizar uma gestão coordenada dos aproveitamentos hídricos e térmicos, para no final, apresentar um possível método de resolução deste problema.

No quarto Capítulo – Organização e Gestão dos Mercados de Electricidade – caracteriza-se, do ponto de vista histórico, o processo de reestruturação sofrido pelo sector eléctrico nos últimos 20 a 25 anos, desde a passagem de uma estrutura verticalmente integrada para um modelo mais desagregado, a forma de relacionar a produção e o consumo através do Operador de Mercado e a apresentação de propostas de compra e venda por parte das entidades presentes em ambiente de mercado. É ainda explicado como se determina o preço marginal de mercado e, a consequente, maximização da função benefício social, o custo marginal de curto prazo e a sua relação com as propostas comunicadas ao OM.

O quinto Capítulo – O Mercado Ibérico de Electricidade, MIBEL – começa por descrever a evolução do mercado liberalizado no pólo português, do ponto de vista histórico, da adesão de clientes e do peso do consumo no mesmo. De seguida, aborda os mercados principais, com destaque para o mercado diário e intradiário, e a participação das diferentes tecnologias na caracterização da oferta e na forma como se processa a cobertura da procura, com especial atenção para o seu impacto na formação de preços na zona portuguesa e espanhola em que se desdobra o mercado ibérico. É ainda descrito o mecanismo de *market splitting* face a uma situação de congestionamento nas interligações entre o pólo português e o pólo espanhol.

O sexto Capítulo – Aplicação Computacional Desenvolvida – descreve todos os passos dados no desenvolvimento e implementação da aplicação computacional, desde a escolha da linguagem de programação, *VB*, até ao seu desenvolvimento, passando pela construção da interface com o utilizador.

No sétimo Capítulo – Sistema Electroprodutor no Ano de 2009, Caso de Estudo – apresenta-se os resultados mais relevantes do caso de estudo considerado, correspondente ao ano de 2009, obtidos a partir de simulações computacionais da aplicação desenvolvida e implementada em *Visual Basic for Applications (VBA)*. São ainda realizadas comparações dos resultados obtidos entre os diferentes períodos do ano ou qualquer outro instante que se considere relevante.

Finalmente, no oitavo Capítulo – Conclusão – sintetiza-se o estudo realizado e são apresentadas as principais conclusões sobre o trabalho proposto.

Capítulo 2

Operação Optimizada

2.1 - Desenvolvimento histórico do problema de operação optimizada

O problema de optimização do SEE surge a partir do momento em que duas ou mais unidades de produção devem alimentar diversas cargas, obrigando o operador a decidir como distribuir a carga, de forma optimizada, pelas unidades.

Historicamente, os primeiros passos para a optimização iniciaram-se no princípio da década de 20, ou um pouco mais cedo, com o controlo da produção ou como denominado no presente pelo despacho económico clássico, caracterizando-se como um problema em que se determinam as potências a produzir para minimizar os custos de produção, mantendo o fluxo de potências nas linhas dentro dos limites [4].

Nas décadas seguintes, o despacho económico foi usado no controlo em tempo real para alocar a carga do sistema pelas unidades de produção disponíveis. Foram utilizadas as técnicas desenvolvidas entre os anos 30 a 50, denominadas por *Classical Equal Incremental*, com perdas, ou o tratamento da rede por meio de modelos aproximados denominados de *Loss Formulas* [5].

No início dos anos 50, mais concretamente em 1950, iniciaram-se trabalhos com o intuito de melhorar os modelos aproximados de *Loss Formulas*. Em simultâneo, surgiu o problema de Trânsito de Potências², que tem como objectivo determinar a amplitude e a fase das tensões em todos os barramentos da rede, em regime estacionário, conseguindo assim calcular todos os demais parâmetros da rede a partir destes [1] e [5].

Rapidamente, concluiu-se que a optimização da potência activa não era suficiente, dado que uma má gestão da potência reactiva poderia inviabilizar determinados fluxos de potência activa, incrementando os custos. A resposta aos problemas equacionados anteriormente surgiu no início da década de 60 por J. Carpentier, mais concretamente em 1962, quando o problema de *Optimal Power Flow* foi definido como uma extensão do problema convencional de despacho económico, de modo a, determinar os valores óptimos para as variáveis de controlo num sistema de energia sujeito a diversas restrições, i.e., considerando, agora, as

² Também designado por Trânsito de Energia ou Fluxo de Potência (*Power Flow* ou *Load Flow*).

equações nodais de balanço de potência activa e reactiva como restrições de igualdade e as limitações físicas dos equipamentos como restrições de desigualdade [4], [5] e [6].

Com os diversos avanços conseguidos nas técnicas computacionais, como o tratamento eficiente de matrizes esparsas e novos algoritmos matemáticos de optimização, e nas tecnologias da computação, foi possível o desenvolvimento de novos algoritmos que permitem resolver problemas cada vez mais complexos. Esta evolução conduziu ao denominado Trânsito de Energia Optimizado ou, como referido anteriormente, ao *OPF*.

Nessa mesma década, em 1968, foi apresentado por H. W. Dommel e W. F. Tinney um método baseado na direcção do vector gradiente reduzido, em que se pretende encontrar o mínimo de uma função por meio de uma série de passos que apontam na direcção da descida mais íngreme, ou seja, são determinados ajustes nas variáveis de controlo usando a direcção definida pelo gradiente reduzido. Em seguida, o valor das variáveis de estado é calculado através da solução do Trânsito de Potências pelo Método de Newton-Raphson [1] e [7].

Por outro lado, os critérios de segurança incluídos nos objectivos de exploração complicaram severamente o problema de optimização, levando ao estudo e à concepção de técnicas que se adaptassem à complexidade do problema. Como consequência, na década de 70, a segurança dos sistemas eléctricos passou a ser abordada de forma mais focada. Neste contexto, a segurança do sistema requer que a operação deste ocorra quando os seus componentes – linhas de transmissão e transformadores – não se encontram exclusivamente no estado normal, mas também em situações de contingência, i.e., quando um ou mais componentes saem de serviço. A introdução de restrições de segurança representa um acréscimo do número de variáveis e de restrições do problema, representando assim uma dificuldade extra, bem como um desafio maior à sua resolução [4] e [5].

Na década de 80, foram efectuados progressos na resolução do problema de *OPF*, com a utilização de métodos de segunda ordem. Nos últimos anos, praticamente toda a investigação sobre o desenvolvimento de novas abordagens para resolver o problema de *OPF* baseou-se em variantes do Método do Ponto Interior. Esta tendência tem como justificação a eficiência e facilidade de implementação deste método [8].

Hoje em dia, qualquer problema que envolva a determinação do ponto óptimo de operação do sistema em regime estacionário é denominado como *OPF*. Esse estado óptimo é determinado ajustando-se as variáveis de controlo, de forma a, minimizar um objectivo sujeito a diversas restrições.

Como síntese, a Figura 2.1 ilustra a evolução das diversas metodologias do *OPF* estudadas desde o seu início até aos dias de hoje [6].

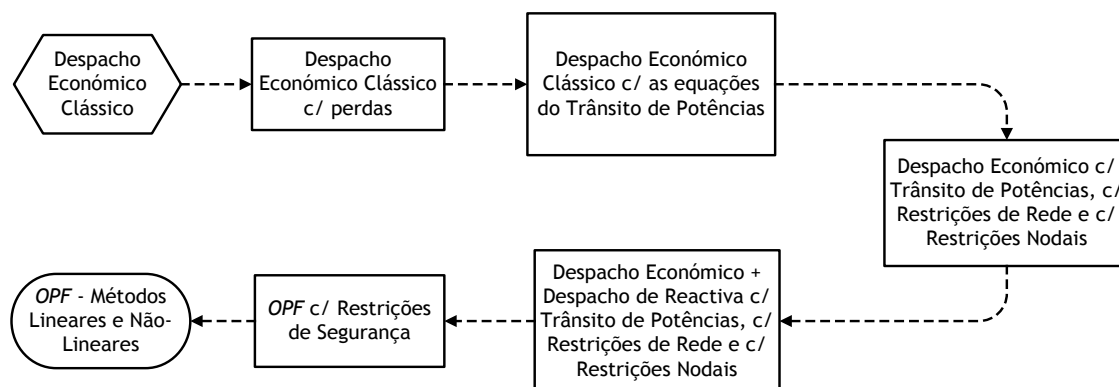


Figura 2.1 — Fluxograma da evolução do *OPF*, desde o seu início, até ao presente.

2.2 - Despacho económico clássico

2.2.1 - Considerações gerais

O problema clássico da definição do ponto de operação de um Sistema de Energia Eléctrica corresponde ao despacho económico ou despacho óptimo. A operação deve ser realizada com o intuito de otimizar o custo de produção e garantir a segurança do fornecimento [1]. O problema consiste em distribuir a carga total do sistema de energia pelos geradores disponíveis, de modo a que o custo total de produção seja o mínimo possível [4], i.e., decidir qual a potência que cada gerador em serviço fornece para satisfazer a carga, garantindo condições de segurança.

O custo de produção varia em função do tipo de central escolhida para ser despachada, uma vez que as centrais que convertem combustível (Carvão, Fuelóleo, Gasóleo ou Gás Natural) em energia eléctrica, possuem diferentes índices de eficiência.

Além do despacho económico, em que as quantidades produzidas pelos geradores são variáveis contínuas, na operação de um Sistema de Energia Eléctrica há que considerar também a opção de ligar ou desligar os geradores em função da variação da carga, uma vez que os custos fixos (independentemente da produção) de uma central podem ser elevados, tornando-se pouco económico operar num nível de produção baixo, sendo preferível desligar a central. Esta selecção de geradores a colocar em serviço – designa-se por pré-despacho³ – corresponde a um problema matematicamente complexo, em que são utilizadas variáveis binárias, adquirindo o valor de 1, se o gerador está designado para produzir, ou o valor de 0, se está desligado [4].

A resolução de problemas do pré-despacho e do despacho económico não constitui uma simples questão de escolha das centrais produtoras mais baratas, visto que deve ser considerado todo o conjunto de condições técnicas que restringem o uso das mesmas, sendo resolvido com recurso às técnicas de optimização.

2.2.2 - Despacho económico básico

Considera-se, numa primeira fase do despacho económico clássico, o caso mais simples – despacho económico sem perdas – ignorando as perdas na rede, cenário que tem aplicação prática no despacho óptimo dos grupos geradores de uma central, não possuindo obrigatoriamente as mesmas características [1].

Caracteristicamente a cada gerador térmico está associada uma função que relaciona a sua produção, P_{Gi} (MW), com o custo que a mesma implica, $C_i(P_{Gi})$ (€/h). A relação anterior deriva da curva de “consumo específico” que representa a quantidade de combustível consumido por hora (€/h) e a respectiva produção eléctrica (MW), sendo uma medida da eficiência do gerador e do preço do combustível [9].

³ *Unit Commitment (UC)*.

A Figura 2.2 ilustra dois exemplos de uma função custos dos geradores, que pode ser quadrática (não linear), Figura 2.2 – a), ou linear por ramos, Figura 2.2 – b).

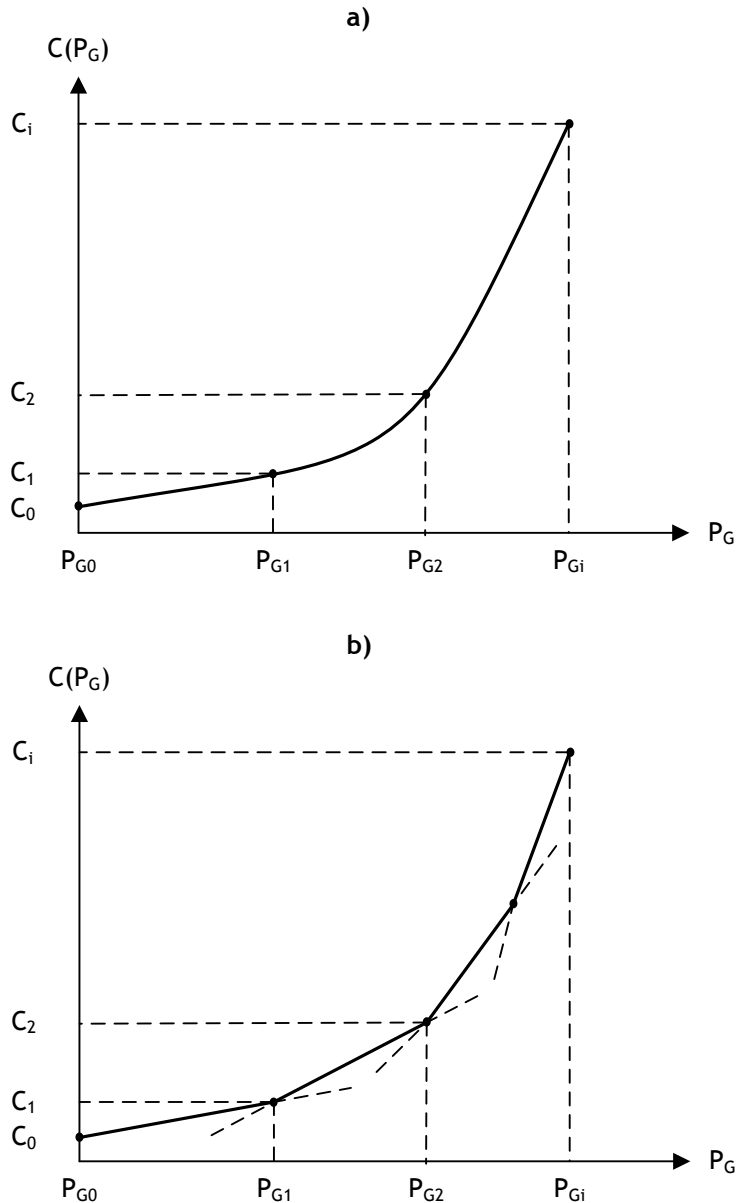


Figura 2.2 – a) Função custo variável dos geradores – quadrática (não linear); **b)** Função custo variável dos geradores – linear por ramos.

A característica da curva de custos de um gerador depende do tipo de tecnologia utilizada e quando representada por uma função quadrática pode ser sujeita a um processo de linearização por secções, empregando diferentes segmentos de recta, com o intuito de se aproximar à curva original, como ilustrado na Figura 2.2 – b) [8].

O custo de produção global de um sistema com m geradores corresponde à soma dos custos individuais de cada gerador em serviço (2.1), sendo C_i o custo de produção horário do grupo gerador i (€/h), que é uma função da potência activa fornecida, P_{Gi}^4 (MW).

⁴ Numa primeira fase, despreza-se o custo de produção da potência reactiva.

$$C(P_G) = C_1(P_{G1}) + \dots + C_m(P_{Gm}) = \sum_{i=1}^m C_i(P_{Gi}) \quad (2.1)$$

A potência total (MW) injectada na rede, dada por (2.2), corresponde à soma das potências de cada uma das unidades de produção individuais [10].

$$P_{G1} + P_{G2} + \dots + P_{Gm} = \sum_{i=1}^m P_{Gi} \quad (2.2)$$

Considerando a carga total, P_C^{total} , e que todos os geradores se encontram em serviço, a soma da produção deve igualar a carga total mais as perdas de transporte, P_{perdas} , como se expressa por (2.3).

$$\sum_{i=1}^m P_{Gi} = P_C^{total} + P_{perdas} \quad (2.3)$$

O objectivo do despacho económico consiste em determinar um conjunto de valores das potências activas, P_{Gi} , que minimizem o custo de produção, $C(P_G)$, sujeito à condição anterior de equilíbrio de potência e aos limites de produção dos geradores (2.4).

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (2.4)$$

2.2.3 - Despacho económico sem perdas e sem limites de produção

A resolução deste tipo de problemas de minimização pode ser feita pelo Método dos Multiplicadores de Lagrange. Pelo que se considera o caso teórico do despacho económico sem perdas e sem limites de produção. Têm-se então a função Lagrangeana dada por (2.5).

$$\mathcal{L}(P_G, \lambda) = \sum_{i=1}^m C_i(P_{Gi}) - \lambda \left(\sum_{i=1}^m P_{Gi} - P_C^{total} - P_{perdas} \right)^5 \quad (2.5)$$

Esta função auxiliar é formada pela combinação do custo de produção total (2.1) e pela restrição expressa pela equação de equilíbrio anterior (2.3).

A equação (2.6) enuncia as condições necessárias, de primeira ordem, para encontrar a solução óptima.

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial C_i(P_{Gi})}{\partial P_{Gi}} - \frac{\partial}{\partial P_{Gi}} \left[\lambda \left(\sum_{i=1}^m P_{Gi} - P_C^{total} - P_{perdas} \right) \right] = 0; & i = 1, \dots, m \quad (i) \\ \frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial \lambda} = \frac{\partial C_i(P_{Gi})}{\partial \lambda} - \frac{\partial}{\partial \lambda} \left[\lambda \left(\sum_{i=1}^m P_{Gi} - P_C^{total} - P_{perdas} \right) \right] = 0; & (ii) \end{cases} \quad (2.6)$$

⁵ Utiliza-se a formulação $\hat{C} = C - \lambda h$, de modo a, resultar em λ positivo.

Calculando as derivadas em cada uma das equações anteriores, obtêm-se (2.7).

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial C_i(P_{Gi})}{\partial P_{Gi}} - \lambda = 0; & i = 1, \dots, m \quad (i) \\ \frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial \lambda} = - \sum_{i=1}^m P_{Gi} + P_C^{total} + P_{perdas} = 0; & (ii) \end{cases} \quad (2.7)$$

Considerando que as perdas de transporte, P_{perdas} , são desprezáveis e que o estado de funcionamento óptimo se obtém igualando a zero as derivadas parciais do Lagrangiano em ordem às variáveis – potências produzidas e λ – determina-se a solução (2.8) [1].

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial C_i(P_{Gi})}{\partial P_{Gi}} - \lambda = 0; & i = 1, \dots, m \quad (i) \\ \frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial \lambda} = - \sum_{i=1}^m P_{Gi} + P_C^{total} = 0; & (ii) \end{cases} \quad (2.8)$$

Pelas primeiras m equações obtêm-se o custo marginal de produção, C_{mar_i} , do gerador i , concluindo-se que no ponto óptimo os geradores operam com igual custo marginal (2.9).

$$\lambda = \frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}}; \quad i = 1, \dots, m \quad (2.9)$$

Segundo [1], a situação de despacho óptimo é obtida se todos os geradores funcionarem com custos marginais de produção iguais (2.10).

$$C_{mar_i} = \lambda; \quad i = 1, \dots, m \quad (2.10)$$

A relação anterior invoca a sua importância no sucesso da optimização de um despacho óptimo, uma vez que serve para definir o custo do último Megawatt de carga abastecido, podendo ser utilizado para definir o preço de intercâmbios de energia eléctrica entre companhias eléctricas [4].

Sintetizando o subcapítulo, a resolução de um problema de despacho económico sem perdas e sem limites de produção é feita por recurso às m equações em (2.9) e à equação de equilíbrio em (2.3), para o cálculo das $m + 1$ incógnitas, que são as potências produzidas pelos m geradores e o custo marginal de produção (λ).

2.2.4 - Despacho económico sem perdas e com limites de produção

Considerando agora um caso semelhante ao anterior, despacho económico sem perdas mas com limites de produção, a função Lagrangeana é dada por (2.11).

$$\begin{aligned} \mathcal{L}(P_G, \lambda) = & \sum_{i=1}^m C_i(P_{Gi}) - \lambda \left(\sum_{i=1}^m P_{Gi} - P_C^{total} - P_{perdas} \right) \\ & - \sum_{i=1}^m \mu_i^{max} (P_{Gi} - P_{Gi}^{max}) - \sum_{i=1}^m \mu_i^{min} (P_{Gi} - P_{Gi}^{min}) \end{aligned} \quad (2.11)$$

O despacho económico além de ser condicionado pela restrição de equilíbrio (2.3) é nesta fase, condicionado pelas restrições de desigualdade dos limites de produção (2.4), ou seja, foram introduzidos novos Multiplicadores de Lagrange à produção de energia eléctrica, i.e., μ_i^{max} , para o limite superior e, μ_i^{min} , para o limite inferior.

As condições necessárias, de primeira ordem, para encontrar a solução óptima, considerando as perdas de transporte (P_{perdas}) desprezáveis, são enunciadas pelo sistema de equações (2.12).

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial C_i(P_{Gi})}{\partial P_{Gi}} - \lambda - \mu_i^{max} - \mu_i^{min} = 0; & i = 1, \dots, m \quad (i) \\ \frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial \lambda} = - \sum_{i=1}^m P_{Gi} + P_C^{total} = 0; & (ii) \end{cases} \quad (2.12)$$

Segundo [4], as condições anteriores estão sujeitas às condições (2.13).

$$\begin{aligned} \mu_i^{max} &\leq 0 & se & P_{Gi} = P_{Gi}^{max} \\ \mu_i^{max} &= 0 & se & P_{Gi} < P_{Gi}^{max} \\ \mu_i^{min} &\geq 0 & se & P_{Gi} = P_{Gi}^{min} \\ \mu_i^{min} &= 0 & se & P_{Gi} > P_{Gi}^{min} \end{aligned} \quad (2.13)$$

Pelas equações (2.12) e (2.13) obtêm-se o custo marginal de produção (C_{margi}), do gerador i , dado por (2.14).

$$\begin{aligned} \frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} &= \lambda + \mu_i^{max} \leq \lambda & se & P_{Gi} = P_{Gi}^{max}; & i = 1, \dots, m \\ \frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} &= \lambda & se & P_{Gi}^{min} < P_{Gi} < P_{Gi}^{max}; & i = 1, \dots, m \\ \frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} &= \lambda + \mu_i^{min} \geq \lambda & se & P_{Gi} = P_{Gi}^{min}; & i = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (2.14)$$

Conclui-se assim, segundo [Paiva, 2005, pág. 655], que “quando um gerador atinge um dos seus limites, máximo ou mínimo, a sua potência é fixada neste valor, sendo os restantes operados de forma a satisfazer a regra dos custos incrementais iguais”.

2.2.5 - Despacho económico com perdas e sem limites de produção

Até este ponto, a análise do despacho económico concentrou-se exclusivamente na minimização do custo de produção sujeito a uma restrição de igualdade entre produções e cargas e considerando limites de geradores. O estudo prosseguirá com a inclusão das perdas na rede de um Sistema Eléctrico de Energia, ou seja, ao realizar despacho económico de diversas centrais de um SEE há que ter em conta as perdas na rede, tornando o problema mais complexo.

O objectivo é concluir que o resultado de um despacho económico se pode alterar significativamente devido às perdas na rede eléctrica que interliga a Produção e o Consumo.

Assim sendo, o custo marginal de produção não é constante em toda a rede, mas varia de nó para nó, dependendo da ligação do mesmo com os geradores [4].

Considerando o novo problema – despacho económico com perdas na rede e sem limites de produção – considera-se a função Lagrangeana enunciada em (2.15).

$$\mathcal{L}(P_G, \lambda) = \sum_{i=1}^m C_i(P_{Gi}) - \lambda \left(\sum_{i=1}^m P_{Gi} - P_C^{total} - P_{perdas}(P_G, P_C) \right) \quad (2.15)$$

A soma da produção de potência activa deve igualar a carga total mais as perdas de transporte e traduz-se pela equação (2.16).

$$\sum_{i=1}^m P_{Gi} = P_C^{total} + P_{perdas}(P_G, P_C) \quad (2.16)$$

Ao considerar as perdas na rede, $P_{perdas}(P_G, P_C)$, as equações (2.15) e (2.16) sofrem duas alterações significativas:

(i) Aumento da potência nos nós de consumo, uma vez que as perdas podem ser representadas por cargas adicionais;

(ii) A relação entre a produção e a carga passa de linear para não linear, devido à relação complexa das perdas, P_{perdas} , da produção, P_G , e da carga, P_C .

Segundo [1], as perdas dependem das tensões nos nós da rede e, conseqüentemente, dos Trânsitos de Potência Reactiva⁶.

As condições necessárias, de primeira ordem, para encontrar a solução óptima são agora dadas por (2.17).

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial C_i(P_{Gi})}{\partial P_{Gi}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_{perdas}(P_G, P_C)}{\partial P_{Gi}} \right) = 0; & i = 1, \dots, m & (i) \\ \frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial \lambda} = - \sum_{i=1}^m P_{Gi} + P_C^{total} + P_{perdas}(P_G, P_C) = 0; & & (ii) \end{cases} \quad (2.17)$$

Reescrevendo a equação (i) de (2.17), obtêm-se (2.18).

$$C_{mar_i} = \lambda \left(1 - \frac{\partial P_{perdas}(P_G, P_C)}{\partial P_{Gi}} \right); \quad i = 1, \dots, m \quad (i) \quad (2.18)$$

Nesta expressão, a derivada parcial $(\partial P_{perdas}(P_G, P_C)) / (\partial P_{Gi})$ representa as perdas incrementais associadas ao gerador i .

A resolução de um problema de despacho económico com perdas e sem limites de produção é feita por recurso às m equações e à equação de equilíbrio, (2.16), para o cálculo das $m + 1$ incógnitas, de forma semelhante ao exposto anteriormente.

⁶ Nesta fase despreza-se a influência da potência reactiva, porque as perdas representam uma pequena percentagem da carga.

Segundo [1], a situação de despacho óptimo é obtida se todos os geradores funcionarem com custos incrementais de produção, C_{mar_i} , multiplicados por um factor de penalização, L_i , iguais, de acordo com a expressão (2.19).

$$L_i \times C_{mar_i} = \lambda; \quad i = 1, \dots, m \quad (2.19)$$

Nesta expressão, o factor de penalização para o gerador i é dado pela expressão (2.20).

$$L_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_{perdas}(P_G, P_C)}{\partial P_{Gi}}}; \quad i = 1, \dots, m \quad (2.20)$$

2.2.6 - Despacho económico com restrições de limites dos ramos

O planeamento e a construção das Redes de Energia Eléctrica é feita considerando a capacidade de transporte suficiente de que as mesmas têm de ser dotadas, para satisfazer a carga, incluindo os períodos em que um ou mais elementos da rede tenham sofrido algum dano e estão fora de serviço, para reparação. No entanto, apesar do planeamento cuidado, existem casos em que a capacidade máxima de uma linha da rede é atingida, ficando saturada. Com efeito, nestes casos, o despacho económico deve ter em conta este tipo de restrições a fim de identificar um ponto de funcionamento viável.

O efeito do limite de capacidade de transporte das linhas na operação do sistema pode ser mais significativo que o efeito das perdas, visto que poderá ser necessário realizar o despacho de centros produtores muito dispendiosos, mas disponíveis, dentro das áreas de carga, onde o acesso de grupos geradores mais económicos é reduzido atendendo aos limites de transporte.

Assim, segundo [11], este problema pode ser caracterizado por um sistema sem perdas e com limites de produção, mas com restrições quanto ao fluxo que atravessa cada um dos ramos, $r(i - j)$. Com efeito, considera-se a equação (2.21), de acordo com a qual se pretende minimizar o custo total de produção.

$$\min \quad f = \sum_{i=1}^m C_i(P_{Gi}) \quad (2.21)$$

Sujeita à condição de equilíbrio entre as potências produzidas e a carga, dada por (2.22).

$$\text{su}j. \quad \sum_{i=1}^m P_{Gi} = \sum_{i=1}^m P_{Ci} \quad (2.22)$$

E sujeita à expressão (2.23), que permite garantir que os limites máximos e mínimos do Fluxo de Potência Activa são cumpridos, atendendo aos coeficientes de sensibilidade, a_r^k , do Modelo DC.

$$P_r^{\min} \leq \sum a_r^k \cdot (P_{Gk} - P_{Lk}) \leq P_r^{\max}; \quad \forall r \quad (2.23)$$

E ainda, sujeita às restrições (2.4), que garantem as condições reais de funcionamento dos geradores no que concerne aos seus limites mínimos e máximos de funcionamento.

2.3 - Trânsito de energia optimizado, *OPF*

2.3.1 - Considerações gerais

Nas secções anteriores o problema de optimização do sistema eléctrico foi formalizado recorrendo ao denominado despacho económico clássico, que integra uma equação que engloba as variáveis em jogo de uma forma aproximada (2.24).

$$\textit{Produção Total} = \textit{Carga Total} + \textit{perdas} \quad (2.24)$$

Nesta formulação, como referido anteriormente, foram ignoradas além de diversas restrições operacionais da rede, a influência da potência reactiva, admitindo-se tensões constantes nos nós do sistema. As limitações impostas pelo modelo anterior podem ser ultrapassadas recorrendo ao Trânsito de Energia Optimizado ou *OPF*.

Nas próximas secções é alvo de estudo a versão moderna do problema de despacho económico – Trânsito de Energia Optimizado – que tem como objectivo optimizar em regime permanente um SEE. Caracteriza-se por corresponder a um problema de optimização não linear, que utiliza um modelo completo da rede para o cálculo de um conjunto de variáveis de estado e de controlo do sistema, através de dados relativos à carga e permitindo a inclusão da potência reactiva, assim como restrições ambientais e de segurança. A disponibilidade de meios de cálculo potentes e de algoritmos eficientes de optimização permitem a solução deste problema para sistemas eléctricos de grande dimensão.

O problema de *OPF* visa determinar os valores óptimos para as variáveis de controlo de SEE, optimizando uma função objectivo sujeita a um conjunto vasto e esparso de restrições de igualdade, assim como a um conjunto de limitações físicas e operacionais impostas pelos equipamentos e exigências de segurança, denominadas de restrições de desigualdade [6].

Relativamente à sua utilização, o *OPF* é empregue em duas situações distintas:

(i) Em tempo real, i.e., *on-line*, com os objectivos: – Realização do despacho óptimo com minimização de perdas respeitando todas as restrições; – ênfase na correcção das violações operacionais; – Limitação no número de acções de controlo a efectuar. De referir que nos objectivos enumerados anteriormente, deve imperar a rapidez e a fiabilidade;

(ii) Em modo *off-line*, com os objectivos: – Planeamento da exploração; – Simulação do efeito da instalação de baterias de condensadores; – Análises económicas.

Em ambos os tipos de análise, a aplicação do *OPF* deve ser realizada de forma robusta, flexível e compatível com outras funções, por exemplo, integradas num *EMS*⁷ [8].

⁷ *Energy Management System*.

2.3.2 - Formulação matemática

2.3.2.1 - Representação matemática

Matematicamente, o problema de OPF consiste em otimizar uma função objectivo (2.25), satisfazendo restrições expressas por igualdades (2.26) e desigualdades (2.27), de acordo com [1] e [12].

$$\min \quad f([u], [x]) \quad (2.25)$$

$$\text{su}j. \quad [g([u], [x], [p])] = 0 \quad (2.26)$$

$$[h([u], [x], [p])] \leq 0 \quad (2.27)$$

Nesta formulação:

- $[u]$: conjunto de variáveis de controlo (potências activas produzida pelos geradores, potência reactiva produzida pelos compensadores síncronos, potência activa veiculada pelas interligações, tensão nos barramentos PV⁸, posição das tomadas dos transformadores, posição das tomadas de bateria de condensadores, posição das tomadas de *shunts* indutivos, relações de transformação e ângulo dos transformadores desfasadores);
- $[x]$: conjunto de variáveis de estado ou dependentes (fases nos barramentos PQ⁹ e PV e tensões nos barramentos PQ);
- $[p]$: conjunto de parâmetros fixos;
- $[g([u], [x], [p])]$: conjunto de equações do Trânsito de Potências reflectindo o equilíbrio de potências activa e reactiva nos nós da rede;
- $[h([u], [x], [p])]$: conjunto de limites de operação (potências activas ou reactivas produzidas, tensões nos barramentos, relações de transformação, Trânsitos de Potência nas linhas e transformadores).

2.3.2.2 - Função objectivo

Na resolução de um problema de OPF é necessário caracterizar o estado óptimo de um sistema eléctrico através de uma função escalar, devido aos múltiplos factores que podem ser considerados desejáveis para a solução. Assim sendo, o primeiro objectivo da exploração consiste em eliminar as possíveis violações de limites que existam na rede, i.e., pretende-se

⁸ Barramento PV – Corresponde à central, onde se estipula o valor da potência activa produzida, P_{Gi} , e da tensão, $|V|$, que pode ser controlada pela excitação das máquinas [14].

⁹ Barramento PQ – Corresponde ao barramento de consumo, $S_{Gi} = 0$, ou produção fixa, $S_{Gi} = \text{conhecido}$, onde se conhece P e Q [14].

que o sistema permaneça no estado normal apesar de terem ocorrido determinadas contingências, a que estará associado um custo económico.

Na Figura 2.3 apresentam-se os diferentes estados em que o sistema se pode encontrar e as transições entre eles, resultantes de contingências ou devidas à implementação de acções de controlo.

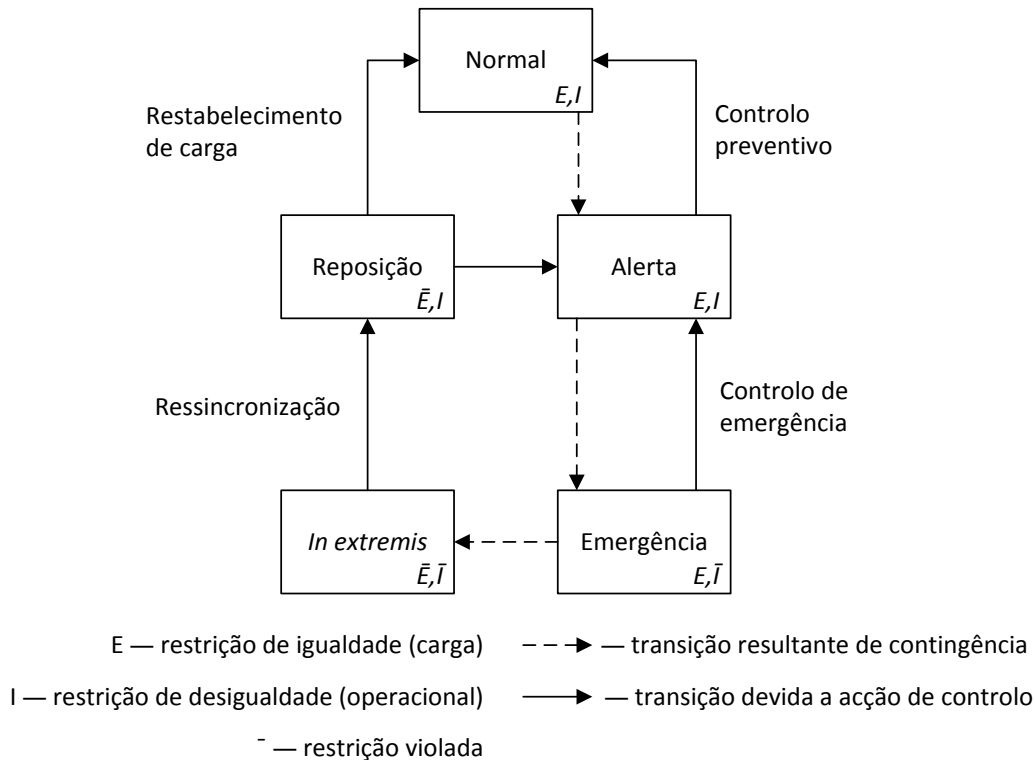


Figura 2.3 — Diagrama de transição de estados.

Como descrito em [1] e [13], no estado normal as variáveis de controlo encontram-se dentro dos limites de funcionamento normal e os critérios de segurança são cumpridos. De uma forma geral, os diversos estados são caracterizados nos parágrafos seguintes.

Estado Normal — Situação para a qual as variáveis de controlo que caracterizam o estado do sistema se encontram dentro dos limites de funcionamento normal, e os critérios de segurança são cumpridos, ou seja, o sistema opera com uma margem de segurança adequada para fazer face às contingências;

Estado de Alerta — Estado no qual uma ou mais variáveis de controlo do sistema se encontram fora dos limites de funcionamento normal, mas toda a carga continua a ser alimentada. De referir que um novo incidente poderá originar a transição para o estado de emergência;

Estado de Emergência — Situação em que uma ou mais variáveis de controlo do sistema eléctrico apresentam valores fora das margens de funcionamento normal, incluindo-se neste estado os casos em que ocorrem interrupções no fornecimento de energia eléctrica (corte de carga);

Estado de Reposição – Situação caracterizada pela perda do fornecimento de energia eléctrica numa parte ou na totalidade do sistema eléctrico, sendo que o principal objectivo é o da reposição ordenada, segura e rápida do serviço por meio do controlo de emergência. As acções de emergência podem incluir a reconfiguração topológica da rede, o redespacho da produção ou a entrada em funcionamento de grupos geradores de recurso, de modo a fazer regressar o sistema ao estado normal;

Estado In Extremis – No caso do controlo de emergência não conseguir resolver o problema que o afectou, o sistema entra, ao fim de algum tempo, no estado *in extremis*, que se caracteriza pela interrupção da produção de energia e perda de carga – deslastre selectivo de cargas. De referir que em caso de acidente grave, a perda de carga pode ser total, originado um apagão.

As transições entre os estados de funcionamento definidos anteriormente podem ocorrer como consequência de perturbações no sistema eléctrico (transições involuntárias) ou por acções de controlo (transições voluntárias). O objectivo é minimizar o impacto dos incidentes e, uma vez que estes tenham ocorrido, torna-se necessário devolver o sistema ao estado normal de operação no menor tempo possível. O recurso a sistemas de supervisão e controlo¹⁰ facilita e acelera a resolução de situações anómalas. Muitos dos processos a ser implementados podem ser automatizados, substituindo assim o papel do operador.

Definido o estado óptimo de operação do sistema, é necessário seleccionar qual o objectivo do problema de OPF. Um problema só poderá ser definido como um problema de optimização se possuir uma função objectivo que se pretende optimizar, i.e., maximizar ou minimizar. Na formulação de um OPF é comum considerar como função objectivo a minimização dos custos de produção. No entanto, o problema poderá ser modelizado para outros objectivos, dependendo da decisão do utilizador. Apresentam-se, de seguida, alguns exemplos de funções objectivo que podem ser consideradas num problema de OPF [8] e [12].

Minimização dos custos de produção

É o objectivo mais utilizado num problema de despacho económico, compreende não só o total dos custos de produção controlada, como os custos inerentes às transacções de energia. A formulação do problema é descrita pela expressão (2.28).

$$f = \sum_i C_i(P_{Gi}) \quad (2.28)$$

Na sua resolução participam todas as variáveis de controlo do sistema, existindo duas variantes do problema:

(i) *Security-Constrained Economic-Dispatch (SCED)* – apenas é controlada a produção de potência activa e são incluídas variáveis relacionadas com as tensões e as tomadas de transformadores, para coordenar as perdas de transmissão;

¹⁰ *Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)*.

(ii) *Full Optimal Power Flow (Full OPF)* – controlo simultâneo da potência activa e da potência reactiva com o objectivo de minimizar os custos de operação.

Minimização das perdas activas de transmissão

Surge no seguimento do objectivo considerado anteriormente, sendo normalmente tratado como um caso especial do mesmo, considerando que todas as potências activas, P_{Gi} , são fixadas, à excepção da potência associada ao barramento de referência, cuja produção de energia activa deve ser minimizada.

O problema é, então, resolvido com a intervenção de todas as variáveis de controlo, $[u]$, à excepção da produção de potência activa e dos Trânsitos de Potência Activa nas interligações, podendo ainda excluir outras variáveis, como as tomadas de fase dos transformadores, visto terem mais utilidade no controlo de potência activa. Assim sendo, este objectivo está associado ao controlo da tensão nos barramentos.

A solução do problema caracteriza-se por ser fiável e é constituída por uma região com vários mínimos locais e valores semelhantes, devido ao contributo dado pela fixação da produção de potência activa no resultado final.

Minimização dos desvios da função objectivo

Surge com o intuito de desencorajar a ocorrência de desvios, em relação a um valor desejado ou existente para a solução, causados por violações de restrições.

A expressão (2.29) enuncia a função típica para o problema exposto.

$$f = \sum_i w_i (s_i - s_i^{sp})^2 \quad (2.29)$$

Nesta expressão, s_i^{sp} representa o valor desejado para a variável s_i e w_i representa o peso ou a penalidade atribuída ao desvio correspondente.

Minimização do corte de carga (quando o deslastre se torna indispensável)

Num problema de *OPF* existem situações em que o mesmo não apresenta solução. Assim sendo, o novo objectivo do problema consiste na minimização do corte de carga, i.e., aplicar um deslastre de cargas, que é, de qualquer forma, encarado como uma solução de último recurso. Com o intuito de aplicar um deslastre de cargas, rigoroso e fiável, especificam-se diferentes penalidades, escalonando por níveis os tipos de cargas. De referir que as cargas podem ter prioridades diferentes, pelo que as penalidades serão sensíveis às cargas mais ou menos prioritárias.

Minimização das violações

Quando um problema é inicialmente inviável, pode adoptar-se a estratégia de descobrir se o sistema pode ser operado tolerando pequenas violações em algumas restrições do mesmo. Com esse intuito, um método de optimização utilizando penalidades para as violações pode encontrar a melhor solução de forma automática. Por outro lado, a função objectivo

pode ser alterada de modo a considerar a minimização do quadrado dos desvios de algumas restrições. Por último, uma abordagem diferente pode ser adoptada podendo garantir um maior controlo sobre os níveis de violação, através da continuação ou repetição da resolução de um *OPF* com os limites a serem expandidos de forma programada.

Podem ainda ser considerados a Minimização do número de acções de controlo a tomar no caso de contingência e a Minimização das emissões poluentes (impacto ambiental).

Deve referir-se que dependendo do tipo de problema de *OPF*, as funções objectivo podem ser lineares ou não lineares, podendo ser implementadas de forma isolada ou combinada entre si. Neste último caso, para a resolução do *OPF* pode-se definir um problema multi-objectivo, em que se pretende otimizar mais do que um critério. Com efeito, podem-se considerar diversos objectivos que são, normalmente, contraditórios. Assim, o conceito de óptimo é substituído pelo de solução não dominada. A seguir à identificação das soluções não dominadas ou eficientes deve conduzir-se um processo de decisão que, de qualquer forma, dependerá do agente de decisão. Em diversas aplicações estes problemas são tratados formulando um outro problema em que são agrupados os diversos objectivos parcelares de acordo com os graus de preferência do decisor.

2.3.2.3 - Restrições de igualdade e de desigualdade

Como referido anteriormente, o problema de *OPF* (2.25), está sujeito a restrições de igualdade (2.26) e restrições de desigualdade (2.27) [8].

As restrições de igualdade representam as equações do Trânsito de Potências.

Relativamente às restrições de desigualdade, estas correspondem aos limites físicos (limites invioláveis), operacionais (limites das diferentes variáveis da solução do problema) e de segurança do sistema, caracterizando-se por serem mais numerosas do que as anteriores, mas nem sempre são activadas, ou seja, durante a resolução do problema apenas algumas restrições atingem o seu limite. A sua classificação pode realizar-se em três grupos:

(i) Restrições Físicas – relacionadas com os limites de capacidade dos componentes do sistema: – limites máximos e mínimos de todas as variáveis de controlo; – limites máximos da potência aparente produzida nos geradores; – limites dos *shunts* capacitivos, entre outros;

(ii) Restrições Operacionais – relacionadas com os limites no esfasamento das tensões (linhas com problemas de estabilidade); – limites máximos e mínimos do módulo da tensão nos barramentos; – correntes máximas admissíveis nas linhas e transformadores, entre outros limites impostos;

(iii) Restrições de Segurança – relacionadas com situações de contingência ou, por exemplo, com requisitos mínimos de Reserva Girante¹¹.

¹¹ Diferença entre a potência activa máxima de um grupo gerador e a potência que ele se encontra a fornecer [15].

2.3.2.4 - Variáveis do problema

Num problema de *OPF* as variáveis podem classificar-se em três tipos, variáveis de estado, de controlo e de perturbação [1] e [6].

Variáveis de perturbação

Também denominadas por variáveis incontroláveis, correspondem às cargas activas e reactivas que são impostas pelos consumidores. No entanto, em determinadas situações críticas pode-se aplicar um deslastre selectivo da carga, i.e., desligam-se algumas destas para evitar o eventual colapso do sistema. Nestas condições, a potência destas cargas passa a variável de controlo.

Variáveis de controlo

Também denominadas por variáveis independentes, definem-se como grandezas a que o utilizador terá acesso de modo a controlar ou alterar as mesmas, i.e., são as variáveis do sistema que o operador pode regular para que a rede seja operada no seu ponto óptimo para um determinado cenário de cargas, tendo resultado do problema de optimização. Fazem parte destas:

(i) Módulo e argumento da tensão no barramento de balanço;

(ii) Tensões e potências activas produzidas nos barramentos do tipo PV;

(iii) Potências activa e reactiva produzidas nos barramentos do tipo PQ. Caso sejam de carga, não existem potências produzidas.

As variáveis anteriores estão associadas a geradores. Existem ainda outras variáveis de controlo referentes à rede: — admittance ou reactância das baterias de condensadores; — relação de transformação dos transformadores com tomadas; — ângulo de defasagem dos transformadores desfasadores; — posição dos disjuntores (aberto ou fechado).

Variáveis de estado

Definem-se como a consequência da aplicação das variáveis anteriores (perturbação e controlo) no sistema, i.e., são variáveis dependentes que permitem definir o estado de operação do sistema directamente pela sua aplicação nas equações do Trânsito de Potências. Fazem parte destas:

(i) Potências activa e reactiva produzidas no barramento de balanço;

(ii) Potência reactiva produzida e argumento da tensão nos barramentos do tipo PV;

(iii) Módulo e argumento da tensão nos barramentos do tipo PQ.

Por último, é essencial para a definição do sistema conhecer os seguintes parâmetros:

(i) Cargas nos barramentos PQ – no problema de OPF caracterizam-se por serem dados recolhidos do estudo de previsão de cargas;

(ii) Fase do barramento de referência barramento em que se especifica a origem das fases das tensões.

2.3.3 - Métodos de resolução do OPF

2.3.3.1 - Considerações gerais

O OPF tornou-se numa ferramenta imprescindível na exploração e planificação dos SEE. Na exploração, permite determinar valores óptimos para as variáveis de controlo, tendo em conta as restrições e limites do sistema. No planeamento, permite prever e estudar as consequências no estado óptimo da rede, que uma alteração na mesma desponha.

As primeiras versões do OPF surgiram do estudo de técnicas de optimização de problemas não lineares. Com o desenvolvimento de novas técnicas numéricas de optimização, surgiram novas versões do OPF, diversificando o tratamento dado ao problema.

Nos próximos pontos apresenta-se a evolução das técnicas de resolução do OPF, desde o Método do Gradiente, aos comercializados actualmente que se baseiam no Método de Newton, em Programação Linear Sequencial, em Programação Quadrática Sequencial e no Método dos Pontos Interiores.

2.3.3.2 - Método do Gradiente

Sem restrições nas variáveis de controlo

Segundo [1] e [16] e, como referido anteriormente, o objectivo deste método centra-se em determinar o mínimo de uma função, seguindo uma série de etapas que apontam na direcção da descida mais íngreme.

Na exposição do método, considera-se numa primeira fase, a inexistência de restrições de desigualdade, pelo que o mínimo da função objectivo se obtém pelo método dos Multiplicadores de Lagrange. Nestas condições, o Lagrangiano é definido pela expressão (2.30).

$$\mathcal{L}([x], [u], [p]) = f([x], [u]) - [\lambda]^T \cdot [g([x], [u], [p])] \quad (2.30)$$

Nesta expressão, $[\lambda]$ é o vector dos Multiplicadores de Lagrange.

O mínimo desta função obtém-se igualando a zero cada uma das derivadas parciais do Lagrangiano em ordem a $[x]$, (2.31), $[u]$, (2.32), e $[\lambda]$, (2.33), sendo esta última coincidente com (2.26).

$$\left[\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x} \right] = \left[\frac{\partial f}{\partial x} \right] - \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^T \cdot [\lambda] = 0 \quad (2.31)$$

$$\left[\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial u} \right] = \left[\frac{\partial f}{\partial u} \right] - \left[\frac{\partial g}{\partial u} \right]^T \cdot [\lambda] = 0 \quad (2.32)$$

$$\left[\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} \right] = -[g([x], [u], [p])]^T = 0 \quad (2.33)$$

O sistema de equações não-lineares anterior pode ser resolvido de forma iterativa pelo seguinte algoritmo:

1. Estimar um conjunto de valores iniciais para as variáveis de controlo $[u]$;
2. Resolver o Trânsito de Potências– restrições de igualdade, equação (2.33) – pelo Método de Newton-Raphson;
3. Resolver a equação (2.31) em ordem a $[\lambda]$, obtendo-se (2.34);

$$[\lambda] = \left[\left[\frac{\partial g}{\partial u} \right]^T \right]^{-1} \cdot \left[\frac{\partial f}{\partial u} \right] \quad (2.34)$$

A matriz $[\partial g / \partial u]$ corresponde ao Jacobiano calculado para a solução do Trânsito de Potências.

4. Utilizando o valor de $[\lambda]$, determinado no passo anterior, calcular o gradiente de \mathcal{L} em ordem a $[u]$ pela equação (2.32), i.e., calcular (2.35);

$$[\nabla \mathcal{L}] = \left[\frac{\partial f}{\partial u} \right] - \left[\frac{\partial g}{\partial u} \right]^T \cdot [\lambda] = 0 \quad (2.35)$$

5. Se $[\nabla \mathcal{L}]$ for inferior a uma tolerância específica, o mínimo foi alcançado – termina o algoritmo;
6. Se a etapa 5 não foi verificada, é necessário calcular um novo vector de variáveis de controlo, $[u^{k+1}]$, expresso em (2.36). A seguir, usando o valor do gradiente obtido na etapa 4, $[\nabla \mathcal{L}]$, retornar-se à etapa 2.

$$[u^{k+1}] = [u^k] - \alpha \cdot [\nabla \mathcal{L}] \quad (2.36)$$

Neste algoritmo a etapa 6 é considerada crítica, uma vez que a convergência é fortemente afectada pelo valor do parâmetro α :

- (i) Um valor muito baixo resulta num número elevado de iterações (k);
- (ii) Um valor muito elevado pode resultar em oscilações em torno do mínimo da função e, consequentemente, pode originar a divergência do método.

Com restrições nas variáveis de controlo

Considera-se, numa segunda fase, a existência de restrições impostas às variáveis de controlo, que estão sujeitas às restrições (2.37).

$$\begin{aligned} [u] - [u^{max}] &\leq 0 \\ [u^{min}] - [u] &\leq 0 \end{aligned} \quad (2.37)$$

Recorrendo ao Teorema de Kuhn-Tucker obtêm-se as condições necessárias para a determinação do mínimo, caso as funções sejam convexas.

Se a correcção feita na equação (2.36) levar a variável u_i a violar um dos limites, u_i^{max} ou u_i^{min} , o valor da variável é fixado nesse limite e, conseqüentemente, é adicionado ao Lagrangeano, dado por (2.30), um termo correspondente a cada restrição activa, obtendo-se assim (2.38).

$$\begin{aligned} \mathcal{L}([x], [u], [p]) &= f([x], [u]) - [\lambda]^T \cdot [g([x], [u], [p])] \\ &\quad - [\mu^{max}]^T \cdot ([u] - [u^{max}]) \\ &\quad - [\mu^{min}]^T \cdot ([u^{min}] - [u]) \end{aligned} \quad (2.38)$$

Se u_i^{max} e u_i^{min} forem iguais, u_i será fixo e adicionado ao vector $[p]$.

O mínimo da função obtém-se igualando a zero o gradiente do Lagrangiano, i.e., pelas razões apresentadas anteriormente, determina-se $[\nabla \mathcal{L}] = 0$, a partir da equação (2.32) transformada, dada agora por (2.39).

$$\left[\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial u} \right] = \left[\frac{\partial f}{\partial u} \right] - \left[\frac{\partial g}{\partial u} \right]^T \cdot [\lambda] - [\mu] = 0 \quad (2.39)$$

Da equação (2.39), resulta (2.40).

$$\begin{aligned} \mu_i &= \mu_i^{max}; & se & \mu_i < 0 \\ \mu_i &= -\mu_i^{min}; & se & \mu_i > 0 \end{aligned} \quad (2.40)$$

Da análise das equações (2.39) e (2.35) verifica-se que para uma solução não óptima, $[\mu]$ é igual ao gradiente $[\nabla \mathcal{L}]$. Na situação óptima, $[\mu]$ tem de verificar as condições (2.41).

$$\begin{aligned} \mu_i &= 0; & se & u_i^{min} < u_i < u_i^{max} \\ \mu_i &= \mu_i^{max} \leq 0; & se & u_i = u_i^{max} \\ \mu_i &= -\mu_i^{min} \geq 0; & se & u_i = u_i^{min} \end{aligned} \quad (2.41)$$

Com limites de operação do sistema

Este tipo de restrições pode ser implementado nesta formulação através de funções de penalidades, que têm como objectivo substituir limites rígidos por flexíveis, quando ocorre uma violação de uma restrição do tipo da condição (2.27).

Com efeito, as funções de penalidade geralmente utilizadas são quadráticas tal como se ilustra na Figura 2.4 e podem ser expressas pelas equações (2.42).

$$\begin{aligned}
 w_j &= s_j(x_j - x_j^{\max})^2; & \text{se} & \quad x_j > x_j^{\max} \\
 w_j &= 0; & \text{se} & \quad x_j^{\min} \leq x_j \leq x_j^{\max} \\
 w_j &= s_j(x_j - x_j^{\min})^2; & \text{se} & \quad x_j < x_j^{\min}
 \end{aligned} \tag{2.42}$$

O parâmetro s_j influencia o desempenho computacional do algoritmo, i.e., quanto maior for o seu valor, mais próximo do limite especificado será a solução e mais lenta a convergência do algoritmo.

Com o método de penalidades, a função objectivo é adicionada de uma função de penalidade, w_j , obtendo-se assim (2.43).

$$\mathcal{L}([x], [u], [p]) = f([x], [u]) - [\lambda]^T \cdot [g([x], [u], [p])] - \sum_j w_j \tag{2.43}$$

A Figura 2.4 ilustra graficamente, como referido anteriormente, o tipo de função penalidade utilizada no Método do Gradiente.

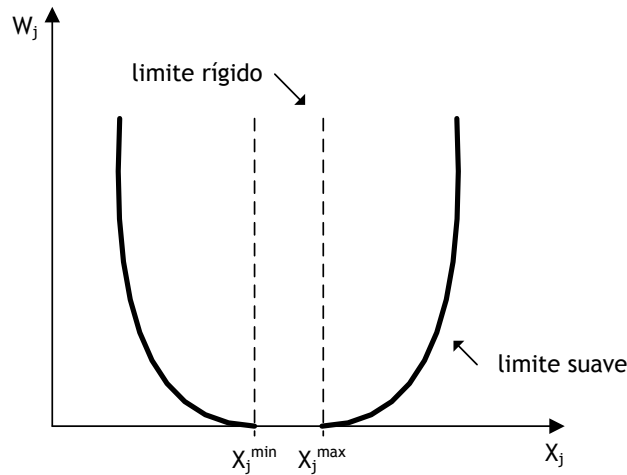


Figura 2.4 – Função de penalidade quadrática.

O mínimo da função obtém-se igualando a zero cada uma das derivadas parciais do Lagrangiano em ordem a $[x]$, (2.44), e a $[u]$, (2.45).

$$\left[\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x} \right] = \left[\frac{\partial f}{\partial x} \right] - \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^T \cdot [\lambda] - \sum_j \left[\frac{\partial w_j}{\partial x} \right] = 0 \tag{2.44}$$

$$\left[\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial u} \right] = \left[\frac{\partial f}{\partial u} \right] - \left[\frac{\partial g}{\partial u} \right]^T \cdot [\lambda] - \sum_j \left[\frac{\partial w_j}{\partial u} \right] = 0 \tag{2.45}$$

2.3.3.3 - Método de Newton

Segundo [1], o Método de Newton surge como alternativa vantajosa relativamente ao método anterior, uma vez que o Método de Gradiente apresenta diversos problemas na

solução do OPF. Por um lado, a direcção do gradiente tem de ser alterada frequentemente, tornando a convergência vagarosa e, por outro lado, na proximidade do mínimo, o método garante pouca precisão.

Ao invés, o Método de Newton apresenta grande robustez, facilitando a convergência com um número inferior de iterações. Em contrapartida, é um método que se começou a generalizar mais recentemente, devido à sua maior complexidade analítica e computacional, graças à disponibilidade actual de elevada potência de cálculo a baixo custo.

O problema pode ser formulado por (2.46), sendo sujeita às restrições (2.47).

$$\min \quad f([x]) \quad (2.46)$$

$$\begin{aligned} \text{su}j. \quad & g_i([x]) = 0; & i = 1, \dots, m_i \\ & g_i([x]) \leq 0; & i = m_i + 1, \dots, m \\ & x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max} \end{aligned} \quad (2.47)$$

Nesta formulação, m_i é o número de restrições de igualdade e m o número total de restrições.

O Lagrangiano define-se pela expressão (2.48).

$$\begin{aligned} \mathcal{L}([x], [\lambda]) &= f([x]) - [\lambda]^T \cdot [g[x]] \\ &= f([x]) - \sum_i^m \lambda_i \cdot g_i \cdot [x] \end{aligned} \quad (2.48)$$

De referir que ao contrário do método anterior, os Multiplicadores de Lagrange aplicam-se tanto às restrições de igualdade, como de desigualdade.

Recorrendo ao Teorema de Kuhn-Tucker, obtém-se as condições necessárias para a determinação do mínimo, dadas por (2.49).

$$\left[\frac{\partial f}{\partial x} \right] - \sum_{i=1}^m \left[\frac{\partial g_i}{\partial x} \right] = 0 \quad (2.49)$$

A equação (2.49) enuncia a igualdade entre os gradientes da função objectivo, $[\partial f / \partial x]$, e as restrições activas no ponto óptimo, $[\partial g_i / \partial x]$.

Por outro lado, (2.50) indica que as restrições de desigualdade não activas implicam que os Multiplicadores de Lagrange sejam nulos.

$$\begin{aligned} \lambda_i \cdot g_i \cdot [x] &= 0; & i = 1, \dots, m_i \\ \lambda_i &\leq 0; & i = m_i + 1, \dots, m \end{aligned} \quad (2.50)$$

Enuncia-se, agora, o Método de Newton propriamente dito, sendo que para o efeito, se considera que não existem restrições. Este baseia-se numa aproximação quadrática da função objectivo, que se obtém desenvolvendo a mesma em Série de Taylor até aos termos de segunda ordem, como apresenta a equação (2.51).

$$f([x] + [\Delta x]) = f([x]) + [\nabla f]^T \cdot [\Delta x] + \frac{1}{2} [\Delta x]^T \cdot [H] \cdot [\Delta x] \quad (2.51)$$

Nesta expressão, $[\nabla f]$ representa o gradiente da função objectivo dada por (2.52).

$$[\nabla f] = \left[\frac{\partial f}{\partial x_1} \quad \frac{\partial f}{\partial x_1} \quad \dots \quad \frac{\partial f}{\partial x_m} \right] \quad (2.52)$$

A Matriz Hessiana, $[H]$, é dada por (2.53).

$$[H] = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_n} \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 \partial x_1} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_2^2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 \partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_n \partial x_1} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_n \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_n^2} \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

O óptimo obtém-se a partir da equação (2.54).

$$\left[\frac{\partial f}{\partial \Delta x} \right] = [\nabla f]^T + [\Delta x]^T \cdot [H] = 0 \quad (2.54)$$

Sendo $[H]$ uma matriz simétrica, obtém-se o vector de correcções, $[\Delta x]$, por (2.55) e (2.56).

$$[\nabla f] = -[\Delta x] \cdot [H] \quad (2.55)$$

$$[\Delta x] = -[H]^{-1} \cdot [\nabla f] \quad (2.56)$$

Este processo é iterativo, pelo que os valores do gradiente e da Matriz Hessiana são alvo de actualização em cada iteração.

2.3.3.4 - Método de Programação Linear Sequencial

Segundo [17], para uma melhor compreensão desta abordagem, considera-se a formulação de um *OPF* clássico, cujo objectivo é dado pela equação (2.21) e sujeito às duas m equações nodais que caracterizam o sistema eléctrico, (2.57) e (2.58) e, ainda, pelas restrições (2.59) a (2.62).

$$P_i = V_i \cdot \sum_{j=1}^m V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}); \quad i = 1, \dots, m \quad (2.57)$$

$$Q_i = V_i \cdot \sum_{j=1}^m V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}); \quad i = 1, \dots, m \quad (2.58)$$

$$P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max}; \quad i = 1, \dots, m \quad (2.59)$$

$$Q_i^{min} \leq Q_i \leq Q_i^{max}; \quad i = 1, \dots, m \quad (2.60)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}; \quad i = 1, \dots, m \quad (2.61)$$

$$|S_i| \leq S_i^{max} \quad (2.62)$$

Nesta formulação:

- V_i, θ_i : são respectivamente o módulo e a fase da tensão no barramento i ;
- P_i, Q_i : são respectivamente a potência activa e reactiva injectadas no barramento i ;
- $G_{ij} + jB_{ij}$: é o elemento complexo, Y_{ij} , da Matriz de Admitâncias.

No entanto, o problema de optimização é de difícil resolução, devido à sua função objectivo e respectivas restrições serem não lineares. A fim de simplificar as equações, considera-se a realização de um desacoplamento PQ, dividindo o problema em dois sub-problemas: — um respeitante à parte activa — Modelo P θ — outro relativo à parte reactiva — Modelo QV.

Com efeito e, como referido anteriormente no ponto 2.3.2.2, considerando apenas o problema referente à parte activa, constitui-se uma nova formulação do mesmo, denominada por *SCED*. Assim, considera-se a função objectivo expressa por (2.21) mas sujeita, apenas, às restrições dadas por (2.57), (2.59) e (2.62), e utilizando valores do módulo das tensões obtidos em iterações anteriores.

Considerando o que foi dito anteriormente, apresenta-se agora o algoritmo do Método de Programação Linear Sucessiva — *Successive Linear Programming (SLP)* — para a resolução de um problema de optimização, sendo este um processo iterativo composto por diversas etapas, que são resolvidas sucessivamente:

1. A primeira etapa consiste na determinação de um factor, $\beta_{i,l}$, que relaciona os fluxos de potência activa com a produção de energia, por meio de um processo computacional denominado de *Generalized Generation Distribution Factors (GGDF)*. Este factor permanece constante enquanto a topologia da rede for preservada;
2. A segunda etapa consiste na resolução da equação (2.57), utilizando a parte activa do *Fast Decoupled Load Flow (FDLF)*, para obtenção de um ponto de funcionamento do sistema;
3. Seguidamente, é determinado um factor, γ_i , que relaciona as perdas activas com a produção de energia, por meio de um outro processo computacional denominado de *Incremental Transmission Losses Factors (ITLF)*, sendo este factor actualizado em cada iteração;
4. Na quarta etapa são linearizadas todas as expressões não lineares, em torno do ponto de funcionamento obtido anteriormente. Neste processo de linearização estão implícitas as considerações feitas na primeira etapa e na anterior;
5. Em seguida, é resolvido o problema de programação linear, utilizando para o efeito, um dos métodos de resolução adequado, de modo a obter novos valores para as

injecções de potência activa. Com efeito, é permitindo retornar à etapa dois, resolvendo novamente o problema associado.

O processo é repetido até que o critério de paragem seja atingido, i.e., quando o ponto de funcionamento não se altera, para além de uma tolerância especificada, em duas iterações sucessivas.

Este processo iterativo está ilustrado no fluxograma da Figura 2.5.

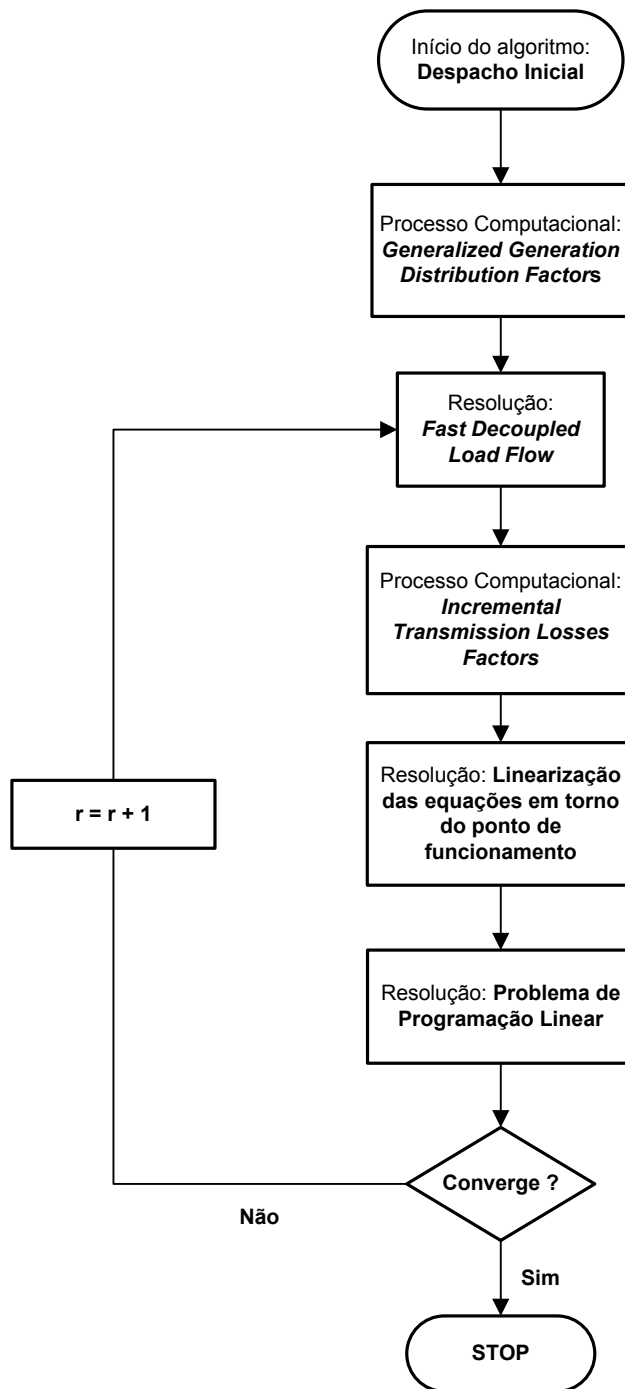


Figura 2.5 — Algoritmo do Método de Programação Linear Sucessiva.

2.3.3.5 - Método de Programação Quadrática Sequencial

Esta secção diz respeito ao Método de Programação Quadrática Sequencial – *Successive Quadratic Programming (SQP)* – para o problema de OPF do despacho de potência reactiva e, segundo [18], é definido como a minimização de uma aproximação quadrática da função objectivo não linear (2.63) correspondente às perdas no sistema de transmissão, sujeita a um conjunto de restrições de desigualdade lineares para as variáveis dependentes (2.64) e de controlo do sistema (2.65).

Este problema é formulado considerando o conjunto de variáveis de controlo que afectam as injeções de potência reactiva, i.e., tensão nos barramentos PV, relações de transformação e ângulo dos transformadores desfasadores, e posição das tomadas de *shunts* indutivos. Relativamente às variáveis dependentes, são consideradas as tensões nos barramentos PQ, potência reactiva injectada nos barramentos PQ e, por vezes, limites do fluxo de potência nas linhas.

$$\min_u \quad \left\{ f(u) = c' \cdot u + \frac{1}{2} \cdot u' \cdot C \cdot u \right\} \quad u \in \mathcal{R}^{n_c} \quad (2.63)$$

$$\text{su}j. \quad u^{\min} \leq u \leq u^{\max} \quad (2.64)$$

$$x^{\min} \leq x \leq x^{\max} \quad (2.65)$$

Nesta expressão:

- $f(u)$: aproximação quadrática da função escalar objectivo utilizada no problema não linear de Trânsito de Energia Reactiva otimizado;
- u : vector das variáveis de controlo, com dimensão n_c ;
- x : vector das variáveis dependentes, com dimensão m .

As variáveis dependentes estão relacionadas com as variáveis de controlo por meio de uma relação de sensibilidade enunciada pela equação (2.66).

$$x = S \cdot u \quad (2.66)$$

Nesta expressão, S é uma matriz de sensibilidade de dimensão $n \times n_c$, sendo n o número de nós do sistema e n_c o número de dispositivos de controlo no sistema.

A aproximação quadrática da função pode ser obtida através de uma expansão em Série de Taylor de segunda ordem. Assim sendo, a estrutura geral para os coeficientes de perdas lineares e quadráticos, assumindo o vector das variáveis de controlo ordenado como em (2.67), é dada por (2.68) e (2.69).

$$u' = [\Delta V_G' \quad \Delta Q_S' \quad \Delta t_r'] \quad (2.67)$$

$$c' = \left[\frac{\partial P_L}{\partial V_i} \quad \frac{\partial P_L}{\partial Q_k} \quad \frac{\partial P_L}{\partial t_p} \right] \quad (2.68)$$

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 P_L}{\partial V_i \partial V_j} & \frac{\partial^2 P_L}{\partial V_i \partial Q_t} & \frac{\partial^2 P_L}{\partial V_i \partial t_q} \\ \frac{\partial^2 P_L}{\partial Q_k \partial V_j} & \frac{\partial^2 P_L}{\partial Q_k \partial Q_l} & \frac{\partial^2 P_L}{\partial Q_k \partial t_q} \\ \frac{\partial^2 P_L}{\partial t_p \partial V_j} & \frac{\partial^2 P_L}{\partial t_p \partial Q_l} & \frac{\partial^2 P_L}{\partial t_p \partial t_q} \end{bmatrix} \quad (2.69)$$

Nestas expressões:

- c' : é um vector de dimensão n , que representa o gradiente da função objectivo;
- C : é uma matriz esparsa de dimensão $n_c \times n_c$, que contém as segundas derivadas da função objectivo e uma combinação linear das funções restrição do vector u' ;
- $P_L = P_{perdas}$: representa as perdas no sistema de transmissão.

Os coeficientes de perdas lineares e quadráticos necessários, à resolução do *OPF*, podem ser obtidos através do Jacobiano, por meios computacionais, uma vez que se verifica a condição (2.70), sendo $[J]$ dado por (2.71).

$$[J].u = 0 \quad (2.70)$$

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (2.71)$$

Nesta expressão, $[J]$ representa o Jacobiano das funções potência activa e reactiva injectada.

A utilização deste modelo está limitada a uma pequena região em torno de um determinado ponto de funcionamento. Portanto, durante o processo iterativo é necessário actualizar o ponto de funcionamento do sistema e os coeficientes de sensibilidade utilizados na formulação do problema.

2.3.3.6 - Método de Pontos Interiores

Nesta secção, segundo [17] e [19], apresenta-se uma visão geral do Método de Pontos Interiores – *Interior Point Method (IPM)*. Numa primeira fase, expõem-se e comparam-se as ideias base dos Métodos Iterativos *Simplex* e Pontos Interiores. De seguida, descrevem-se brevemente o método formulado por Karmarkar na década de 80. Este método surpreendeu a comunidade científica por se revelar um método capaz de resolver problemas de optimização de forma mais rápida e eficaz que o Método *Simplex* convencional.

Com o intuito de fornecer uma ideia geral do processo de otimização, é útil descrever geometricamente as diferenças entre o *Simplex* e o Método de Pontos Interiores. Por um lado, o Método do *Simplex* resolve um problema de programação linear iniciando-se num vértice do espaço de soluções, saltando iterativamente para outro vértice sempre que este permita melhorar a função objectivo e, terminando, quando não existe nenhuma solução que melhore a actual. Esta evolução está ilustrada na Figura 2.6 considerando os pontos x'_0, x'_1, x'_2 e x'_3 .

Por outro lado, o Método de Pontos Interiores na resolução de um problema de programação linear, raramente visa vértices antes de alcançar o ponto óptimo. Identifica soluções no interior do espaço de soluções, construindo um caminho que permite alcançar o ponto óptimo em poucas iterações. Esta evolução está, de novo, ilustrada na Figura 2.6 com a sequência de pontos x_0, x_1, x_2 e x_3 . Assim, consegue-se evitar a necessidade de percorrer um número, por vezes elevado, de vértices da região admissível.

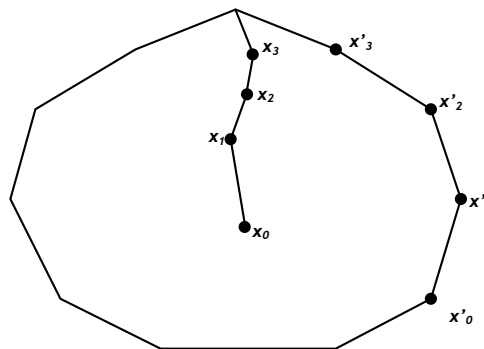


Figura 2.6 — Comparação geométrica entre o Método *Simplex* e o Método de Pontos Interiores.

Na aplicação do Método de Pontos Interiores a um problema de OPF são, em geral, adoptadas duas estratégias distintas. A primeira aplica o método a um problema de programação linear, obtido pela linearização das equações do Trânsito de Potência. A segunda, que se domina por Método dos Pontos Interiores Directo – *Primal-Dual Interior Point Method (PDIPM)*, consiste em aplicar o *IPM* directamente ao problema não linear original de OPF.

Considere-se o seguinte problema não linear de OPF dado por (2.72). e pelas restrições (2.73) e (2.74).

$$\min \quad f(u, x) \quad (2.72)$$

$$\text{su}j. \quad g(u, x) = 0 \quad (2.73)$$

$$h^{\min} \leq h(u, x) \leq h^{\max} \quad (2.74)$$

Nesta formulação o significado de cada um dos elementos de (2.72), (2.73) e (2.74) é o mesmo que o indicado em (2.25), (2.26) e (2.27).

A aplicação do *PDIPM* carece da alteração do sistema de equações anterior, ou seja, é necessário apresentar o problema na forma *standard* introduzindo variáveis de folga, Z , para

transformar as inequações em equações. Em segundo lugar, é necessário acrescentar variáveis artificiais, \mathcal{S} , nas restrições que não têm variáveis básicas. Assim, e com a introdução de uma barreira logarítmica na função objectivo, μ^k , o problema fica definido por (2.75) e (2.76).

$$\min \quad f(u, x) - \mu^k \sum_{i=1}^p (\ln \mathcal{S}_i + \ln \mathcal{Z}_i) \quad (2.75)$$

$$\begin{aligned} \text{su}j. \quad & g(u, x) = 0; \\ & -\mathcal{S} - \mathcal{Z} + h(u, x) - h^{\min} = 0; \quad \mathcal{S} > 0, \quad \mathcal{Z} > 0 \\ & -h(u, x) - \mathcal{Z} + h^{\max} = 0; \end{aligned} \quad (2.76)$$

Nesta formulação:

- $\mu^k > 0$: representa um parâmetro da barreira logarítmica sendo sempre não negativo, para a iteração k ;
- p : representa o número de restrições de desigualdade.

Capítulo 3

Avaliação do Valor da Água

3.1 - Considerações gerais

No capítulo anterior, foi abordada a optimização da exploração de sistemas eléctricos cuja produção de energia eléctrica é obtida através de centrais térmicas. O presente capítulo aborda a mesma temática mas considerando aproveitamentos hidroeléctricos, sendo a coordenação dum sistema hidroeléctrico usualmente mais complexa do que a gestão de um sistema puramente térmico. Num sistema puramente hídrico o custo de combustível (água) é nulo, pelo que o custo marginal de produção, C_{mar} , é igualmente nulo. No entanto, as decisões operacionais tomadas pelo Operador do Sistema (*ISO*) num dado momento, podem afectar significativamente as condições do mesmo no futuro, mais concretamente no caso de SEE em que a componente hídrica com capacidade de armazenamento em albufeira é significativa. Além disso, às centrais hídricas são impostos requisitos mínimos ao nível de caudais ecológicos e das variações de caudal a jusante dos aproveitamentos, designadamente das albufeiras.

Com efeito, o despacho dos diferentes grupos geradores tem de ter em conta a globalidade das restrições com o intuito de se atingir a optimização do despacho do sistema, uma vez que os sistemas hídricos se encontram acoplados não só electricamente, mas também do ponto de vista hídrico, como por exemplo, nos aproveitamentos em cascata. Por outro lado, cada sistema apresenta características distintas em função das diferenças naturais dos rios, tipo de barragem construída, queda de água, sistema de afluentes, entre outros [2].

Tendo em conta as restrições e características anteriores, a decisão de produzir mais energia de origem hídrica e menos de origem térmica para poupar combustível pode originar, a prazo, custos de produção mais elevados se as afluências de água forem reduzidas. Em contrapartida, usar intensamente a produção térmica, armazenando água nas albufeiras, pode resultar mais tarde em descarregamentos e, conseqüente, desperdício do respectivo valor energético [1].

Neste capítulo, é ainda apresentando um método de optimização que permite obter o valor de utilização da água em centrais hídricas com armazenamento e, por conseguinte, custos de substituição de centrais térmicas por hídricas, reflectindo o valor da água.

3.2 - O recurso hídrico

3.2.1 - A importância do recurso hídrico na gestão do SEE

Em Portugal, a ideia da utilização programada do recurso hídrico como força motriz para a produção de energia eléctrica iniciou-se a partir de 1930, como resposta ao desenvolvimento industrial e económico do país. No entanto, esta política nacional, apenas teve efeitos práticos a partir de 1950, com o início da construção dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos dotados de albufeiras com capacidade de regulação.

Mais recentemente e devido aos compromissos internacionais assumidos por Portugal no âmbito do Protocolo de Quioto e da Directiva das Energias Renováveis, o aumento efectivo de produção de electricidade a partir de fontes renováveis só é possível através de aproveitamentos hidroeléctricos ou eólicos.

Assim, por um lado, a construção de aproveitamentos hidroeléctricos permite, além do seu contributo para armazenar e fornecer energia eléctrica, dotar o Sistema Electroprodutor de uma maior disponibilidade, fiabilidade e flexibilidade necessárias à correcta exploração. Esta exploração mais adequada e flexível é conseguida através das características específicas deste tipo de central, como a entrada imediata (duração de poucos minutos) em serviço, assegurando facilmente o ajuste fino entre a produção e o consumo, aceitando as variações constantes de carga a que são sujeitas, reduzindo a utilização de centros produtores com custos de exploração elevados [20].

Além disso, alguns sistemas hidroeléctricos, denominadas de reversíveis, são equipados com a possibilidade de bombagem¹², permitindo otimizar a operação do SEE ao recolocar no reservatório superior a água que já tinha sido utilizada para produzir electricidade. Desta forma, contribui-se para suavizar o diagrama de cargas, ao consumir energia nas horas de vazio, de modo a evitar sobrecustos de exploração. Com efeito, consegue-se transferir produção térmica de certas horas, em que estariam a funcionar grupos mais caros, para outras horas onde existem grupos com menor custo de produção disponíveis [2].

Em situações extremas, como num período de seca, este tipo de equipamentos pode representar uma significativa contribuição nas horas de maior consumo, evitando a utilização de equipamento térmico na ponta ou o recurso à importação de energia eléctrica.

Por outro lado, a integração em larga escala da produção eólica, que se caracteriza por ser intermitente e aleatória, juntamente com o acréscimo da contribuição dos grupos de ciclo combinado a gás natural no Sistema Electroprodutor tem contribuído para a sua expansão. Neste âmbito, as centrais hidroeléctricas desempenham um papel fundamental no cumprimento dos objectivos ambientais e na capacidade de garantir um nível de segurança adequado, dada a sua rapidez de resposta [20].

3.2.2 - O efeito da queda na optimização de aproveitamentos hidroeléctricos

A gestão óptima de um Sistema Electroprodutor como o português, caracterizado por uma componente hídrica relevante, quer pela potência já instalada, quer pelo potencial ainda por

¹² Capacitar as turbinas para trabalharem como bombas hidráulicas, tornando possível, após o fornecimento de energia eléctrica, nova transformação de água em energia armazenada, utilizada com base na gestão óptima do Sistema Electroprodutor.

aproveitar¹³ e por uma parcela de potência termoeléctrica instalada muito significativa, tem como principal objectivo determinar qual a melhor estratégia de operação das centrais e, conseqüentemente, maximizar o lucro das empresas proprietárias, de acordo com os preços de mercado.

Assim, nos aproveitamentos hídricos a energia primária (água) depende da variabilidade das aflúncias hidrológicas e da capacidade de armazenamento dos reservatórios. Estes aproveitamentos podem ser classificados como:

- Aproveitamentos a fio-de-água: capacidade de armazenamento reduzida, dependentes da aflúncia natural do rio para produzir energia;
- Aproveitamentos de albufeira: capacidade de armazenamento elevada, possibilitando a armazenagem do caudal afluente para ser utilizado em situações mais vantajosas;
- Aproveitamentos de albufeira reversíveis: capacidade de bombear água já turbinada, de jusante para montante, enchendo os reservatórios das albufeiras e, assim, aumentar a capacidade de produção disponível.

No entanto, existe ainda outra característica dependente do tipo de aproveitamento que, do ponto de vista energético, influencia a capacidade de produção, que corresponde à altura da queda. Assim, o efeito de queda (h) numa central hídrica caracteriza-se por ser um problema complexo, que deve ser ponderado na gestão óptima de um Sistema Electroprodutor e que tipicamente se considera [21]:

- Constante para aproveitamentos de montanha: a altura de queda é normalmente elevada, pelo que as possíveis variações do nível de água armazenada são reduzidas, mantendo constante a altura de queda;
- Constante para aproveitamentos com capacidade de armazenamento elevado e altura de queda reduzida: o caudal turbinado não altera significativamente o volume de água armazenado e, conseqüentemente, a altura de queda;
- Variável para aproveitamentos a fio-de-água: a capacidade de armazenamento e a altura da queda são reduzidas. Assim, o nível de água nos reservatórios pode variar da cota máxima para a mínima em apenas algumas horas o que origina uma altura de queda muito volátil e, conseqüentemente, o mesmo acontece em relação à potência disponível.

Conclui-se assim, que a consideração do efeito da queda é essencial para a correcta caracterização dos sistemas hidroeléctricos, principalmente em aproveitamentos de fio-de-água. Além disso, com o reforço da potência instalada, quer de produção, quer de bombagem, o problema pode ser agravado uma vez que a capacidade de armazenamento se mantém, mas a capacidade de turbinar e/ou bombear aumentam.

¹³ O potencial energético bruto dos nossos rios encontra-se avaliado em cerca de 32 TWh, dos quais cerca de 21 TWh são considerados como técnica e economicamente aproveitáveis [20].

3.3 - A coordenação hidro-térmica — Um modelo ilustrativo

O modelo apresentado neste ponto utiliza as regras básicas da hidráulica para determinar a repartição óptima de potência num sistema hidro-térmico, pela minimização dos custos marginais de produção dos aproveitamentos térmicos e hídricos, e o custo de operação do sistema a curto prazo, considerando o efeito de queda constante.

Segundo [23], a potência fornecida, P_h , por uma turbina hídrica está directamente relacionada com a energia potencial gravítica da água, W_p , que é armazenada na albufeira e dada pela expressão (3.1).

$$W_p = \rho_0 \cdot g \cdot h \quad (3.1)$$

Nesta expressão:

- W_p : energia (W);
- g : constante gravitacional ($9,8 \text{ m}\cdot\text{s}^{-2}$);
- h : queda do reservatório (m);
- ρ_0 : massa específica da água ($10^3 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$).

Assim, a potência gerada pela turbina, P_h , representando a performance de uma unidade hídrica em modo de produção, em função do caudal turbinado, q , da queda, h , e do rendimento, η , é enunciada pela equação (3.2).

$$P_h = \rho_0 \cdot g \cdot h \cdot q \cdot \eta \quad (3.2)$$

Nesta expressão:

- P_h : potência (W);
- η : rendimento do conjunto turbina-gerador, que varia com a queda e o caudal turbinado;
- h : queda do reservatório (m);
- q : caudal de descarregamento da turbina ($\text{m}^3\cdot\text{s}^{-1}$).

Com efeito, a potência extraída de um aproveitamento hidroeléctrico depende do caudal turbinado e da queda, que por sua vez, depende do volume armazenado na albufeira (restringido pelos seus limites naturais) e que, neste problema, se considera constante.

Assim, o caudal pode ser expresso em função da potência turbinada por uma função quadrática, devido à variação de rendimento, dada pela equação (3.3).

$$q = a + b \cdot P_G + c \cdot P_G^2 \quad (3.3)$$

O objectivo do despacho óptimo de um sistema hidro-térmico consiste em minimizar o custo de operação, C , durante o período de tempo t , sujeito à condição de equilíbrio de potência activa (3.5), aos limites de produção dos geradores (3.6) e à restrição (3.7), que impõe o volume de água (v_i) a turbinar para cada grupo hídrico.

Assim, considerando um sistema com m geradores térmicos e $p - m$ geradores hidráulicos, a função objectivo é dada pela expressão (3.4) [1].

$$\min C = \int_0^t \sum_{i=1}^m C_i(t) \cdot dt \quad (3.4)$$

Nesta expressão:

- C_i : custo de produção horário do grupo gerador i (€/h), que é uma função da potência activa fornecida, P_{Gi} .

Esta função objectivo é sujeita às restrições:

$$\text{su}j. \quad \sum_{i=1}^p P_{Gi}(t) = P_c(t) + P_{perdas}(t) \quad (3.5)$$

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (3.6)$$

$$\int_0^t q_i(t) \cdot dt = v_i; \quad i = m + 1, \dots, p \quad (3.7)$$

A resolução deste problema de minimização pode ser feita pelo Método dos Multiplicadores de Lagrange. Assim, considera-se o Lagrangiano enunciado pela expressão (3.8).

$$\mathcal{L}(C_i, \lambda) = \int_0^t \left\{ \sum_{i=1}^m C_i(t) - \lambda(t) \left(\sum_{i=1}^p P_{Gi}(t) - P_c(t) - P_{perdas}(t) \right) + \sum_{i=m+1}^p v_i \cdot q_i(t) \right\} dt \quad (3.8)$$

De referir que esta função depende do tempo de exploração do sistema e que, como referido anteriormente, o volume de água a turbinar (v_i) é constante.

Considerando que o estado de funcionamento óptimo se obtém igualando a zero as derivadas parciais do Lagrangiano em ordem às variáveis – potências produzidas pelos grupos térmicos (i), pelos grupos hídricos (ii) e $\lambda(t)$ (iii) – determina-se a solução dada por (3.9).

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial C_i(t)}{\partial P_{Gi}} - \lambda(t) \left(1 - \frac{\partial P_{perdas}(t)}{\partial P_{Gi}} \right) = 0; & i = 1, \dots, m & (i) \\ \frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial P_{Gi}} = -\lambda(t) \left(1 - \frac{\partial P_{perdas}(t)}{\partial P_{Gi}} \right) + v_i \frac{\partial q_i(t)}{\partial P_{Gi}} = 0; & i = m + 1, \dots, p & (ii) \\ \frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial \lambda(t)} = - \sum_{i=1}^p P_{Gi}(t) - P_c(t) - P_{perdas}(t) = 0; & & (iii) \end{cases} \quad (3.9)$$

Considerando os factores de penalização definidos pela expressão (2.20), obtêm-se pelas primeiras m equações os custos marginais de produção dos geradores térmicos (i) e pelas $p - m$ equações o valor de utilização da água (ii), concluindo-se que no ponto óptimo os geradores operam com iguais custos marginais (3.10).

$$\left\{ \begin{array}{ll} \lambda(t) = L_i \cdot \frac{\partial C_i(t)}{\partial P_{Gi}}; & i = 1, \dots, m \quad (i) \\ \lambda(t) = L_i \cdot v_i \cdot \frac{\partial q_i(t)}{\partial P_{Gi}}; & i = m + 1, \dots, p \quad (ii) \end{array} \right. \quad (3.10)$$

Isto significa que o valor de utilização da água, v_i (€/m³), ao coincidir com o custo marginal dos geradores térmicos, pode ser interpretado como o custo de substituição de grupos térmicos por hídricos.

Capítulo 4

Organização e Gestão dos Mercados de Electricidade

4.1 - Considerações gerais

A electricidade desde o início da sua utilização mais generalizada em 1879 por Thomas Edison¹⁴, com a invenção da primeira lâmpada incandescente, tornou-se essencial para o bem-estar da sociedade, passando o seu fornecimento a ser encarado como um serviço público, da competência dos Governos, através das empresas integrantes do sector eléctrico.

A liberalização chegou ao sector eléctrico apenas há três dezenas de anos, anteriormente outros sectores fortemente regulados — telecomunicações, gás, caminhos-de-ferro ou transporte aéreo — haviam sido profundamente reestruturados, com o objectivo de criar mercados competitivos. Com efeito, a optimização do Sector Eléctrico de Energia, criando um ambiente concorrencial, é encarada como a chave para a obtenção de ganhos de eficiência proporcionando um aumento do bem-estar do consumidor.

Os mercados de electricidade, bem como a necessidade das empresas operarem a um nível de eficiência máxima de modo a serem competitivas, são uma realidade recente. Antes, as empresas produziam, transportavam e distribuíam a energia eléctrica sem concorrência, numa dada área geográfica. A única concorrência presente durante todo o processo era de ordem interna a cada empresa. Com a liberalização do sector eléctrico, criaram-se novos desafios, como a abolição de barreiras e o desmantelar dos monopólios, a concepção de uma nova arquitectura para a organização do SEE e a optimização de recursos afectos ao sector.

Com efeito, constitui objectivo do presente capítulo realizar, uma breve descrição dos mais significativos mercados de electricidade, de modo a salientar a reestruturação que tem vindo a ser operada no sector eléctrico, onde se salientam três medidas essenciais: — a dissociação de actividades (*unbundling*¹⁵); — o estímulo no acesso de terceiros à rede; — a criação de autoridades reguladoras independentes.

Finalmente, e fazendo a ligação ao Capítulo 2 — Operação Optimizada — deste documento, o desenvolvimento dos mercados de electricidade e a crescente concorrência nos

¹⁴ Thomas Alva Edison — de 11 de Fevereiro de 1847 a 18 de Outubro de 1931.

¹⁵ Separação dos monopólios naturais.

mesmos, obriga as empresas a racionalizar as suas acções, maximizando os seus recursos e optimizando os seus investimentos, com o objectivo de maximizar as suas receitas. Com efeito, o recurso a ferramentas matemáticas e computacionais evidencia-se como a única alternativa capaz de fazer face à complexidade dos problemas criados.

4.2 - A reestruturação do sector eléctrico

4.2.1 - Desenvolvimento histórico do sector eléctrico

As actividades de Produção, Transporte e Distribuição de electricidade até aos consumidores finais iniciou-se no final do século XIX, tendo vindo sucessivamente a sofrer inúmeras transformações. No início de actividade, o Sistema Electroprodutor era caracterizado por pequenas redes isoladas com potências diminutas, uma vez que os valores do consumo de electricidade eram relativamente baixos e as tecnologias de produção estavam ainda numa fase embrionária [24]. Com a evolução da potência consumida para valores crescentes e a adopção de diferentes inovações tecnológicas, surgiu a necessidade de construir novos centros produtores (situados, em geral, em locais afastados dos centros de consumo) e, conseqüentemente, uma Rede de Transporte mais extensa, segura e estável na sua exploração [11].

A estrutura do sector eléctrico era, naturalmente, diferente consoante o país considerado, de onde se destacam os seguintes casos:

- Em Portugal e até 1975, o sector eléctrico encontrava-se organizado em termos de concessões atribuídas a entidades privadas. Porém, em 1975 ocorreu a nacionalização e integração vertical do sector com a criação da EDP [11];
- Em Espanha, assim como na Alemanha, o sector manteve-se organizado em diversas empresas privadas com presença nas actividades de Produção, Transporte e Distribuição;
- Na extinta União Soviética, o sector eléctrico era administrado por um ministério próprio e caracterizado pela ausência de tarifas e contadores, uma vez que a electricidade era distribuída gratuitamente [24].

Considerando de novo Portugal, em 1988 iniciou-se a abertura do sector eléctrico à iniciativa privada com a publicação do Decreto-Lei n.º 189/88, com o objectivo de regular a actividade da Produção Independente de energia eléctrica, usando fontes renováveis ou cogeração – primeiro passo com vista à evolução do sector eléctrico em Portugal. Foi já na década de 90, concretamente em 1995, que foi publicado um pacote legislativo (Decretos-Lei n.º 182/95 a 188/95) com o objectivo de estabelecer um novo modelo organizacional – *modelo dual* – do sector eléctrico em Portugal. Este modelo incluía o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP)¹⁶ e o Sistema Eléctrico Independente (SEI), que era dividido no Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV)¹⁷ e na Produção em Regime Especial (PRE)¹⁸.

¹⁶ Modelo de comprador único, onde não há competição entre os produtores, e em que os distribuidores e os clientes finais não tem opção de escolha.

¹⁷ Abrange os produtores e consumidores não vinculados (elegíveis), ligados por contratos bilaterais físicos livremente negociados, podendo ser ligados à rede de serviço público.

Este processo de liberalização do sector eléctrico foi efectuado de forma faseada, entre 1995 e 2006, tendo começado por incluir os clientes com potências de carga superiores e níveis de tensão mais elevados [1].

Com efeito, tal como em Portugal, apesar das diferenças inerentes a cada estrutura, todos os sectores eléctricos eram caracterizados por serem verticalmente integrados e monopolistas.

A Figura 4.1 ilustra o modo com as empresas de energia eléctrica correspondiam, no período pré-liberalização, a monopólios verticalmente integrados, apresentando uma posição dominante e central, nas áreas desde a Produção até ao relacionamento com o consumidor final.

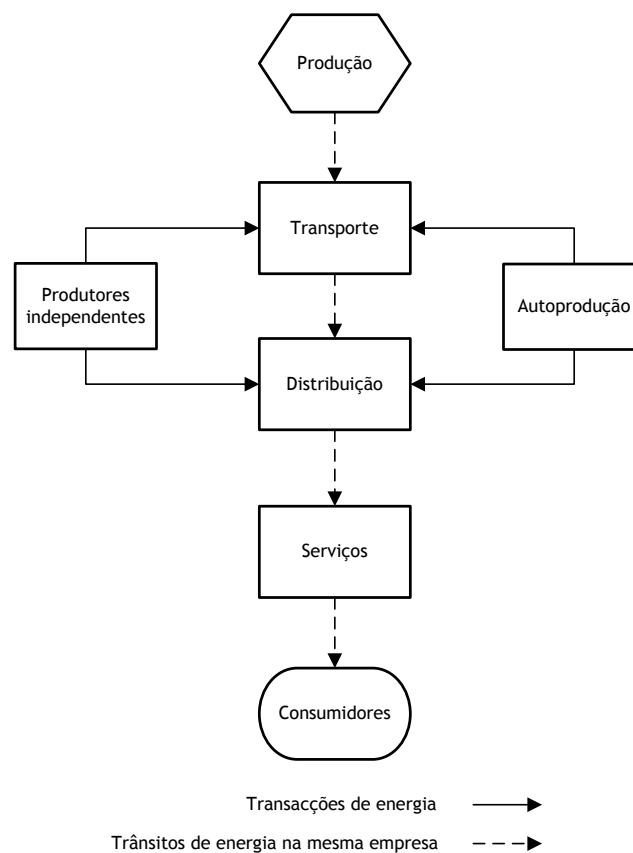


Figura 4.1 — A estrutura verticalmente integrada do sector eléctrico – modelo monopolista.

Segundo [11], este tipo de organização, que prevaleceu quase universalmente até há relativamente pouco tempo, onde não existe competição a nenhum dos níveis, sendo uma única empresa a deter o exclusivo da Produção e Comercialização através das Redes de Transporte e Distribuição, caracteriza-se por diversos aspectos:

- Acordos tarifários com entidades governamentais e a inexistência de regulação independente, designados através de concessões às empresas públicas ou privadas,

¹⁸ Abrange os produtores independentes que usam mini-hídrica (até 10 MW), outras fontes renováveis ou a co-geração.

impossibilitando o consumidor de escolher a entidade com a qual se pretendia relacionar do ponto de vista comercial e técnico;

- Os serviços disponibilizados pelas entidades do sector eléctrico eram escassos;
- As decisões de construção de equipamentos eram feitas de forma sobredimensionada e sem a sustentabilidade fundamental que as mesmas necessitavam e, eram justificadas, pela obtenção de grandes economias de escala;
- O controlo dos custos não era encarado como uma prioridade.

De referir que este modelo de integração permitiu:

- A construção de centrais produtoras, Redes de Transporte e Distribuição de grande dimensão;
- Implementar por parte do Estado, políticas de natureza estratégica e social, como são exemplos a electrificação rural, o aproveitamento de recursos endógenos e a uniformidade do tarifário.

Com efeito, a liberalização do sector eléctrico tem por objectivo a introdução de competição em sectores tradicionalmente monopolistas, com o intuito de estabelecer estruturas de mercado que se aproximem de um modelo idealmente competitivo. No entanto, este processo que se desenrola há cerca de duas décadas, em Portugal, não acolheu ainda o consenso universal sobre o modelo mais adequado a adoptar.

4.2.2 - Razões que motivaram a mudança

A liberalização dos mercados de electricidade e gás tinha já sido iniciada em países mais industrializados, no início da década de 70, com o intuito de fazer face ao cenário insustentável que se vivia naquele período, originado pela crise petrolífera de 1973, pela elevada inflação e pelas altas taxas de juro, pela grande dificuldade em prever os consumos e pelas crescentes preocupações ambientais, através de um conjunto de reformas num grande movimento de cunho liberal, centralizado na reforma do Estado. O objectivo primordial era a redução da participação do Estado na vida económica com intuito de modificar a natureza da regulação do sector energético, i.e., excluindo o Estado das actividades produtoras de energia que, com a presença de entidades estatais significativas, controlava o mercado da energia. Esta situação caracterizava-se pela transferência da propriedade de activos públicos para privados, possibilitando assim a quebra de monopólios, tornando assim o mercado de energia num mercado mais competitivo [22].

O mercado de electricidade, não alheio à conjuntura que se impunha, viu a sua estrutura – monopolista e verticalmente integrada – ~~çarome~~ sofrer forte contestação, fundamentada pelos seguintes motivos [11]:

- A adopção de novas políticas reguladoras e/ou nova legislação permitiu implementar processos de reestruturação eficientes no sector eléctrico;
- A evolução tecnológica ao nível da automação, supervisão e controlo das redes eléctricas em tempo real, bem como a construção de centrais de ciclo combinado a gás natural aliadas a outras tecnologias, tornaram viável o processo de reestruturação;

- A crescente intenção dos investidores quererem actuar no sector eléctrico, uma vez que o mesmo, ao fornecer um bem de primeira necessidade, se tornava muito atractivo e ainda não tinha sido afectado pelos movimentos de reestruturação;
- A crescente insatisfação do consumidor final em relação aos preços praticados na remuneração da electricidade, que eram largamente superiores aos custos de produção.

Com efeito, a primeira experiência de reestruturação surgiu no Chile em 1979. No entanto, apenas na década de 90 é que este processo se implantou e começou a ser integralmente aplicado, mais concretamente, em Inglaterra em 1990, *NordPool* em 1996 com a Suécia e a Noruega e, posteriormente, alargado à Dinamarca e Finlândia.

Em Portugal, apesar de um conjunto de condições particulares, tornou-se claro que a competição neste sector se iria desenvolver de forma mais acentuada, nomeadamente após a assinatura, em 14 de Novembro de 2001, de um protocolo de colaboração entre as administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade, cujo arranque, em toda a dimensão, ocorreu a 1 de Julho de 2007¹⁹. Este protocolo deu origem à alteração da legislação, bem como da regulamentação do sector da electricidade da competência da ERSE²⁰.

4.2.3 - Novo modelo organizacional do sector eléctrico

A reestruturação dos mercados da electricidade originou significativas mudanças no sistema tradicional, com o surgimento de uma estrutura desagregada onde participam diversos agentes. Esta medida trouxe inúmeros benefícios ao sector, destacando-se o aumento da competitividade das empresas eléctricas e o número de agentes envolvidos, o aproveitamento dos recursos renováveis, o desenvolvimento de competências e *know-how*, e o estímulo à inovação tecnológica e organizacional, prevalecendo sempre o objectivo de satisfazer as necessidades do consumidor final e de lhe facultar os melhores preços consoante a electricidade consumida, tentando, também desta forma, responder às necessidades da sociedade actual.

Com a adesão a este novo paradigma, a energia eléctrica passa a ser considerada como um produto cujo fornecedor pode ser escolhido, dentro de determinadas regras. As empresas produtoras são encaradas como prestadoras de serviços e a rede corresponde ao local onde fisicamente se estabelece o mercado de electricidade [24].

¹⁹ Directiva Europeia 2003/54/CE – Data a partir da qual todos os consumidores têm liberdade de escolha do seu fornecedor (100% de abertura de mercado).

²⁰ Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – com o objectivo da regulação dos sectores da electricidade e do gás natural, para o funcionamento efectivo e sustentado dos respectivos mercados, assegurando a protecção dos consumidores e do ambiente com transparência e sem discriminações [15].

A Figura 4.2 apresenta a nova estrutura desagregada do sector eléctrico [11].

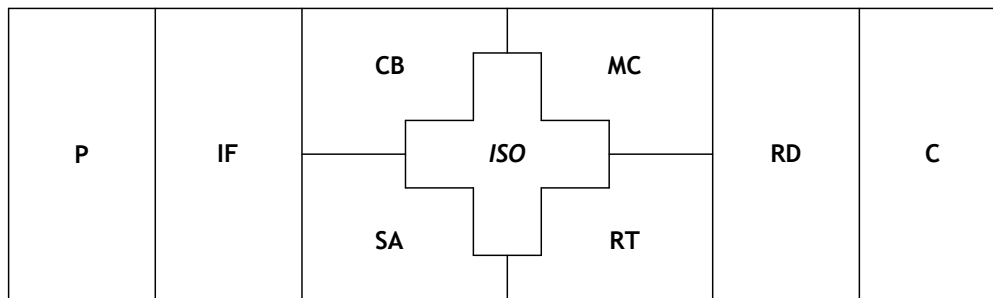


Figura 4.2 — Novo modelo desagregado do sector eléctrico [11].

O novo modelo incorpora actividades fortemente competitivas nas suas extremidades: Produção (P), Intermediação Financeira (IF) e Comercialização (C). A actividade de Rede de Distribuição (RD) funciona em regime de monopólio regulado. Na zona central da Figura 4.2, reúnem-se um conjunto de funções que estavam usualmente englobadas na actividade de Transporte. Estas funções incluem os Contratos Bilaterais (CB), os Serviços Auxiliares (SA), os Mercados Centralizados (MC), a Rede de Transporte (RT) e, por último, o Operador Independente de Sistema (*ISO*²¹).

Mais detalhadamente, o conjunto de actividades enunciadas anteriormente incluem:

- **Produção** – a energia eléctrica produzida nas centrais é entregue à RT, que a canaliza para as RD e que, por sua vez, a veicula até às instalações dos consumidores. No entanto, uma parte dela, particularmente a produzida a partir de energias renováveis, é injectada directamente nas RD de média tensão (MT²²), alta tensão (AT²³) em função da tecnologia de produção associada [15];
- **Comercialização** – com a liberalização do sector o fornecimento de energia eléctrica foi juridicamente separado da actividade de Distribuição. Neste contexto, os clientes finais (CF) passaram a relacionar-se directamente com os comercializadores no que respeita às questões de índole comercial. Assim sendo, o contacto com o distribuidor ficou reservado para assuntos relacionados com as ligações à rede, medição e outros serviços técnicos. Com efeito, a actividade de Comercialização de energia eléctrica, aberta aos agentes de mercado que preencham os necessários requisitos, constitui-se como a última actividade da cadeia de fornecimento. Os comercializadores podem livremente comprar e vender electricidade e, nesse sentido, têm direito ao acesso às RT e às RD, mediante o pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores podem livremente escolher o seu fornecedor, não sendo a mudança onerada, do ponto de vista contratual. Recentemente em Portugal, foram criadas as entidades Operador Logístico de Mudança de Comercializador e o Comercializador de Último Recurso, cujas finalidades são simplificar e efectivar a mudança de comercializador e garantir

²¹ *ISO* – *Independent System Operator*, a rede é explorada por um operador independente que integrado assegura a gestão global do sistema. Em diversos países encontra-se integrado na concessionária da Rede de Transporte dando lugar à figura de *Transmission System Operator (TSO)*.

²² Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.

²³ Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

o fornecimento com qualidade e continuidade de serviço de electricidade a todos os consumidores que pretendam permanecer no sistema regulado [15];

- Contratos Bilaterais – entre produtores e comercializadores ou consumidores elegíveis²⁴ caracterizam-se pelo estabelecimento de acordos bilaterais físicos ou financeiros, com o intuito de estabilizar os preços de mercado. Estes acordos abrangem o preço e a modulação da energia a produzir/consumir ao longo de um determinado intervalo de tempo;
- Mercados Centralizados (MC) ou Operador de Mercado – entidade que estabelece relações com os produtores, comercializadores, consumidores elegíveis, empresas de distribuição e com o Operador Independente do Sistema (*ISO*). Está encarregue de executar despachos puramente económicos baseados em propostas de compra e venda, tipicamente para cada hora do dia seguinte (*day-ahead market*). Estas propostas incluem normalmente o preço e os valores da potência (mínimo a receber e quantidade disponível, no caso das propostas de venda, e máximo a pagar e quantidade pretendida, no caso das propostas de compra). Assegura ainda o relacionamento comercial entre a Produção e a Carga;
- Independent System Operator (ISO) ou Operador de Sistema – é a entidade que avalia os congestionamentos e a segurança de exploração da rede, assegurando assim a coordenação técnica da exploração do sistema eléctrico. Com esse intuito, deverá receber informação sobre os despachos centralizados baseados em preços resultantes da actividade do MC, bem como a informação relacionada com os CB em termos de nós da rede e potências envolvidas. Posteriormente, o *ISO* deverá estudar a viabilidade técnica do conjunto despachos/contratos atribuindo mais ênfase aos congestionamentos e à segurança. Caso ocorram congestionamentos, o despacho não é viável e deverá ser sujeito a uma gestão dos congestionamentos, que pode ser executada de várias formas:
 - Alteração de topologia da rede;
 - Leilões da capacidade de transporte disponível;
 - Redespacho da produção;
 - *Market splitting*²⁵.

Caso não ocorram congestionamentos, a exploração do sistema é viável do ponto de vista técnico, seguindo-se a contratação dos Serviços Auxiliares. Se as restrições de segurança forem violadas o *ISO* tem poder para determinar alterações;

- Rede de Transporte – é o elemento chave que possibilita a concorrência e que por razões económicas, funciona em regime de monopólio natural nas áreas em que se encontra implementada. As empresas responsáveis pela actividade de Transporte de energia eléctrica, tal como acontece na Rede de Distribuição, são remuneradas através de Tarifas de Uso de Rede e a sua actividade é fiscalizada por Entidades Reguladoras.

²⁴ Consomem em excesso de um determinado patamar.

²⁵ Separação de mercados, para o horizonte diário, obtido de forma implícita através das licitações efectuadas pelos agentes no mercado diário. Esta metodologia origina o redespacho da produção e a criação de diversas zonas de preço de acordo com os ramos de congestionados.

Em alguns casos o *ISO* incorpora as funções da RT, tendo a designação de *TSO*²⁶, tal como acontece com a *REN*²⁷ em Portugal. De referir que os tipos de Tarifas de Uso de Rede mais comuns são as Tarifas Pontuais (do tipo selo do correio), Tarifas Baseadas na Distância ou Tarifas Baseadas em Preços Marginais;

- Rede de Distribuição – é a entidade que possibilita a transmissão da energia eléctrica recebida da RT, através das subestações, até às instalações consumidoras. As RD são constituídas por linhas aéreas e por cabos subterrâneos de AT, 60 kV, MT, genericamente 30 kV, 15 kV e 10 kV, e BT, 400/230 V;
- Serviços Auxiliares – a operação do SEE requer o fornecimento de serviços, que podem ser adquiridos em ambiente de mercado, sendo os mais comuns:
 - Regulação de frequência, i.e., balanço de potência de curto prazo, exigindo Reserva Girante presente em geradores sincronizados e parcialmente carregados;
 - Reserva Secundária e Reserva Terciária, constituída por geradores não sincronizados com capacidade de arranque rápido– grupos hídricos ou de turbina a gás;
 - Reposição do sistema após grandes perturbações, exigindo geradores com capacidade para arranque autónomo sem apoio da rede – *black-start*;
 - Regulação de tensão, conseguida através da injeção de potência reactiva, instalação e operação de equipamento de compensação (banco de condensadores) e actuação sobre os transformadores com tomadas de regulação em carga.

As entidades que fornecem este tipo de serviços não são necessariamente produtoras, podendo ser empresas contratadas em mercados específicos. Pode-se ainda definir valores mínimos que as empresas devem, obrigatoriamente, respeitar para participar no mercado.

A evolução para uma filosofia de mercado concorrencial exige a separação das diversas actividades associadas à Produção, Transporte, Operação, Distribuição e Fornecimento (C), uma vez que elas passam a ser asseguradas por agentes diversificados e não por uma empresa verticalmente integrada.

4.3 - Mercados de electricidade

4.3.1 - A bolsa de electricidade – *Pool*

A bolsa de electricidade ou *Pool* desempenha um papel de moderador no relacionamento entre empresas produtoras por um lado, e os comercializadores ou consumidores elegíveis, por outro, definindo-se como uma aproximação aos mercados *Spot* centralizados, uma vez que a electricidade não pode ser armazenada como sucede com outras mercadorias indiferenciadas (*commodities*).

²⁶ *Transmission System Operator* – a rede é explorada por um operador que está integrado na empresa proprietária da Rede de Transporte.

²⁷ Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. – <http://www.ren.pt/>.

Nos mercados de electricidade, as transacções são contratadas para um horizonte temporal diminuto, cada hora do dia do dia seguinte, com base no consumo estimado, sendo por isso denominados por *day-ahead market* ou mercados *Spot* de energia eléctrica e podem ser simétricos ou assimétricos, voluntários ou obrigatórios. Este mercado funciona através do cruzamento de ofertas – de compra e venda – apresentado por parte dos diversos agentes registados para actuar no mercado, indicando cada oferta o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia a transaccionar. O preço de mercado é encontrado através de um processo em que se ordenam de forma crescente, em preço, as propostas de venda (curva de oferta) e de forma decrescente, em preço, as propostas de compra (curva de procura) de electricidade para uma mesma hora. O preço de mercado, pago a todos os produtores, é o preço do grupo gerador mais caro e, simultaneamente, é o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura – denominado preço marginal do mercado. Este corresponde à maximização do excedente social, ou seja, à diferença entre os excedentes dos consumidores e dos produtores, sendo este tema abordado com maior ênfase na secção 4.4 [11].

Pela análise da Figura 4.3, pode-se verificar graficamente que o preço de mercado corresponde ao cruzamento das curvas de oferta e de procura correspondendo este método a um *Pool* simétrico.

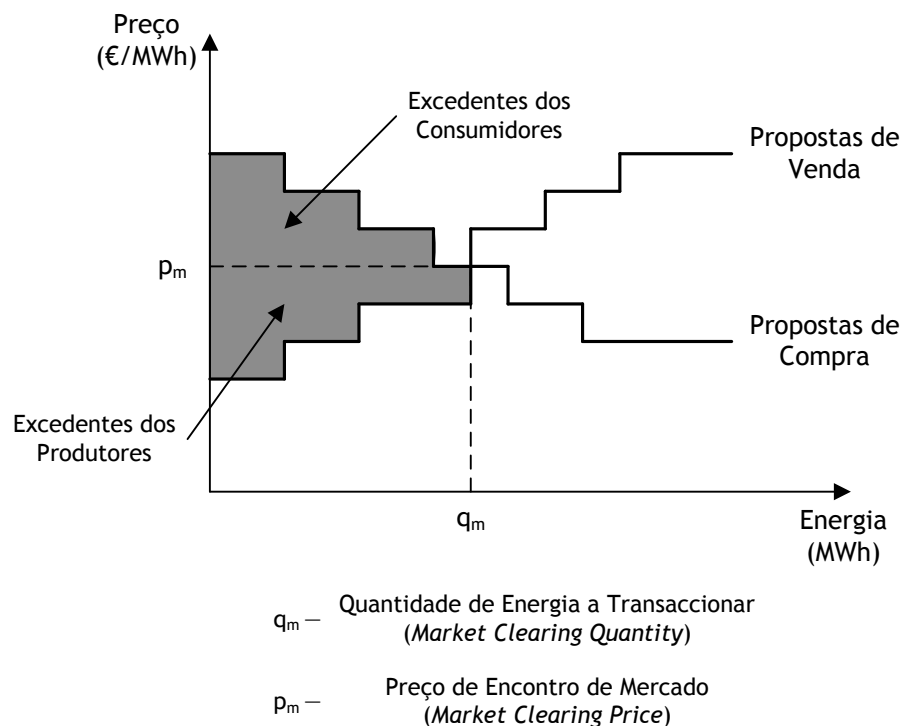


Figura 4.3 — Funcionamento de uma bolsa de electricidade – *Pool* simétrico [1].

Após o período de negociação e se o despacho for viável tecnicamente, os produtores são remunerados (os preços apresentados por estes reflectem os custos marginais), e os consumidores pagam o denominado *market clearing price*, correspondente ao preço de encontro de mercado e é lhes disponibilizada a quantidade de energia negociada (*market clearing quantity*). As ofertas dos geradores que propõem remunerações acima desse preço e

as das cargas que oferecem abaixo do mesmo não serão aceites, uma vez que não há nenhuma oferta de compra cujo preço supere uma oferta de venda ainda não despachada.

Assim, a melhor estratégia a ser adoptada corresponde à construção de ofertas de compra e de venda baseadas em preços marginais, que serão semelhantes aos custos marginais de produção.

Importa referir que o mercado *Spot*, além do funcionamento como modelo simétrico, pode também operar como assimétrico, caso a procura seja considerada totalmente inelástica²⁸ em relação ao preço, sendo a respectiva característica uma recta vertical. Neste caso, apenas as propostas de venda são apresentadas, sendo a procura normalmente modelizada por previsões de carga. Este modelo assemelha-se ao modelo monopolista tradicional e os preços finais são fortemente influenciados pelas ofertas de venda, pelo nível de procura e pela ocorrência ou não de saídas de serviço dos geradores, voluntárias ou involuntárias.

A Figura 4.4 ilustra a representação gráfica do modelo de funcionamento assimétrico de um mercado *Spot*, onde se podem observar as propostas de venda e a previsão da carga para três períodos horários diferentes – P_1 , P_2 e P_3 – com previsões de carga crescentes – q_{m1} , q_{m2} e q_{m3} .

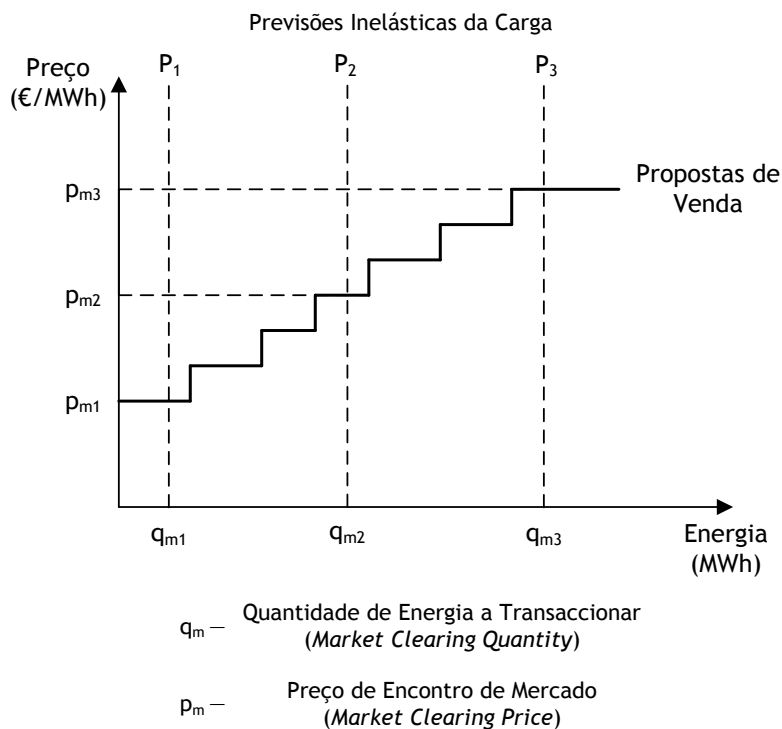


Figura 4.4 — Funcionamento de uma bolsa de electricidade – *Pool* assimétrico [25].

A bolsa de electricidade, para além da classificação quanto ao modelo adoptado para relacionar as propostas de compra e de venda, pode ainda ser classificada como mercado

²⁸ Carga Inelástica – Na prática admite-se que está disposta a pagar qualquer preço resultante do funcionamento do mercado.

obrigatório ou voluntário. Esta terminologia decorre da existência ou não de dispositivos legais que tornam obrigatória a apresentação de propostas quer de compra quer de venda a todas as entidades participantes. No entanto, o funcionamento do mercado será tanto mais eficiente quanto maior for o número de participantes e quanto menor for a concertação na preparação das propostas.

A Figura 4.5 ilustra um cenário de mercado ideal, que será tanto mais possível se cada agente possuir pequenas parcelas quer de produção, quer de procura, em relação às transacções do mercado, tornando as curvas de ofertas menos descontínuas e diminuindo a ocorrência de mudanças bruscas no *market clearing price*.

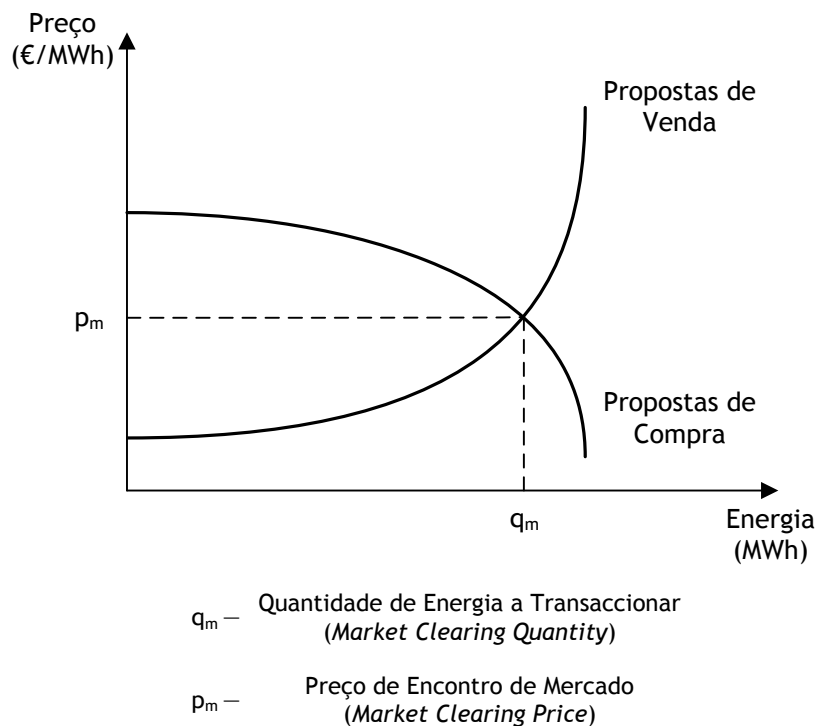


Figura 4.5 — Funcionamento de uma bolsa de electricidade – *Pool* simétrico ideal [25].

Uma particularidade do modelo em *Pool* está relacionada com o problema de integração das centrais hídricas, que tendem a apostar a sua entrada na bolsa de electricidade, como se de uma central térmica se tratasse, nas horas em que o preço de mercado é mais elevado, apostando, dessa forma, em substituir a última térmica que foi despachada. Esta abordagem pode revelar-se lesiva para os consumidores, mas bastante vantajosa para os aproveitamentos hidroeléctricos que assim, arrecadam remunerações elevadas com custos muito reduzidos, especialmente se já tiverem sido amortizados. Esta situação revela-se ainda mais crítica quando se consideram centrais que foram concessionadas por grandes períodos de tempo, podendo mesmo dar origem a benefícios ociosos (*stranded benefits*).

Uma outra particularidade dos aproveitamentos hidroeléctricos resulta do facto de terem o seu recurso primário com custo nulo. Com efeito, se estas centrais apresentassem um preço nulo, rapidamente seriam despachadas, o que levaria a um esvaziamento completo das albufeiras. Surge então o problema de como atribuir um valor à água. No entanto, a dificuldade de integrar as centrais hídricas nos mercados não se resume apenas ao valor da

água. O facto de existirem aproveitamentos hidroeléctricos que se apresentam interligados em cascata e, por muitas vezes, pertencentes a companhias diferentes faz com que não seja fácil gerir as centrais hídricas, sendo necessário administrar de forma adequada este recurso [24].

Como conclusão, importa referir que os preços finais de venda de electricidade são fixados com base nos preços de mercado resultantes do cruzamento das ofertas de compra e de venda, adicionados dos custos dos serviços de sistema, do custo das perdas e, se necessário, de custos resultantes de medidas de conservação de energia ou de apoio às energias renováveis.

4.3.2 - Modelos mistos

Nos mercados de electricidade onde ocorreu ou está em curso a reestruturação do sector eléctrico, nomeadamente em Portugal, verifica-se a tendência de se adoptar uma estrutura organizativa que incorpore, em simultâneo, um mercado centralizado do tipo *Pool* de tipo voluntário e a possibilidade de se estabelecerem contratos bilaterais. A Figura 4.6 ilustra a estrutura de um Modelo Misto de exploração do sector eléctrico, que adopta a filosofia básica do modelo em *Pool* permitindo que os agentes apresentem as suas ofertas a um Operador de Mercado existindo, no entanto, a possibilidade de serem estabelecidos contratos bilaterais físicos entre as entidades produtoras e consumidores elegíveis ou comercializadores.

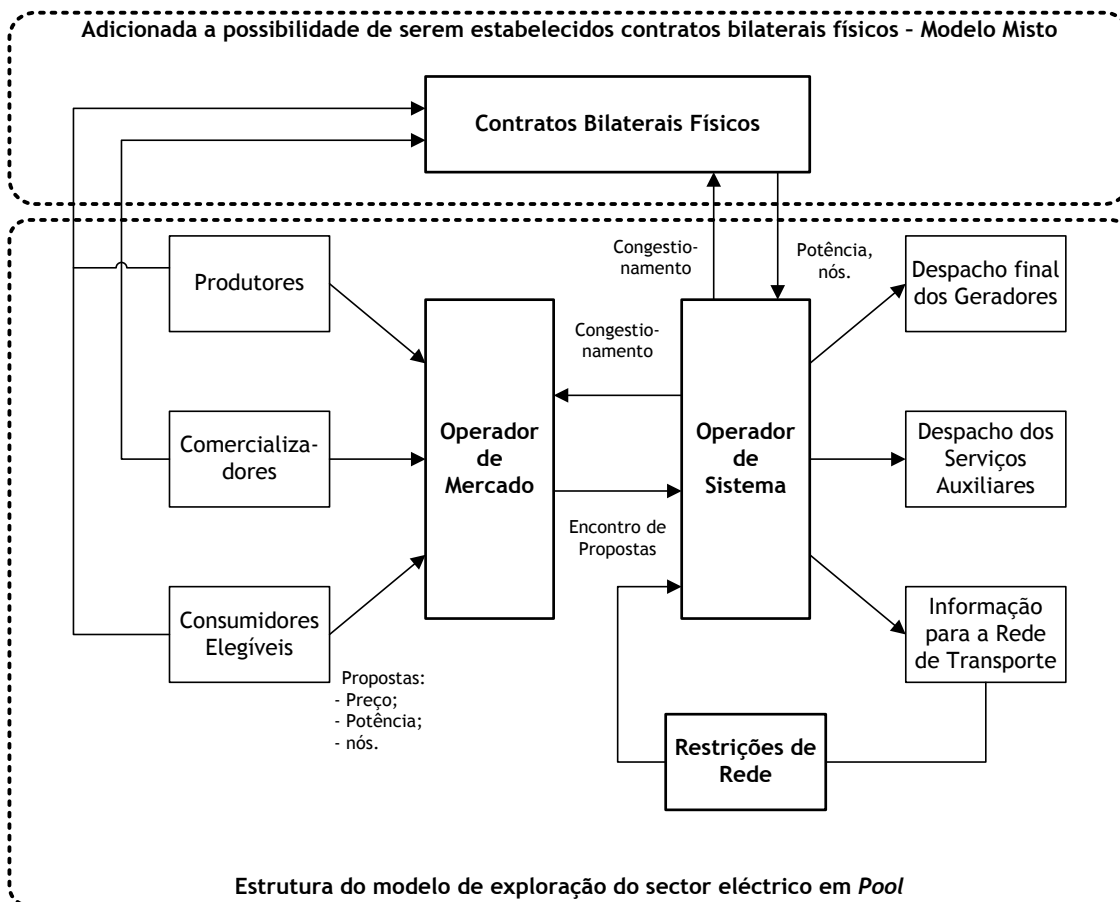


Figura 4.6 — Modelo Misto de exploração do sector eléctrico [25].

O Operador de Sistema tem especial importância neste modelo de exploração, uma vez que é ele o responsável pela validação técnica de todos os contratos – potência, nós de injeção e absorção, modulação – e gerir a informação relativa aos despachos económicos resultantes do encontro de propostas de compra e venda, realizadas pelo Operador de Mercado. O aglomerado de informação relativa à utilização da rede juntamente com as restrições de capacidade da mesma, permite identificar situações de congestionamentos. Caso existam, será adoptada, por exemplo, uma das técnicas referidas na secção 4.2.3 a propósito das funções do ISO [11].

4.4 - Preços de mercado

4.4.1 - O mercado perfeito

No funcionamento de um mercado de electricidade utópico de concorrência perfeita, no qual o número de agentes presentes no mercado seja tão elevado que nenhum deles possua poder de mercado e não consiga, conseqüentemente, manipular os preços, a curva típica de oferta, $O(q)$, é constituída pela agregação das curvas particulares de venda dos produtores, organizada por ordem crescente de preço. O mesmo método é seguido no caso da curva de procura, $P(q)$, em que as ofertas particulares de compra, são agregadas por ordem decrescente. A intersecção das curvas de oferta e de procura determina o preço de encontro de mercado, p_m , e a quantidade de energia a transaccionar, q_m .

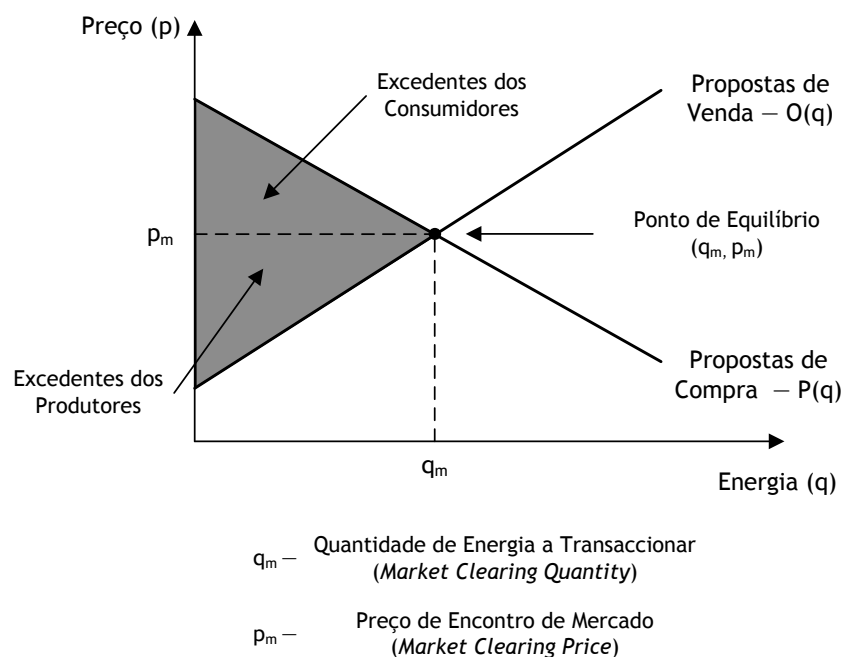


Figura 4.7 — Funcionamento de um mercado perfeito na determinação do preço [1].

A análise da Figura 4.7 permite compreender melhor todo o processo de encontro dos preços de mercado, i.e., a solução de mercado (q_m, p_m) denominada de ponto de equilíbrio, onde todos os participantes presentes no lado direito do ponto de intersecção, entre as propostas de venda e as de compra, ficam excluídos de qualquer transacção, uma vez que os

produtores exigem preços demasiados altos face aos benefícios que os consumidores perspectivam obter das trocas comerciais.

A curvas de oferta e de procura são caracterizadas pelo seu tipo de elasticidade em relação ao preço e estas soluções encontram-se expressas pelas equações (4.1) e (4.2), respectivamente.

$$\varepsilon_o = \frac{\partial O(q_m)}{\partial q_m} \quad (4.1)$$

$$\varepsilon_p = \frac{\partial P(q_m)}{\partial q_m} \quad (4.2)$$

Da análise das expressões anterior conclui-se:

- Se $\varepsilon \rightarrow \infty$: verifica-se uma procura ou oferta perfeitamente elástica, que se traduz por uma recta horizontal, correspondente ao facto de os consumidores ou produtores serem muito sensíveis ao preço;
- Se $\varepsilon \rightarrow 0$: verifica-se uma procura ou oferta perfeitamente inelástica, que se traduz por uma recta vertical, que corresponde ao facto de os consumidores ou produtores serem insensíveis ao preço.

Em ambiente de mercado, o objectivo de cada produtor consistem em rentabilizar ao máximo os seus proveitos – Receita (R) – e minimizar os dispêndios – Custos fixos (C_f) e variáveis (C_v) – que daí advêm, que podem ser de natureza fixa ou variável.

A maximização do resultado operacional é expressa por (4.3).

$$\max \quad R(q) - [C_f + C_v(q)] \quad (4.3)$$

O máximo é obtido pela derivação da expressão anterior em ordem à quantidade de energia transaccionada, q , e igualando-a a zero, obtendo-se (4.4).

$$\frac{\partial}{\partial q} \{R(q) - [C_f + C_v(q)]\} = 0 \quad (4.4)$$

Da resolução desta equação, obtém-se a equação (4.5) e, conseqüentemente, (4.6).

$$\frac{\partial R}{\partial q_m} = \frac{\partial C_v}{\partial q_m} = C_{mar}(q_m) \quad (4.5)$$

$$p_m = C_{mar} \quad (4.6)$$

Nestas expressões:

- $\partial R / (\partial q_m)$: corresponde à receita obtida por cada unidade de electricidade vendida e, conseqüentemente, igual ao preço de mercado, p_m .

Assim, pode-se concluir que o produtor deve oferecer em ambiente de mercado, a quantidade de energia correspondente ao custo marginal (C_{mar}) que iguala o preço de mercado. Com este tipo de estratégia o produtor tem a expectativa que o preço de mercado seja superior ao seu custo de produção e, conseqüentemente, obter um resultado operacional positivo.

4.4.2 - O excedente social

O excedente social é definido como a diferença entre os excedentes dos produtores – diferença entre a receita obtida na venda de electricidade e o custo incorrido na respectiva produção – e os excedentes dos consumidores – diferença entre o benefício resultante da utilização da electricidade e o montante despendido na respectiva aquisição. Assim, este excedente corresponde à área total a sombreado na Figura 4.7.

Com efeito, o preço de mercado – ponto de equilíbrio – define-se como a maximização do excedente social sem restrições, dado pela equação (4.7).

$$\max \int_0^{q_m} [P(q) - O(q)] dq \quad (4.7)$$

O máximo é obtido pela derivação da equação anterior em ordem à quantidade de energia transaccionada, q , e igualando-a a zero, obtendo-se (4.8), sujeita à expressão (4.9).

$$\frac{\partial}{\partial q} \left\{ \int_0^{q_m} [P(q) - O(q)] dq \right\} = 0 \quad (4.8)$$

$$\text{su}j. \quad P(q_m) = O(q_m) \quad (4.9)$$

Ao resolver este problema obtém-se (4.10).

$$p_m = C_{mar}(q_m) \quad (4.10)$$

Assim, pode-se concluir que, o preço de mercado (p_m) deverá ser igual ao custo marginal de todos os produtores²⁹ (C_{mar}). No entanto, devido aos poucos produtores presentes no mercado e dado que a procura se caracteriza por ser bastante inelástica, com particular evidência nos consumidores em baixa tensão (BT), o mercado de electricidade não é perfeito, pelo que, nem sempre se verifica a relação (4.10).

4.5 - Custo marginal de curto prazo

A produção de energia eléctrica a partir de um grupo gerador de uma central térmica tem um custo de produção associado, C_p (€), sendo determinado pela equação (4.11).

$$C_p = C_f + C_v + C_{om} \quad (4.11)$$

²⁹ *Marginal cost pricing.*

Esta expressão é caracterizada por três parâmetros:

- Custo de capital ou Investimento, C_f – parâmetro fixo (€);
- Custo de combustível, C_v – parâmetro variável (€);
- Custo de operação e manutenção, C_{om} – parâmetro que dependendo do tipo de central, pode ser fixo ou variável (€).

Deve referir-se que caso o grupo gerador utilize fontes de energia renováveis (hídrica, eólica, solar, entre outras), C_v é nulo, pelo que o custo de produção se reduz à soma dos parâmetros C_f e C_{om} .

O custo unitário (média anual) marginal de curto prazo, C_{mar} (€/MWh), define-se como a derivada do custo de produção, C_p (€), em ordem à energia produzida anualmente por um grupo gerador térmico, W (MWh), como enuncia a equação (4.12).

$$C_{mar} = \frac{\partial C_p}{\partial W} \quad (4.12)$$

Por outro lado, considerando a expressão (4.11), cada uma das parcelas é definida pelas expressões (4.13) e (4.16).

$$C_v = c_q \cdot q_e \cdot W \quad (4.13)$$

Nesta expressão:

- c_q : custo unitário do calor (€/GJ);
- q_e : consumo específico de calor (GJ/MWh), que se define como o inverso do rendimento da central termoelétrica, η (%), e é determinado por (4.14);

$$q_e = \frac{3,6}{\eta} \quad (4.14)$$

Assim, o custo médio de combustível, c_v (€/MWh), é determinado pela expressão (4.15).

$$c_v = c_q \cdot q_e \quad (4.15)$$

Finalmente, C_{om} é determinado pela equação (4.16).

$$C_{om} = c_{om} \cdot W \quad (4.16)$$

Nesta expressão:

- c_{om} : custos médios de operação e manutenção (€/MWh).

A expressão (4.12) apenas depende do consumo específico de combustível, q_e , e do seu custo associado, c_q , assim como, dos custos variáveis de operação e manutenção, c_{om} , sendo independente de possíveis custos fixos. Nestas condições, obtêm-se a expressão (4.17).

$$C_{mar} = \frac{\partial(C_v + C_{om})}{\partial W} \quad (4.17)$$

$$= c_q \cdot q_e + c_{om}$$

Considerando que a função custo de combustível de um gerador é aproximada por um polinómio do segundo grau, tal como ilustrado na Figura 4.8, conclui-se que o custo marginal corresponde a uma função linear da potência produzida, P_G , tal como se apresenta na Figura 4.9.

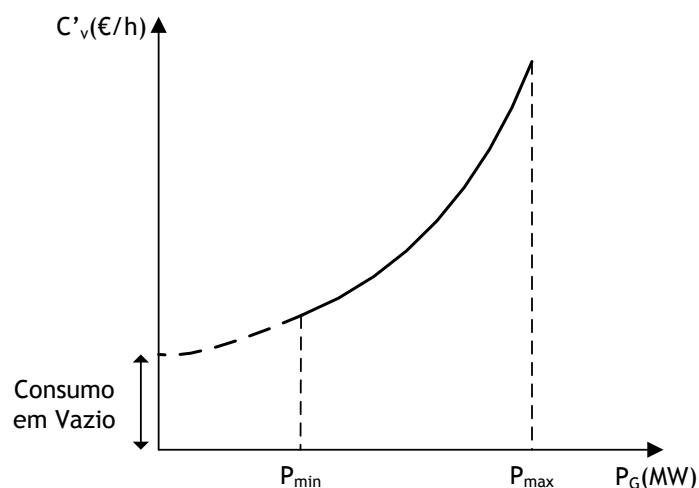
Ainda sobre a curva do custo marginal, esta é o resultado de os custos de operação e manutenção apenas variarem com a percentagem de investimento que é considerado para o grupo gerador e da variação do custo de combustível pela potência produzida. Com efeito, considerando a expressão (4.18), o consumo específico de combustível não é constante, variando com a potência. A curva que o caracteriza é não linear, podendo ser linearizada por ramos, como se ilustra na Figura 4.10 – a) e, conseqüentemente, obtém-se a curva do custo marginal linearizada por troços, Figura 4.10 – b).

$$C'_v = c_q \cdot q_e \cdot P_G \quad (4.18)$$

Nesta expressão:

- C'_v : Custo de combustível em função da potência produzida (€/h);
- P_G : Potência do grupo gerador (MWh).

Assim, a Figura 4.8 apresenta uma curva típica (contínua e convexa) de variação do custo de combustível de um grupo gerador térmico, em função da potência produzida, P_G .

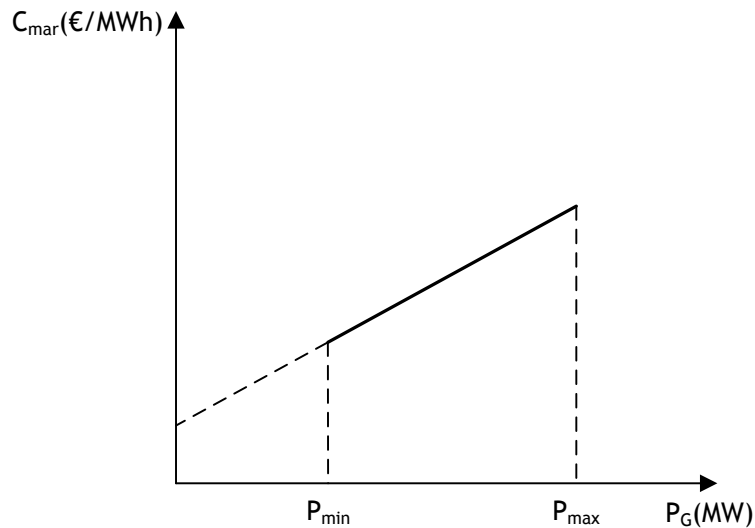


P_{min} — Mínimo Técnico da Central Produtora

P_{max} — Potência Líquida Unitária da Central Produtora

Figura 4.8 — Curva do custo de combustível de uma central térmica em função da potência eléctrica de saída [1].

De referir que o consumo de combustível em vazio não é nulo. No entanto, o grupo gerador não funciona abaixo de um patamar (P_{min}), denominado por – mínimo técnico, ou acima de um valor máximo (P_{max}), denominada por – potência líquida unitária, de potência produzida. No primeiro caso, por uma questão essencialmente de rendimento, no segundo, devido a limites técnicos do próprio grupo gerador.

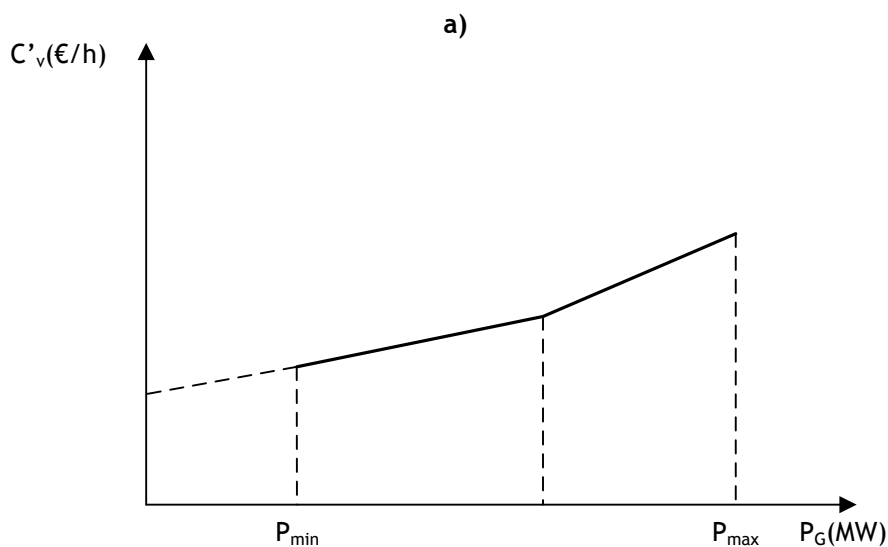


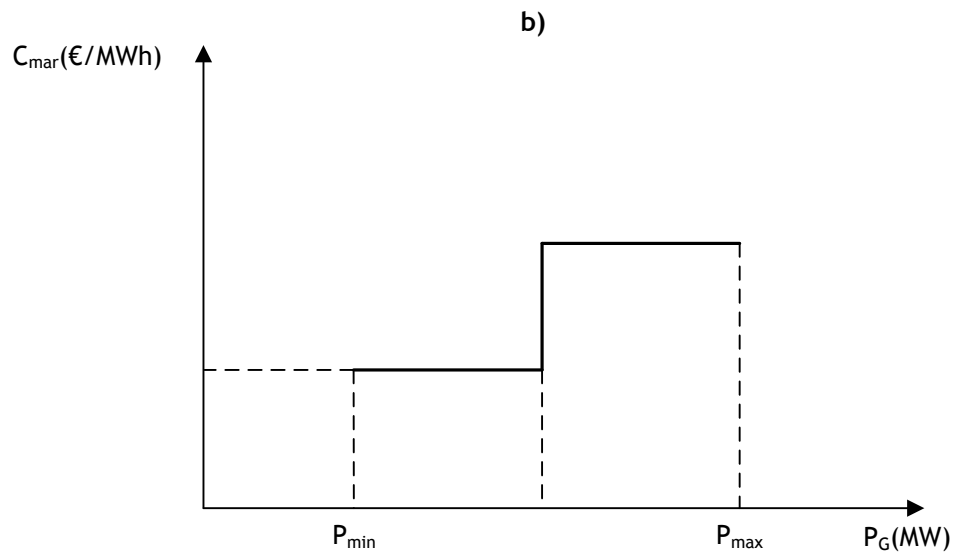
P_{min} — Mínimo Técnico da Central Produtora

P_{max} — Potência Líquida Unitária da Central Produtora

Figura 4.9 — Curva do custo marginal de produção em função da potência eléctrica de saída [1].

Na Figura 4.10 — a) ilustra-se graficamente a função do custo de combustível que apresenta uma evolução linear crescente, o que indica que para potências superiores o custo de cada unidade marginal aumenta. Já a Figura 4.10 — b) apresenta, como referido anteriormente, o gráfico marginal correspondente à aproximação feita por troços lineares à curva de custo de produção, sendo constante para os dois troços considerados.





P_{min} — Mínimo Técnico da Central Produtora

P_{max} — Potência Líquida Unitária da Central Produtora

Figura 4.10 — a) Curva do custo de combustível — função linear por troços; b) Curva do custo marginal de produção — função linear por troços [1].

Por último, e com base no que foi dito anteriormente, para as centrais que utilizam recursos renováveis os custos marginais de produção são nulos, considerando fixos os custos de operação e manutenção. Em relação às centrais hidroeléctricas constitui objectivo deste trabalho, a determinação de um custo marginal de curto prazo — entendido por custo de substituição de centrais térmicas sendo este ponto alvo de estudo ao longo do trabalho.

Capítulo 5

O Mercado Ibérico de Electricidade – MIBEL

5.1 - Considerações gerais

No presente capítulo é feita a caracterização do Mercado de Electricidade Português em comparação com o Mercado de Electricidade Espanhol inserido na estrutura do Mercado Ibérico de Electricidade. O mercado de electricidade em Portugal, como referido anteriormente, evoluiu, desde uma estrutura verticalmente integrada para um modelo mais desagregado com actividades de Produção e de Comercialização competitivas, e de Rede de Transporte e de Distribuição reguladas, para um mercado mais abrangente, onde as decisões a tomar por parte dos intervenientes se revestem de maior complexidade e para o qual o *know-how* ainda não é completo [22].

A abertura do mercado português de energia eléctrica foi faseada, podendo identificar-se cinco períodos distintos de aplicação da regulamentação sobre a abertura do mercado de fornecimento de energia eléctrica [26]:

- A abertura do mercado iniciou-se em 1995, para os grandes consumidores industriais, de acordo com o estipulado nos números 1, 2 e 3 do artigo 48 do Decreto-Lei n.º 182/95 de 27 Julho;
- De 1999 até 31 de Dezembro de 2001, eram considerados elegíveis para efectuarem a livre escolha de fornecedor, as instalações consumidoras de energia eléctrica em MT, AT e muito alta tensão (MAT³⁰), com o consumo anual mínimo de 9 GWh;
- De 1 de Janeiro de 2002 até Final de Fevereiro de 2004, eram consideradas elegíveis todas as instalações consumidoras em MAT, AT ou MT, com consumo efectivo ou previsto não nulo;
- Em 2004, passaram a ser igualmente elegíveis os clientes em baixa tensão especial (BTE³¹), com consumo efectivo ou previsto não nulo;

³⁰ Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

³¹ Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada superior a 41,4 kW.

- Nesse mesmo ano, é concretizada a última etapa da liberalização do mercado de electricidade, o direito de elegibilidade para todos os clientes em Portugal continental, i.e., clientes em baixa tensão normal (BTN³²). No entanto, a efectiva aplicação desta medida só ocorreu a partir de 4 de Setembro de 2006.

A Figura 5.1 ilustra as etapas anteriores de forma abreviada.

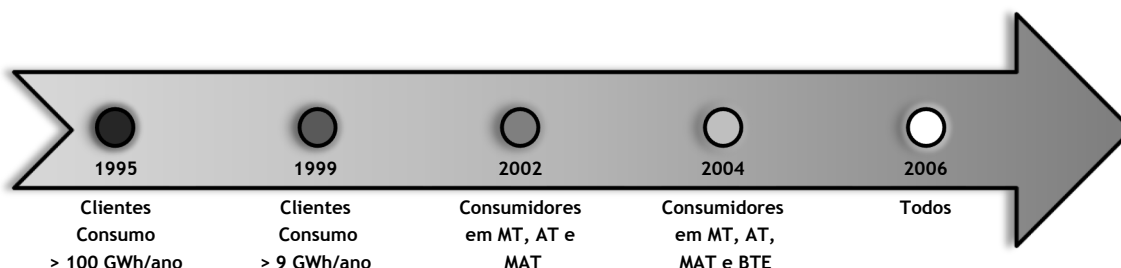


Figura 5.1 — Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental [26].

O aumento da dimensão do mercado liberalizado, em termos de número total de clientes, deve-se maioritariamente à entrada de clientes residenciais, para os quais a liberalização teve início em Setembro de 2006. Assim, verificou-se um crescimento médio mensal de cerca de 17% no ano de 2007 e de cerca de 2% no ano de 2008. Já no ano de 2009, o mercado liberalizado teve um crescimento médio, em cada mês, de cerca de 3%.

O Gráfico 5.1 ilustra essa tendência de crescimento.

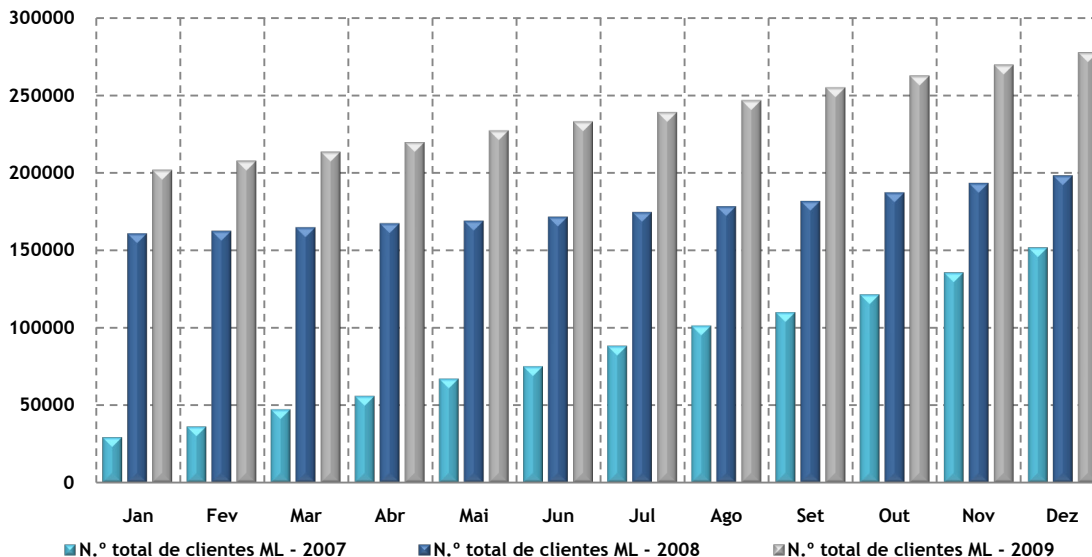


Gráfico 5.1 — Evolução do número de clientes que escolheram ser fornecidos no mercado liberalizado [27].

A evolução do consumo no mercado liberalizado em Portugal não tem sido linear, destacando-se alguns factos que condicionaram a sua implementação [26]:

³² Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada igual ou inferior a 41,4 kVA.

- Os primeiros anos, após a abertura do mercado e até 2005 (elegibilidade para todos os clientes em Portugal Continental) foram caracterizados por um crescimento do consumo no mercado liberalizado, devido aos preços praticados serem mais favoráveis do que no mercado regulado e à falta de regulamentação ao nível da utilização para fins comerciais das interligações entre Espanha e Portugal;
- Durante o ano de 2006 a situação inverteu-se, devido à perda de competitividade do mercado liberalizado (comercializadores livres) em relação ao regulado (tarifas de último recurso), com o regresso de clientes a este último à excepção dos clientes residenciais;
- No ano de 2007, nos dois primeiros trimestres, verificou-se um novo crescimento do peso relativo do consumo do mercado liberalizado em relação ao consumo global (mercado regulado e mercado liberalizado considerados conjuntamente). No entanto, a partir do terceiro trimestre iniciou-se uma nova tendência de regresso de clientes ao mercado regulado, principalmente clientes industriais (MT e AT) que durou até ao final do ano de 2008;
- No ano de 2009 ocorreu nova inversão da tendência de escolha dos clientes, com o regresso progressivo e acentuado ao mercado liberalizado, nos dois primeiros trimestres, sobretudo de clientes industriais. Esta tendência manteve-se ao longo do ano, verificando-se que em Dezembro, a procura já superava os 43%.

O Gráfico 5.2 apresenta a evolução do consumo médio, em 12 meses, no mercado liberalizado nos quatro trimestres de 2007 e 2008 e durante o ano de 2009.

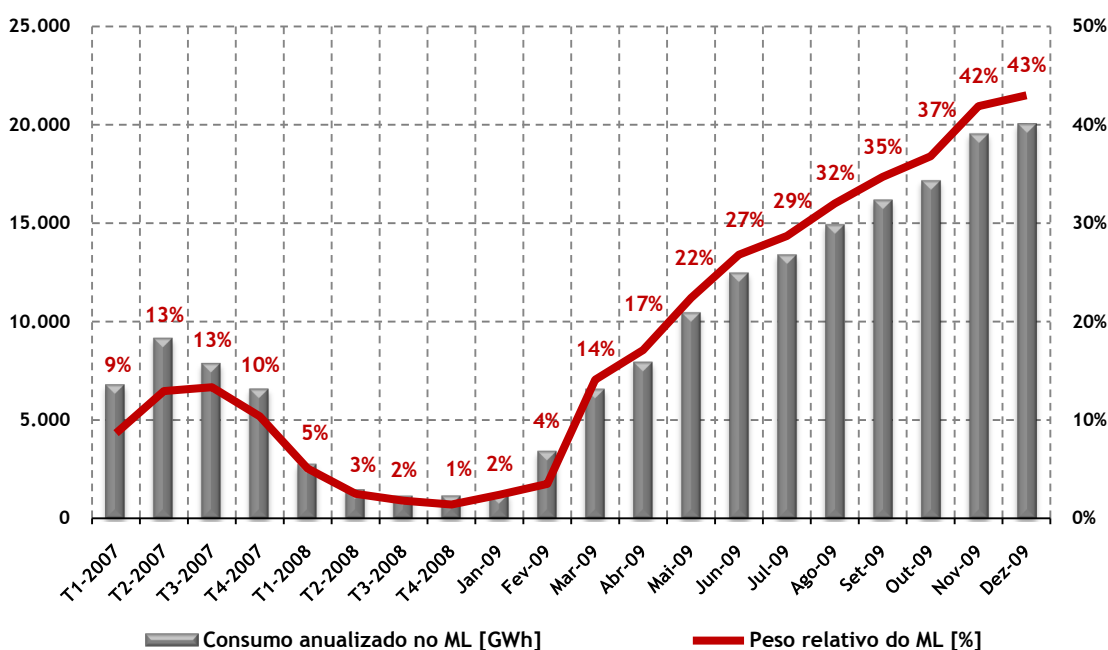


Gráfico 5.2 — Evolução do consumo no mercado liberalizado em Portugal Continental e o seu peso relativo no consumo global [27].

O gráfico anterior apresenta também, o peso relativo do mercado liberalizado no consumo global em Portugal Continental, ao longo do tempo referido anteriormente.

5.2 - Descrição do funcionamento do MIBEL

O Mercado Ibérico de Electricidade entrou em funcionamento em 1 de Julho de 2007, mas o processo de convergência dos Sistemas Eléctricos Português e Espanhol tinha já sido iniciado em resultado das conversações e estudos, em 1998, entre o Ministério da Economia de Portugal e o Ministério da Indústria e Energia de Espanha. No entanto, oficialmente, a iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha foi apenas celebrada com a assinatura do "Protocolo de colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade", em Novembro de 2001. Nesse documento, os dois países estabeleceram as bases necessárias para o início de cooperação e entendimento entre as diversas entidades com responsabilidades no enquadramento do sector eléctrico — administração, regulação e operação — tendo em vista a harmonização das condições de participação dos agentes económicos no âmbito do MIBEL [22].

Como objectivos principais, o MIBEL visa [28]:

- Beneficiar os consumidores de electricidade dos dois países, através do processo de integração dos respectivos sistemas eléctricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objectividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de electricidade de ambos países, com a existência de um preço de referência único para toda a Península Ibérica;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objectividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do sector eléctrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

Com a concretização do Mercado Interno de Electricidade da Península Ibérica, passa a ser possível a qualquer consumidor no espaço ibérico adquirir energia eléctrica, num regime de livre concorrência e adequado nível de liquidez, a qualquer produtor ou comercializador que actue em Portugal ou Espanha.

Ainda no âmbito das medidas de estímulo à concorrência entre as empresas de grande dimensão a operar no mercado português houve uma tentativa de desmantelamento da maioria dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), uma vez que configuravam uma reserva de mercado e uma barreira à entrada de novos produtores, devido aos relacionamentos de longo prazo que acarretavam, entre os produtores e a REN, esta última na qualidade de compradora única. Esta designação era utilizada no âmbito da legislação publicada em 1995 e significava que os produtores ficavam obrigados a vender a energia à REN, que por sua vez a vendia à Distribuição.

Com o início do MIBEL os produtores fazem as ofertas ao mercado e recebem uma compensação se os preços de mercado forem diferentes do que estava previsto nos CAE. Este mecanismo de compensação é denominado de Custos Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).

A contratação de energia eléctrica no MIBEL processa-se através dos seguintes mercados principais:

- Mercados Não Organizados de Contratação Bilateral Física;
- Mercados Organizados geridos pelo Operador de Mercado Ibérico (OMI):
 - Mercado de Produtos Físicos a Prazo, pólo português (OMIP³³);
 - Mercado Diário, pólo espanhol (OMEL³⁴).

Como complemento a estas modalidades de aquisição de energia eléctrica, existe ainda o Mercado de Serviços Auxiliares e o Mercado Intradiário, também denominado por Mercado Organizado de Ajustes.

O Mercado de Contratação Bilateral surgiu da necessidade das transacções de energia eléctrica não se restringirem exclusivamente às efectuadas no *Pool*. Estas não deixam de ser influenciadas pelos agentes presentes, que podem usar o seu poder de mercado para elevar artificialmente os preços do mesmo, além disso, o preço de mercado *Spot* caracteriza-se por ser bastante volátil. Como exemplo, na Figura 5.2 apresenta-se a variação do preço (c€) do kilowatt-hora (kWh) no MIBEL, gerido pelo OMEL no dia 27/11/2009.

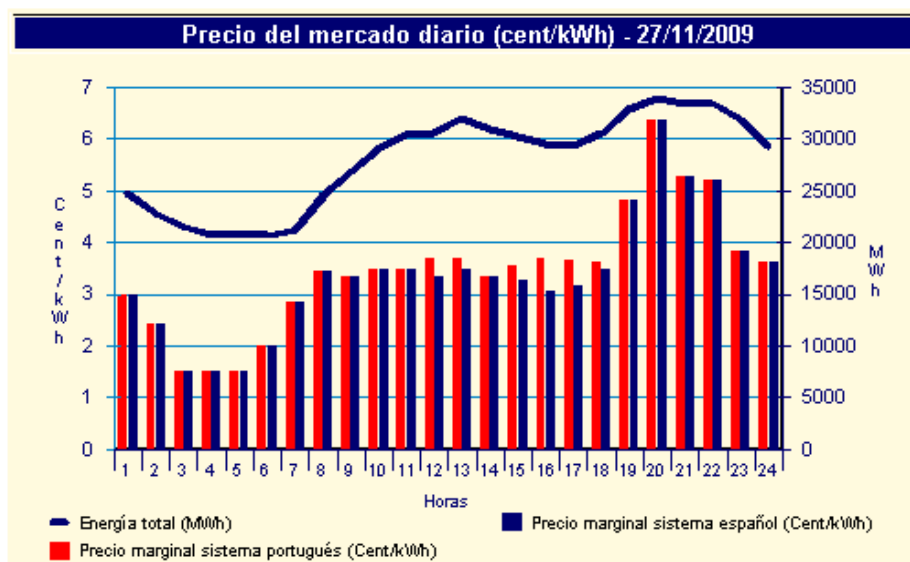


Figura 5.2 — Preço do mercado diário (c€/kWh) no mercado ibérico – dia 27/11/2009 – OMEL [29].

Os contratos bilaterais definem-se como acordos directos entre companhias produtoras, distribuidoras, consumidores elegíveis e comercializadores para a compra ou venda de energia eléctrica, surgindo, muitas vezes, como estabilizadores do preço de mercado. São estabelecidas as condições – duração, quantidade a negociar, qualidade e preço – entre cada uma das partes envolvidas.

Uma vez permitidos os Contratos Bilaterais, as operações do sistema e do mercado eléctrico devem ser conduzidas por entidades separadas, nomeadamente, as funções técnicas de coordenação e segurança são assumidas pelo Operador de Sistema, enquanto o Operador do Mercado organiza e gere as transacções entre os participantes.

³³ OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A – <http://www.omip.pt/>.

³⁴ OMEL – Operador de Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanhol), S.A – <http://www.omel.es/>.

Por último, os contratos bilaterais abordados referem-se aos de natureza física, uma vez que originam fluxos energéticos nos sistemas. No entanto, existem também contratos do tipo financeiros, destinando-se a lidar com o risco associado à volatilidade dos preços do mercado diário.

O Mercado a Prazo de electricidade é gerido pelo OMIP e desempenha as funções de câmara de compensação, contraparte central e entidade gestora do sistema de liquidação oferecendo instrumentos de gestão de risco sob a forma de contratos, que podem ser de três tipos: Futuros, *Forwards* e *Swaps*.

O Mercado Diário surge como complemento à contratação bilateral, caracterizando-se por ser de curto prazo e gerido pela OMEL. Define-se como a plataforma onde são realizadas as transacções de compra e venda de energia eléctrica, de forma independente, para cada um dos 24 períodos horários do dia seguinte à sua celebração (23 ou 25 nos dias de mudança da hora oficial) e para cada um dos 365 ou 366 (ano bissexto) dias de cada ano. No referido mercado devem participar, por um lado, como ofertantes todas as unidades de produção disponíveis, que não estão vinculadas a um Contrato Bilateral Físico, bem como os agentes externos registados como vendedores e, por outro lado, como requerentes os distribuidores, comercializadores, consumidores qualificados e agentes externos registados como compradores. O resultado será comunicado pela OMEL aos Operadores de Sistema (REN e REE³⁵), exigindo-se que a capacidade máxima de interligação com os sistemas eléctricos externos não seja ultrapassada, considerando os Contratos Bilaterais Físicos respeitantes às interligações internacionais.

Adicionalmente, como este mercado compreende simultaneamente Portugal e Espanha, torna-se necessário prever a circunstância de as capacidades de interligação comercialmente disponíveis entre os dois países não comportarem os fluxos transfronteiriços de energia que o cruzamento de ofertas em mercado determinaria, sendo da competência dos Operadores de Sistema a gestão destas situações.

Sempre que tal ocorre, as regras actuais de mercado determinam que se separem as duas áreas de mercado correspondentes a Portugal e Espanha e que se calculam preços específicos para cada uma das áreas mencionadas. Este mecanismo é designado como *market splitting* ou separação de mercados e pode ser observado entre as 12 horas e as 18 horas do dia 27 de Novembro de 2009, ilustrado na Figura 5.2.

O funcionamento do mercado diário em que participam os agentes portugueses implica que todos os compradores paguem um mesmo preço e todos os vendedores recebam esse mesmo preço, no que se designa como modelo de preço marginal único. Este é obtido pelo cruzamento entre a curva de oferta (linha verde-escura) e a curva de procura (linha vermelha) em cada hora, como se ilustra na Figura 5.3. No entanto, devido à aplicação das condições complexas das unidades de venda, algumas unidades podem ser eliminadas do processo de encontro das duas curvas, provocando um deslocamento do preço marginal para o cruzamento entre a linha verde-clara e a vermelha.

³⁵ REE – Rede Eléctrica de Espanha, S.A.U. – <http://www.ree.es/>.

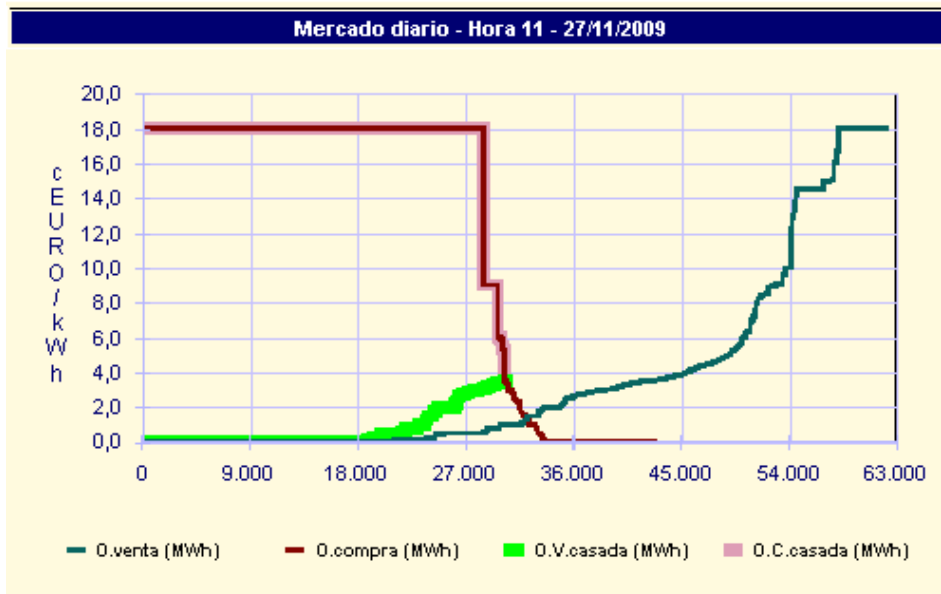


Figura 5.3 — Preço do mercado diário na hora 11 do dia 27/11/2009 do MIBEL [29].

O cenário anterior corresponde a uma hora em que existiu um único preço para todo o MIBEL. No entanto, se o ponto de equilíbrio encontrado corresponder a uma utilização das interligações superior à sua capacidade, como referido anteriormente, ocorrerá uma separação dos mercados. Isto é perceptível pela análise da Figura 5.4, onde a curva de procura de Espanha e a curva de oferta de Portugal aumentarão devido ao valor da capacidade de interligação, dando origem a um preço de mercado diferente para cada zona (cruzamento da linha vermelha-clara com a linha verde-clara em Espanha e cruzamento da linha vermelha com a linha verde-clara em Portugal).

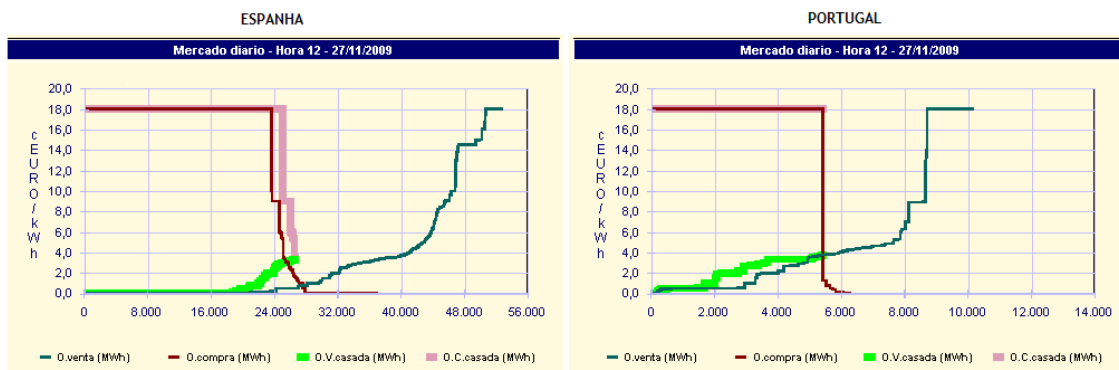


Figura 5.4 — Preço do mercado diário na hora 12 do dia 27/11/2009 – Espanha (esquerda) e Portugal (direita) [29].

Relativamente à área espanhola, como o congestionamento ocorreu no sentido de Espanha para Portugal é introduzida uma licitação de compra na curva de procura espanhola de 18,003 c€/kWh e de 1400 MWh, resultando num preço de mercado de 3,350 c€/kWh. Por outro lado, na área portuguesa, a licitação de compra correspondente, é de 1400 MWh e com o valor de fecho do mercado espanhol (3,350 c€/kWh), de onde resulta o preço português de 3,695 c€/kWh. Assim, quando ocorre a separação do mercado, o preço marginal da zona exportadora é igual ao preço da última unidade casada e o preço marginal da zona importadora é igual ao máximo preço casado nas duas zonas.

A Tabela 5.1 apresenta alguns dos resultados do mercado diário, gerido pelo OMEL, no dia 27 de Novembro de 2009 às 12 horas.

Tabela 5.1 — Resultados do mercado diário no dia 27/11/2009 [29].

Dia: 27 de Novembro de 2009	Hora: 12h
Preço do mercado diário – pólo espanhol (c€/kWh)	3,350
Preço do mercado diário – pólo português (c€/kWh)	3,695
Energia total comprada – pólo espanhol (MWh)	25217,4
Energia total vendida – pólo espanhol (MWh)	26617,4
Energia total comprada – pólo português (MWh)	5406,5
Energia total vendida – pólo espanhol (MWh)	4006,5
Energia total – MIBEL (MWh)	30623,9
Importação de Espanha desde Portugal (MWh)	0
Exportação de Espanha desde Portugal (MWh)	1400

Relativamente ao funcionamento do mercado diário no dia 27 de Novembro de 2009, pode-se afirmar que ocorreu *market splitting* entre as 12 e as 18 horas. Observando o exemplo da hora 12, verifica-se um Trânsito de Energia de Espanha para Portugal de 1400 MWh, igual à capacidade de interligação dessa hora. O preço de mercado português foi de 3,695 c€/kWh, já o do mercado espanhol foi de 3,350 c€/kWh, o que se reflecte numa renda de congestionamento de 4830 € para essa hora.

Ainda relativamente à Figura 5.4 comparando o resultado do mercado diário no pólo espanhol com o do pólo português, observa-se que no primeiro ocorre com mais frequência ofertas de venda a preço zero. Isto acontece devido a factores como a diferença de dimensão dos dois mercados de electricidade, a existência de propostas provenientes de centrais nucleares e uma legislação diferente nos dois países que permite, por exemplo, que em Espanha os PRE possam optar por apresentar as suas ofertas no mercado de electricidade, algo que não acontece em Portugal, devido aos acordos celebrados para uma remuneração fixa.

Com efeito, o somatório das propostas das centrais nucleares, hídricas e em regime especial formam o segmento de propostas de venda a zero.

O Mercado Intradiário é gerido pela OMEL, e define-se como um único mercado de ajuste, para o sistema ibérico, onde participam todos os agentes, independentemente do modo de contratação de energia eléctrica que elegeram – bilateral física, a prazo ou diário. Neste mercado estas entidades podem alterar as posições contratuais e, assim, atender à oferta e à procura de energia que se possam verificar, nas horas seguintes [30].

Com efeito, neste mercado, e com o objectivo de rectificar as suas posições anteriores, os agentes com uma posição natural vendedora (produtores) também podem comprar energia, e os agentes com uma posição natural compradora (comercializadores) também podem vender energia [26].

A Figura 5.5 ilustra as seis sessões em que o mercado intradiário se estrutura actualmente, realizando em cada uma delas um cruzamento de cariz marginal entre a oferta e a procura.

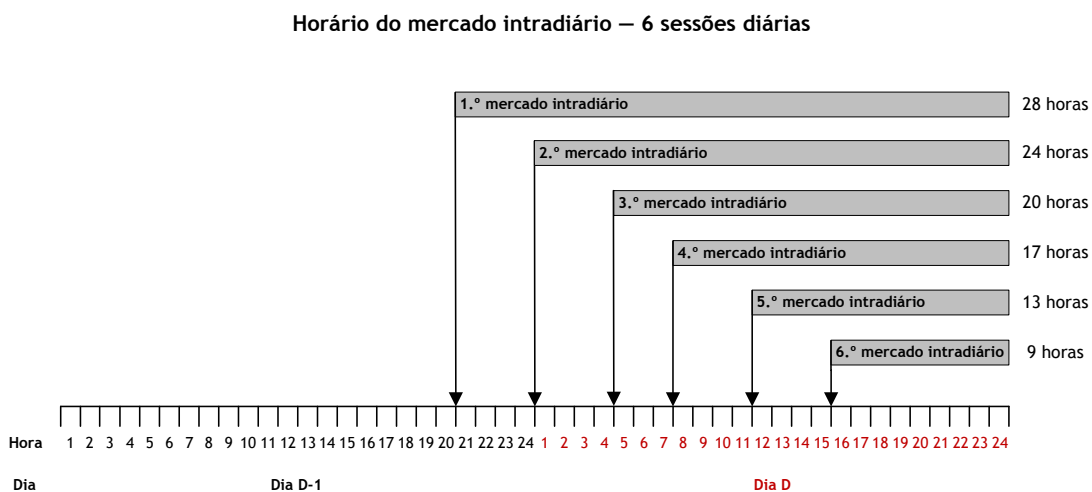


Figura 5.5 — Estrutura por sessões do mercado intradiário do MIBEL [15].

A primeira sessão abrange 28 horas — as últimas quatro do dia D-1 e as 24 do dia D — a sexta abrange as últimas 9 horas do dia D.

O Mercado de Serviços Auxiliares inclui todos os serviços de ajuste de sistema tendo por finalidade adaptar os programas de produção resultantes da contratação de energia, para garantir o cumprimento das condições de qualidade e segurança requeridas para o fornecimento de energia eléctrica.

Em Portugal encontram-se divididos em:

- Serviços obrigatórios, que não são remunerados e onde estão englobados a regulação de tensão, a regulação de frequência e a manutenção da estabilidade;
- Serviços complementares, que são passíveis de remuneração e onde estão englobados a compensação síncrona e estática, a regulação secundária, a ininterruptibilidade rápida, o arranque autónomo e o tele-arranque.

Em Espanha, por sua vez, encontram-se divididos em:

- Resolução de restrições técnicas;
- Serviços complementares, associados à regulação frequência-potência, ao controlo da tensão da Rede de Transporte e à reposição do serviço;
- Gestão de desvios entre Produção e Consumo, de forma a garantir a disponibilidade, em todo o momento, das reservas de regulação requeridas.

Finalmente, deve referir-se que para o mesmo dia do ano, mas relativamente ao ano de 2008, os preços do mercado diário eram bastante superiores aos que se verificou em 2009, como se pode constatar pela análise da Figura 5.6 e na comparação com a Figura 5.2.

Esta situação ocorreu devido à crise económica que os países da União Europeia (UE) e um pouco por todo mundo estão a sofrer, originando o encerramento de empresas, perda de poder económico por parte dos consumidores finais, entre outros factores, que contribuírem para a diminuição da procura e, portanto, dos preços de mercado.

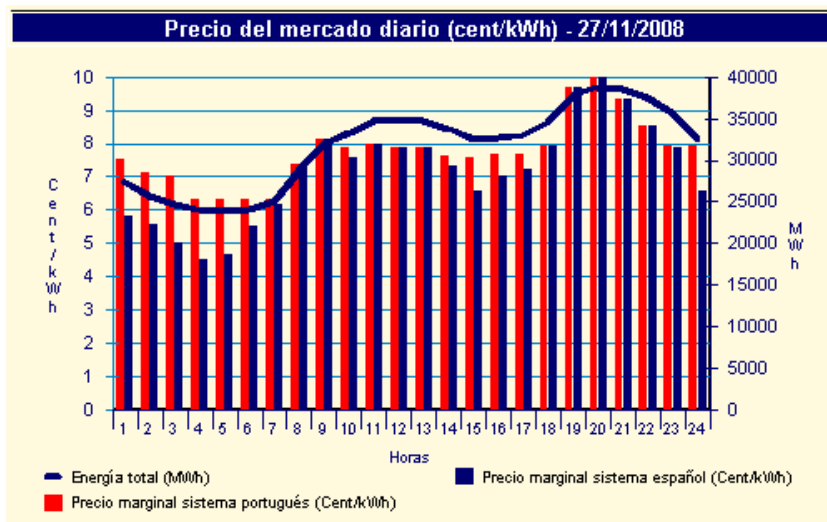


Figura 5.6 — Preço do mercado diário (c€/kWh) no mercado ibérico — dia 27/11/2008 — OMEL [29].

5.3 - Preços de encontro

5.3.1 - Preço de mercado diário

O mercado diário determina o ponto de equilíbrio entre as curvas de oferta e de procura de forma fiável e representativa desde 1 de Janeiro de 1998, para o Sistema Eléctrico Espanhol e, desde 1 de Julho de 2007, para o Sistema Eléctrico Português. De facto o primeiro valor a ser obtido após a entrada em vigor do mercado totalmente liberalizado em Portugal foi o valor médio aritmético de 46,809 €/MWh.

Nos anos de 2008 e 2009, do funcionamento do mecanismo de separação de mercados, resultou o Gráfico 5.3 e o Gráfico 5.4, onde a média aritmética mensal dos preços do mercado diário do sistema espanhol oscilou entre os 56,18 €/MWh de Abril e os 73,03 €/MWh de Setembro do ano de 2008. Já no ano de 2009, o valor mínimo situou-se nos 30,43 €/MWh de Dezembro face ao valor máximo de 49,93 €/MWh do mês de Janeiro. Em Portugal, foi verificada uma situação análoga, uma vez que no ano de 2009 o valor mínimo e máximo da média aritmética mensal dos preços de mercados ocorrem para os meses de Dezembro com 30,18 €/MWh e Janeiro com 51,47 €/MWh, respectivamente. Já no ano de 2008, o valor mínimo ocorreu no mês de Maio com 62,14 €/MWh e o valor máximo no mês de Novembro com 76,55 €/MWh.

Para o Sistema Eléctrico Espanhol, o preço médio aritmético do ano de 2009 foi de 36,98 €/MWh o que significou uma diminuição de 42,62% face ano anterior. Já o preço médio aritmético em 2009, em Portugal, foi de 37,64 €/MWh o que significou uma diminuição de 46,22%. No entanto, situou-se num nível de preço superior, na maioria das horas, em relação ao preço diário do Sistema Eléctrico Espanhol.

O Gráfico 5.3 ilustra a evolução do preço médio aritmético do mercado diário em Espanha.

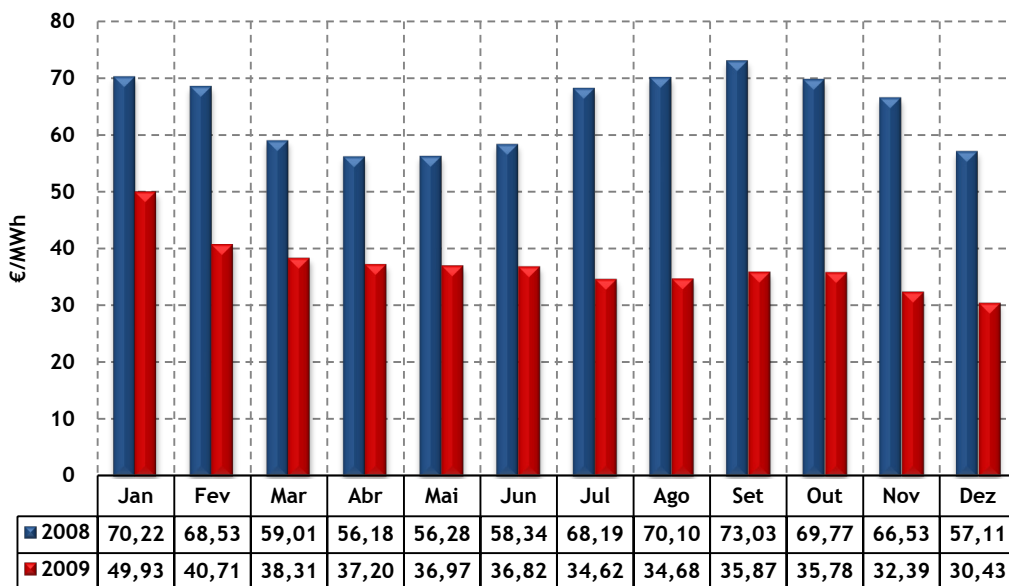


Gráfico 5.3 — Evolução do preço médio aritmético do mercado diário em Espanha [15] e [26].

Pela análise da comparação dos valores do Gráfico 5.3 com o Gráfico 5.4 assinala-se que os preços praticados no Sistema Eléctrico Português são mais elevados, à excepção dos meses de Fevereiro e Dezembro de 2009 onde são inferiores, aos do Sistema Eléctrico Espanhol, permitindo concluir, como exemplificado anteriormente, que ocorreu situações de congestionamento durante uma percentagem elevada do tempo desde que o mercado ibérico foi constituído e com isso recorrendo-se à operação de *market splitting*.

O Gráfico 5.4 ilustra a evolução do preço médio aritmético do mercado diário em Portugal.

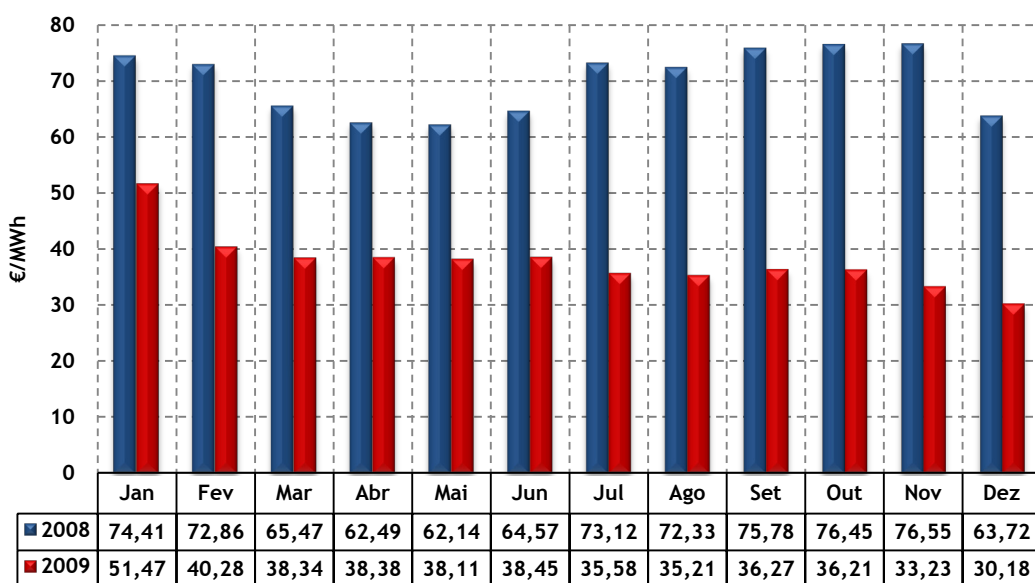


Gráfico 5.4 — Evolução do preço médio aritmético do mercado diário em Portugal [15] e [26].

5.3.2 - Caracterização da curva de oferta e procura

No mercado diário, como referido no capítulo anterior, as ofertas apresentadas pelas entidades vendedoras presentes na bolsa de electricidade para cada uma das horas do dia seguinte são ordenadas por ordem crescente do preço, constituindo a curva de propostas de venda. No entanto, a constituição das curvas de ofertas difere se estas dizem respeito ao Sector Eléctrico Espanhol ou Português apresentando, contudo, semelhanças entre os dois pólos. Com efeito, as curvas de ofertas são habitualmente constituídas por [26]:

- Pólo Espanhol: no início da curva surgem as centrais nucleares e a Produção em Regime Especial, uma vez que o seu custo de oportunidade é muito baixo;
- Pólo Português: a Produção em Regime Especial não faz parte da curva. No entanto, a sua produção é vendida ao comercializador de último recurso, que tem a responsabilidade de a integrar nas suas vendas aos clientes finais;
- Ambos os pólos: Na zona mais elevada da curva estão presentes as centrais térmicas a fuelóleo, sendo que no caso português, estas contribuem para a cobertura da procura em épocas extremas do ano, como por exemplo, quando ocorre falta de água e consequente perda do nível de reserva de potência hidráulica satisfatório. Estão também presentes as centrais hídricas de albufeira, com o objectivo de valer o seu custo de oportunidade que é elevado em função do preço que receberiam em outro momento no mercado ou pela substituição de uma outra tecnologia. Na zona intermédia da curva encontram-se as centrais térmicas a carvão e a gás natural de ciclo combinado, ordenadas em função dos seus rendimentos e das condições dos seus contratos de fornecimento de combustível. Por último, na zona baixa da curva, surgem as centrais hídricas de fio-de-água, uma vez que não podem armazenar água para outros momentos.

Relativamente à curva da procura, surge na parte mais elevada os fornecimentos regulados, utilizando o preço de 180 €/MWh, já na parte intermédia e inferior surge o consumo das centrais hídricas de bombagem e os comercializadores que actuam no mercado livre.

Capítulo 6

Aplicação Computacional Desenvolvida

6.1 - Considerações gerais

Neste capítulo, são apresentadas as centrais térmicas que constituem o Subsistema Termoeléctrico Português e as etapas que permitem determinar os custos marginais de exploração das mesmas. É ainda apresentada a ferramenta desenvolvida, justificando-se a escolha da linguagem de programação e a plataforma de desenvolvimento, a construção do interface com o utilizador e o algoritmo implementado para a resolução do problema proposto. No final, descreve-se brevemente a análise que será feita no Capítulo 7 – Sistema Electroprodutor no Ano de 2009, Caso de Estudo.

6.2 - Subsistema Termoeléctrico Português

Um grupo termoeléctrico pode ser representado esquematicamente pela Figura 6.1, onde se representa uma caldeira que gera vapor para accionar um sistema acoplado de turbina-alternador, e os serviços auxiliares que constituem o grupo. Naturalmente, no processo de produção de energia eléctrica existem perdas associadas e elementos constituintes a ser alimentados, pelo que existe um diferencial entre a potência bruta disponibilizada pela caldeira e a potência líquida fornecida à rede [2].

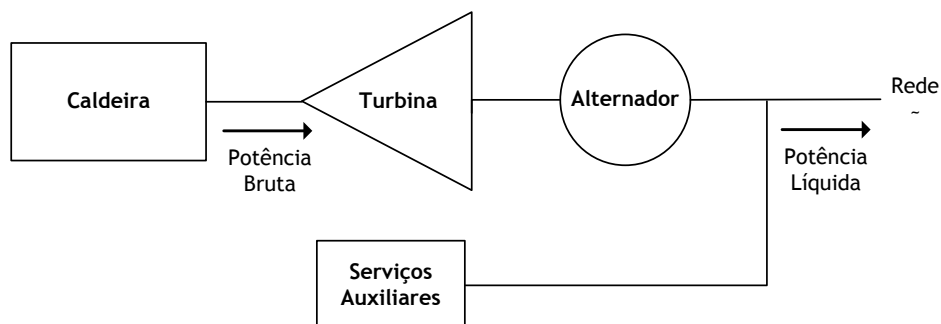


Figura 6.1 — Representação esquemática de um grupo termoeléctrico [2].

Neste trabalho considerou-se, em colaboração com a EDP, que as centrais termoeléctricas caracterizadas na Tabela 6.1 são as responsáveis pelo abastecimento do consumo em Portugal

Continental a partir de recursos energéticos importados, nomeadamente carvão, gás natural e petróleo, formando o Subsistema Termoeléctrico Português. Deve referir-se que a central do Carregado utiliza exclusivamente o fuelóleo como combustível nos grupos 1, 2, 3 e 4. Nos grupos 5 e 6 existe, ainda, a possibilidade de utilizar o gás natural. No entanto, como o seu funcionamento tem sido assegurado utilizando apenas fuelóleo, considerou-se este o único combustível utilizado por esta central.

Tabela 6.1 — Caracterização do Subsistema Termoeléctrico Português.

Subsistema Termoeléctrico Português: Identificação de cada central	Tecnologia	Nº Grupos	Mínimo Técnico (MW)	Potência Líquida Unitária (MW)	Potência Líquida Total (MW)
Central Térmica de Sines	Carvão	4	109,0	295,0	1180,0
Central Térmica do Pego	Carvão	2	98,0	292,0	584,0
Central Térmica de Setúbal	Fuelóleo	4	118,0	236,6	946,4
Central Térmica do Carregado G ₁ -G ₂	Fuelóleo	2	59,0	118,2	236,4
Central Térmica do Carregado G ₃ -G ₄	Fuelóleo	2	59,0	118,7	237,4
Central Térmica do Carregado G ₅ -G ₆	Fuelóleo	2	59,0	118,2	236,4
Central Térmica do Barreiro	Fuelóleo	2	15,0	30,0	60,0
Central Térmica da Turbo Gás	Gás Natural	3	198,0	330,0	990,0
Central Térmica de Lares	Gás Natural	2	200,0	431,0	862,0
Central Térmica do Ribatejo	Gás Natural	3	235,0	392,0	1176,0

Em conjunto, estas centrais atingem a potência total líquida de 6509 MW, dos quais 1764 MW dizem respeito às centrais alimentadas a carvão, 3028 MW às centrais a gás natural e 1717 MW referentes às centrais a fuelóleo. No entanto, as centrais são projectadas para funcionarem dentro de um determinado intervalo definido pelas suas restrições técnicas, potência máxima e mínima. A potência máxima é denominada de potência líquida, e a potência mínima de mínimo técnico.

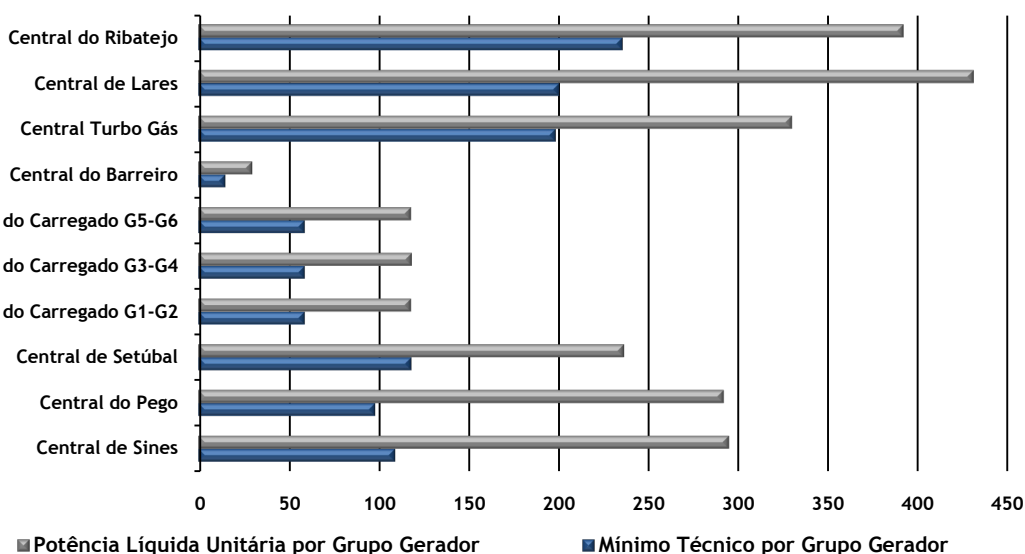


Gráfico 6.1 — Capacidade de produção individual de cada grupo gerador das centrais térmicas que constituem o Subsistema Termoeléctrico Português.

Assim, o Gráfico 6.1 apresenta para cada grupo de uma central termoelétrica, a potência que caracteriza o mínimo técnico e a potência líquida unitária que é utilizada para conversão da energia calorífica em electricidade [31].

Da análise do gráfico anterior, conclui-se que as centrais térmicas apenas entram em serviço acima de uma potência mínima, estabelecida por restrições técnicas da turbina e de estabilidade na combustão [32]. Neste contexto, as centrais a carvão apenas entram em serviço quando lhes é garantida a produção de, pelo menos, cerca de 35% da potência líquida. Já nas centrais a fuelóleo essa percentagem fixa-se nos 50%. Finalmente, as centrais da Turbo Gás³⁶ e do Ribatejo necessitam que lhes seja assegurada 60% da potência líquida e, no caso da central de Lares, essa percentagem fixa-se em 46%.

Importa ainda considerar o número de horas em funcionamento a plena carga de cada central térmica, determinada pela expressão (6.1).

$$Utilização\ Central\ Térmica\ (h) = \frac{\sum\ Produção\ Mensal\ (MWh)}{Potência\ Líquida\ Instalada\ (MW)} \quad (6.1)$$

No entanto, uma vez que a apresentação de uma tabela com o número de horas em funcionamento por parte de cada central era excessivamente exaustiva, optou-se por apresentar o Gráfico 6.2 que caracteriza a evolução, ao longo dos meses, do número de horas de utilização da cada uma das centrais.

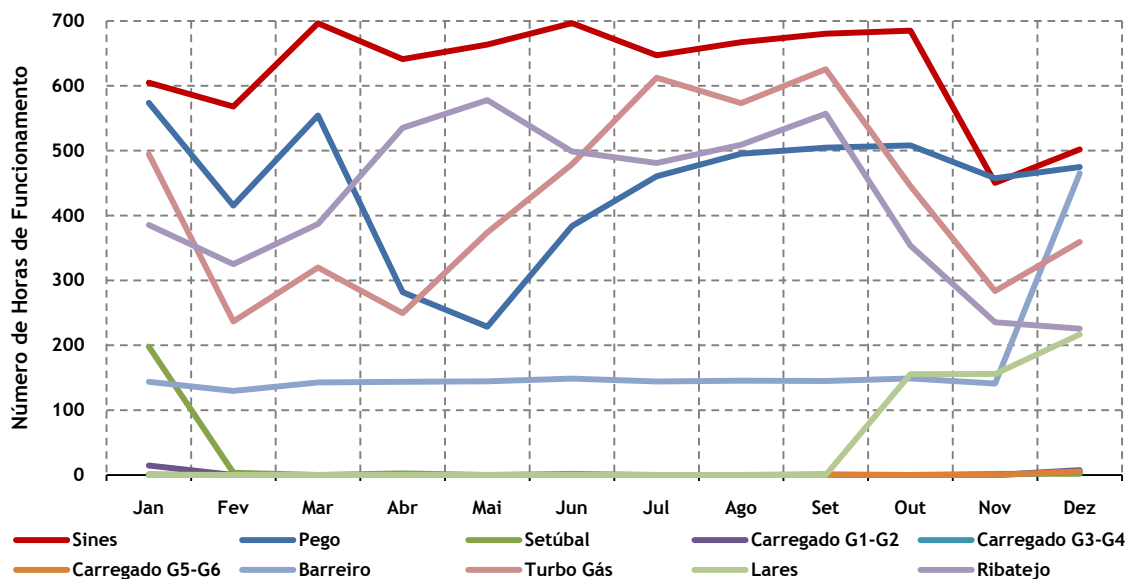


Gráfico 6.2 — Evolução do número de horas em funcionamento das centrais do Subsistema Termoelétrico Português.

Pela sua análise, conclui-se que as centrais de Sines e do Barreiro tiveram uma contribuição na produção mensal quase constante, a primeira em torno de 625 horas e, a segunda, de 170 horas. No entanto, verificou-se exceções ao que foi dito anteriormente. No caso da central de Sines, no mês de Novembro, o número de horas diminuiu para 450 e, na central do Barreiro, ocorreu um aumento do número de horas, para 465.

³⁶ Produtora Energética, S.A. — <http://www.turbogas.pt/>.

Já a central do Pego³⁷ teve em média uma contribuição de 445 horas, excluindo os meses atípicos de Abril e Maio. Já a central da Turbo Gás teve em serviço, em média, 421 horas por mês no ano de 2009. Finalmente, a central do Ribatejo manteve-se em funcionamento, em média, 423 horas por mês.

Finalmente, as centrais a fuelóleo não tiveram expressão no abastecimento do consumo, excepto a central de Setúbal no mês de Janeiro e a central do Barreiro no mês de Dezembro, devido a estarem encarregues de assegurar alguns serviços de sistema. Uma última referência para a central de Lares, que só entrou em serviço a partir de Outubro e que teve uma contribuição média, nesse período, de 176 horas.

6.3 - Custo marginal de exploração

Considerando que cada central térmica tem um custo de produção associado por patamar de preço, em função da quantidade de electricidade produzida, como se ilustra na Figura 4.10 – b) e, ainda, que a expressão (4.17) permite determinar o custo marginal (C_{mar}) associado, sendo este o custo da última unidade produzida (unidade marginal), procede-se nesta secção à demonstração de todos os passos considerados na determinação deste encargo variável. Este será diferenciando-o consoante o tipo de combustível da central tendo, neste estudo, sido consideradas as centrais térmicas alimentadas a carvão, a gás natural e a fuelóleo [33].

Considerando as centrais a carvão e fuelóleo, o primeiro passo consiste na determinação dos custos variáveis de combustível (c_v), associados a cada tipo de central, a partir da equação (4.15), em que o custo unitário do calor (c_q) expresso em €/GJ, é dado por (6.2).

$$c_q = \frac{\text{Preço}}{\left(\frac{PCI}{1000}\right)} \quad (6.2)$$

Nesta expressão, é necessário ter em conta:

- 1 kcal/kg = 4,18684 kJ/kg.

Relativamente aos preços dos combustíveis utilizados pelas centrais térmicas (carvão, gás natural e fuelóleo), estes variam consoante o mercado internacional associado. Além disso, cada combustível é caracterizado por um Poder Calorífico, que se define como a quantidade de energia interna contida no próprio, existindo dois tipos de Poder Calorífico:

- Poder Calorífico Superior;
- Poder Calorífico Inferior.

Assim, neste estudo considerou-se apenas o Poder Calorífico Inferior (PCI).

Por outro lado, os índices de preços utilizados para determinar o custo unitário do calor são os mesmos usados na aquisição de combustíveis pela EDP e cujos dados foi possível

³⁷ Tejo Energia, S.A. – <http://www.tejoenergia.com/>.

encontrar publicamente com o auxílio do seu departamento de Planeamento e Controlo, para as diferentes tecnologias. Assim:

- Índice dos preços de carvão em API #2 (Argus/McCloskey):

Tabela 6.2 — Evolução do preço do carvão e respectivo PCI para o ano de 2009.

Fonte: EDP	Carvão	
	Preço de combustível (€/ton)	PCI (kcal/kg)
Janeiro	59,0	6000
Fevereiro	56,0	
Março	47,0	
Abril	50,0	
Mai	46,5	
Junho	47,0	
Julho	48,0	
Agosto	50,0	
Setembro	47,0	
Outubro	49,5	
Novembro	52,0	
Dezembro	55,0	

- Índice dos preços de fuelóleo em LSFO CIF Med de Platt's:

Tabela 6.3 — Evolução do preço do fuelóleo e respectivo PCI para o ano de 2009.

Fonte: EDP	Fuelóleo	
	Preço de combustível (€/ton)	PCI (kcal/kg)
Janeiro	192,31	9600
Fevereiro	192,31	
Março	192,31	
Abril	269,23	
Mai	269,23	
Junho	269,23	
Julho	269,23	
Agosto	346,00	
Setembro	346,00	
Outubro	346,00	
Novembro	346,00	
Dezembro	346,00	

Recorrendo à expressão (6.2), o custo unitário do calor (c_q) é assim, caracterizado pelos valores da Tabela 6.4.

Tabela 6.4 — Evolução do custo unitário do calor para o carvão e o fuelóleo no ano de 2009.

Ano 2009	c_q — Custo unitário do calor	
	Carvão (€/GJ)	Fuelóleo (€/GJ)
Janeiro	2,349	4,785
Fevereiro	2,229	4,785
Março	1,871	4,785
Abril	1,990	6,698
Mai	1,851	6,698
Junho	1,871	6,698
Julho	1,911	6,698
Agosto	1,990	8,608
Setembro	1,871	8,608
Outubro	1,970	8,608
Novembro	2,070	8,608
Dezembro	2,189	8,608

Por outro lado, os custos variáveis de combustível (c_v) relativos às centrais térmicas a gás natural são calculados de forma diferente:

- Índice dos preços de gás natural em APX Zeebrugge *day-ahead market*:

Inicialmente os índices dos preços obtidos, para o ano de 2009, estavam expressos em Libra por *therm* (£/th) havendo a necessidade de os converter para Euro por Megawatt-hora térmico (€/MWh_t), como se apresenta na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 — Evolução do preço do gás natural para o ano de 2009 (fonte: <http://www.apxgroup.com>).

Fonte: EDP & APX	Gás Natural		
	Preço de combustível (£/th)	Preço de combustível (€/th)	Preço de combustível (€/MWh _t)
Janeiro	62,013	72,957	24,894
Fevereiro	49,682	58,448	19,943
Março	32,681	38,448	13,119
Abril	29,732	34,980	11,936
Mai	28,152	33,120	11,301
Junho	26,802	31,531	10,759
Julho	23,237	27,337	9,328
Agosto	22,132	26,038	8,884
Setembro	22,556	26,536	9,054
Outubro	25,439	29,928	10,212
Novembro	26,571	31,260	10,666
Dezembro	29,401	34,589	11,802

Na tabela anterior, é necessário ter em conta as seguintes conversões:

- Cotação média da libra (£) em 2009: 1 € = 0,85 £;
- 1 *therm* (th) = 29,3071 kWh.

Deve referir-se que nesta fase, os preços de combustível estão expressos em €/MWh_t e, posteriormente, serão convertidos para €/MWh_e (Megawatt-hora eléctrico) ou simplesmente €/MWh.

Aos preços de combustível das centrais a gás natural (€/MWh) é ainda necessário adicionar uma parcela fixa correspondente às tarifas reguladas que os produtores suportam na aquisição do mesmo e que se dividem nas parcelas da Tabela 6.6 ou Tabela 6.7, consoante o ano gás considerado.

Tabela 6.6 — Tarifas reguladas de Julho de 2008 a Junho de 2009 para o gás natural [34].

Tarifas reguladas do gás natural de Julho de 2008 a Junho de 2009	€/MWh
Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	1,112
Uso do Armazenamento Subterrâneo	0,020
Uso de Rede de Transporte do Operador da Rede de Transporte	1,655
Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Transporte	0,248
Uso da RNTIAT	2,778
Total	5,812

Deve referir-se que um ano gás é compreendido entre o mês de Julho de um ano gás e o mês de Junho do ano seguinte. Com efeito, como o caso de estudo deste trabalho é o ano de 2009, consideram-se dois anos gás: o ano gás 2008/2009 — de Julho de 2008 a Junho de 2009 correspondente à Tabela 6.6 e o ano gás 2009/2010 — de Julho de 2009 a Junho de 2010 correspondente à Tabela 6.7.

Tabela 6.7 — Tarifas reguladas de Julho de 2009 a Junho de 2010 para o gás natural [35].

Tarifas reguladas do gás natural de Julho de 2009 a Junho de 2010	€/MWh
Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	1,200
Uso do Armazenamento Subterrâneo	0,024
Uso de Rede de Transporte do Operador da Rede de Transporte	1,610
Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Transporte	0,205
Uso da RNTIAT	2,790
Total	5,829

Por outro lado, a cada central térmica está associado um rendimento de funcionamento (η), presente na Tabela 6.8 por tipo de combustível.

Tabela 6.8 — Rendimento de operação característico associado ao tipo de central térmica.

Rendimento das centrais térmicas	η (%)
Centrais a Carvão	36
Centrais a Gás Natural	55
Centrais a Fuelóleo	37

Assim, considerando a equação (6.3), obtêm-se os custos variáveis totais de combustível para o gás natural (€/MWh), pela soma dos custos de combustível em Megawatt-hora eléctrico e as tarifas reguladas do gás natural para os dois períodos considerados, presentes na Tabela 6.9.

$$MWh_t = MWh_e \times \eta \quad (6.3)$$

Tabela 6.9 — Evolução dos custos totais de combustível para o gás natural no ano de 2009.

Ano 2009	c_v – Custos variáveis totais de combustível
	Gás Natural (€/MWh _e)
Janeiro	51,07
Fevereiro	42,07
Março	29,67
Abril	27,51
Maio	26,36
Junho	25,37
Julho	22,77
Agosto	21,97
Setembro	22,28
Outubro	24,38
Novembro	25,21
Dezembro	27,27

Voltando às centrais a carvão e a fuelóleo e, recorrendo à equação (4.14), determinou-se o consumo específico de calor (q_e) associado a cada tipo de central térmica, como se apresenta na Tabela 6.10.

Tabela 6.10 — Consumo específico de calor por tipo de combustível utilizado pelas centrais térmicas.

Combustível	q_e – Consumo específico de calor (GJ/MWh)
Carvão	10,00
Gás Natural	6,55
Fuelóleo	9,73

Com efeito, para as centrais a carvão e a fuelóleo, por aplicação da equação (4.15), obtêm-se os custos variáveis totais de combustível indicados na Tabela 6.11.

Tabela 6.11 — Evolução dos custos totais de combustível para o carvão e fuelóleo no ano de 2009.

Ano de 2009	c_v – Custos variáveis totais de combustível	
	Carvão (€/MWh)	Fuelóleo (€/MWh)
Janeiro	23,49	46,55
Fevereiro	22,29	46,55
Março	18,71	46,55
Abril	19,90	65,17
Maió	18,51	65,17
Junho	18,71	65,17
Julho	19,11	65,17
Agosto	19,90	83,76
Setembro	18,71	83,76
Outubro	19,70	83,76
Novembro	20,70	83,76
Dezembro	21,89	83,76

Como referido anteriormente, para determinar os custos marginais é necessário adicionar à parcela dos custos variáveis de combustível (c_v) os custos variáveis devido a processos de operação e manutenção (c_{vom}), presentes na Tabela 6.12.

Tabela 6.12 — Custos variáveis de operação e manutenção por tipo de central térmica.

Custos variáveis de operação e manutenção	c_{vom} (€/MWh)
Centrais a Carvão	0,1
Centrais a Gás Natural	0,5
Centrais a Fuelóleo	0,8

Finalmente, o cálculo do custo marginal incorpora uma última parcela referente aos custos de emissão do dióxido de carbono (CO_2), sendo necessário conhecer os preços de emissão do CO_2 e os factores de emissão das centrais térmicas. Relativamente aos preços de emissão do CO_2 , foram utilizados os valores fornecidos pela EDP e, visto terem um carácter muito volátil, utilizou-se a respectiva média em cada mês do ano, como se apresenta na Tabela 6.13.

Tabela 6.13 — Preços de emissão do CO₂ referentes ao ano de 2009.

Fonte: EDP	Preço de emissão do CO ₂ (€/ton)
	Média
Janeiro	12,5
Fevereiro	9,5
Março	11,2
Abril	13,0
Maio	14,5
Junho	13,0
Julho	13,8
Agosto	14,5
Setembro	14,0
Outubro	14,0
Novembro	13,5
Dezembro	13,5

Deve referir-se que as centrais ditas convencionais devem cumprir os limites estabelecidos ao nível ambiental, quer na fase de construção, quer na fase de exploração. Com efeito, os preços de emissão do CO₂ têm vindo a aumentar o seu peso no custo total de produção das centrais emissoras de CO₂, de forma a, cada vez mais, impor limites estreitos à emissão deste gás nocivo para o meio ambiente.

Recorrendo, novamente, à informação disponibilizada pela EDP, apresentam-se na Tabela 6.14 os factores de emissão de cada central térmica por tipo de tecnologia.

Tabela 6.14 — Factores de emissão de CO₂ por tipo de combustível.

Fonte: EDP	Factor de emissão de CO ₂ (g/kWh)	Factor de emissão de CO ₂ (ton/MWh)
Carvão	900	0,90
Gás Natural	340	0,34
Fuelóleo	740	0,74

Compreensivelmente, as centrais a carvão têm um factor de emissão mais elevado do que as restantes, seguido das centrais a fuelóleo e surgindo, em último lugar, as centrais a gás natural com um factor de emissão reduzido.

A Tabela 6.15 apresenta os encargos que cada central tem devido à emissão de CO₂ (€/MWh) na produção de electricidade. Este valor resulta do produto do preço de emissão do CO₂ (€/ton) pelo factor de emissão respectivo (ton/MWh), por tipo de combustível.

Tabela 6.15 – Custos de emissão de CO₂ por quantidade de electricidade produzida.

Fonte: EDP	Centrais a Carvão	Centrais a Gás Natural	Centrais a Fuelóleo
	Custos com o CO ₂ (€/MWh)	Custos com o CO ₂ (€/MWh)	Custos com o CO ₂ (€/MWh)
Janeiro	11,25	4,25	9,25
Fevereiro	8,55	3,23	7,03
Março	10,08	3,81	8,29
Abril	11,70	4,42	9,62
Maiο	13,05	4,93	10,73
Junho	11,70	4,42	9,62
Julho	12,42	4,69	10,21
Agosto	13,05	4,93	10,73
Setembro	12,60	4,76	10,36
Outubro	12,60	4,76	10,36
Novembro	12,15	4,59	9,99
Dezembro	12,15	4,59	9,99

O cálculo final dos custos marginais para cada tipo de central é, assim, dado pela soma dos custos devidos à utilização de combustível (c_v), aos processos de operação e manutenção (c_{vom}) e aos custos devido à emissão de CO₂, sendo apresentados na Tabela 6.16.

Tabela 6.16 – Evolução dos custos marginais das centrais térmicas para o ano de 2009.

Ano de 2009	C_{mar} – Custo marginal de exploração		
	Carvão (€/MWh)	Fuelóleo (€/MWh)	Gás Natural (€/MWh)
Janeiro	34,84	56,60	55,82
Fevereiro	30,94	54,38	45,80
Março	28,89	55,64	33,97
Abril	31,70	75,59	32,43
Maiο	31,66	76,70	31,79
Junho	30,51	75,59	30,29
Julho	31,63	76,19	27,98
Agosto	33,05	95,29	27,41
Setembro	31,41	94,92	27,55
Outubro	32,40	94,92	29,66
Novembro	32,95	94,55	30,31
Dezembro	34,14	94,55	32,38

Deve referir-se que a central do Pego tem um custo de transporte da sua energia primária (carvão), que deve ser considerado e que equivale a um acréscimo de 25% face ao seu custo marginal de exploração e, conseqüentemente, diferencia estes dos inerentes à central de Sines.

Finalmente, o Gráfico 6.3 apresenta a evolução dos custos marginais das centrais com alimentação diferenciada ao longo do ano de 2009. Assim, observa-se inicialmente que os encargos variáveis de exploração das centrais a fuelóleo e a gás natural assumiram valores próximos, mas com o evoluir do ano estes valores extremaram-se, com o fuelóleo a atingir valores recorde a partir do meio do terceiro trimestre de 2009. Por outro lado, o gás natural diminuiu o seu preço, aproximando-se dos valores dos custos marginais das centrais a carvão, que mantiveram um valor muito regular.

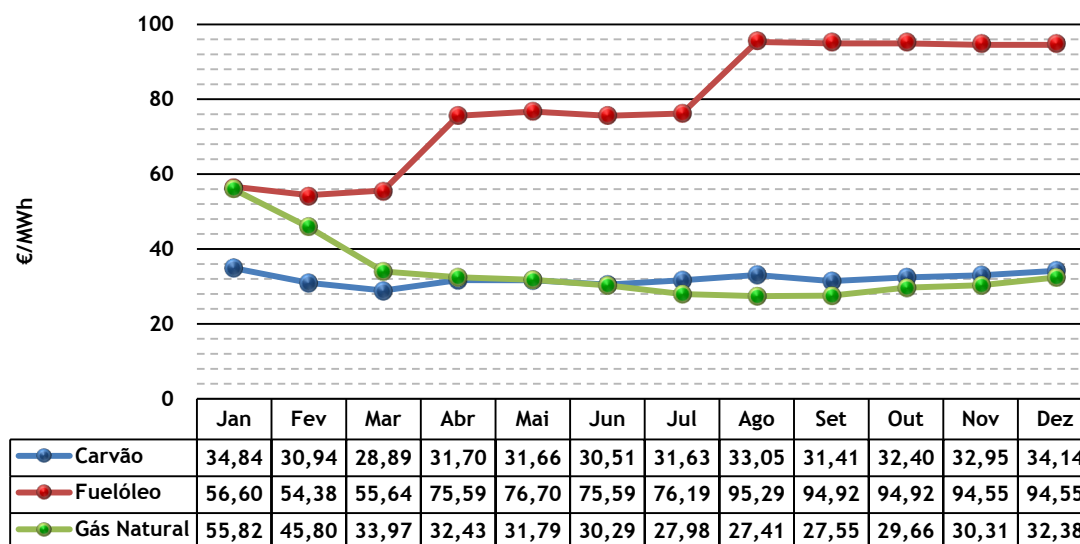


Gráfico 6.3 — Evolução dos custos marginais das centrais térmicas no ano de 2009.

6.4 - Ferramenta desenvolvida e interface com o utilizador

O facto de o *Microsoft Excel* proporcionar uma gestão intuitiva de uma grande quantidade de informação e um ambiente integrado de criação de projectos em *VBA* levou à escolha da linguagem de programação *VB* para o desenvolvimento da ferramenta computacional e da sua interface com o utilizador. Desta forma, a construção da ferramenta computacional e a sua interface tiveram como suporte a plataforma de desenvolvimento *Microsoft Excel 2007*.

Nesta secção são apresentadas as diferentes janelas do programa — Custo de Substituição das Centrais Térmicas por Hídricas — e a interligação destas com o processo de obtenção dos resultados propostos, com base no algoritmo da Figura 6.15.

6.4.1 - Janela: Apresentação do programa

Na Figura 6.2 apresenta-se a página inicial da aplicação desenvolvida, onde são dadas instruções ao utilizador para o correcto funcionamento da ferramenta computacional e é feita referência a alguma da informação disponível, bem como às rotinas executáveis implementadas nas quatro sub-janelas seguintes do programa.

Neste contexto, é essencial possuir a informação referente à produção de energia eléctrica, para o ano pretendido, para as tecnologias de carvão, fuelóleo e gás natural, assim como dos aproveitamentos hidroeléctricos (de albufeira e de fio de água). De referir que foram ainda consideradas para efeitos de enquadramento energético, as Produções em

Regime Especial (de origem hidráulica, térmica, eólica e fotovoltaica), a importação e a exportação do Sistema Electroprodutor e, por último, o consumo nacional, com e sem a operação de bombagem.

É igualmente essencial conhecer a produção de energia eléctrica de cada uma das centrais que constituem o Subsistema Termoeléctrico Português (caracterizadas na secção 6.2) e toda a informação necessária para determinar os custos variáveis de exploração para o ano pretendido e que, para o ano em estudo, estão presentes na secção 6.3.

Relativamente à janela de interface com o utilizador, na parte inferior, estão disponíveis três botões que permitem:

- **Iniciar Programa:** A janela actual fecha-se e abre-se uma nova, onde estão presentes as seguintes sub-janelas:
 - Características Centrais Térmicas (ver Figura 6.3);
 - Produção Média Mensal (ver Figura 6.7);
 - Resultados Obtidos (ver Figura 6.10);
 - Gráficos Obtidos (ver Figura 6.12).
- **Excel:** O programa *Excel* que até aqui estava oculto é agora visível. Esta opção está disponível ao longo do programa;
- **Fechar Programa:** Caso alguma das instruções não sejam respeitadas ou não se pretenda continuar a executar o programa este é fechado, ficando visível posteriormente, o programa *Excel*, para possíveis alterações dos dados, por exemplo. Esta opção está igualmente disponível ao longo do programa.



Figura 6.2 — Interface da janela “Início” do programa “Custo de Substituição das Centrais Térmicas por Hídricas” desenvolvido.

Deve referir-se que as opções de minimizar e maximizar (canto superior direito da Figura 6.2) foram implementadas para uma melhor performance do programa, uma vez que as *userform's* do VBA não incluem estas opções de início.

Por último, a primeira janela tem como objectivo verificar se as etapas 1 (Ler dados) e 2 (Escreve e Ordena os dados de entrada) do algoritmo da Figura 6.15 estão preparadas para serem realizadas.

6.4.2 - Janela: Características das centrais térmicas

Na Figura 6.3 apresenta-se a primeira sub-janela, onde são apresentados ao utilizador as centrais que, no ano em estudo, abasteceram o consumo a partir da produção de origem térmica. Nesta janela, o utilizador pode modificar os valores da máxima potência líquida unitária e da mínima potência líquida unitária, caso, por exemplo, exista um reforço da potência num grupo de uma central.

No canto inferior direito estão disponíveis dois novos botões que permitem:

- Apagar Todos os Dados: Os limites técnicos dos grupos geradores das diferentes centrais são apagados, para posterior inserção de novos dados;
- Dados Iniciais: Caso se pretenda utilizar os limites técnicos iniciais dos grupos geradores.

Subsistema termoelectrico - Id. Central	Tecnologia	Nº Grupos	Máxima Pot. Líq. Unitária	Mínima Pot. Líq. Unitária
Central Térmica de Sines	Carvão	4	295	109
Central Térmica do Pêgo	Carvão	2	292	98
Central Térmica de Setúbal	Fuelóleo	4	236.6	118
Central Térmica do Carregado G1-G2	Fuelóleo	2	118.2	59
Central Térmica do Carregado G3-G4	Fuelóleo	2	118.7	59
Central Térmica do Carregado G5-G6	Fuelóleo	2	118.2	59
Central Térmica do Barreiro	Fuelóleo	2	30	15
Central Térmica Turbo Gás	Gás Natural	3	330	198
Central Térmica de Lares	Gás Natural	2	431	200
Central Térmica do Rbatejo	Gás Natural	3	392	235

Instruções:

- Botão Apagar Todos os Dados: Apaga todos os dados que podem ser introduzidos (Folha Excel & TextBox's).
- Botão Dados Iniciais: Reescreve os dados originiais.
- Botão Fechar Programa: Encerra o programa.
- Botão Excel: Retorna para o Excel.

Apagar Todos os Dados

Dados Iniciais

Excel

Fechar Programa

Figura 6.3 — Interface da sub-janela “Características Centrais Térmicas” do programa “Custo de Substituição das Centrais Térmicas por Hídricas” desenvolvido.

Deve referir-se que qualquer um dos limites pode ser modificado individualmente, bastando para isso seleccionar a *text box* correspondente, apagar o seu valor, escrever um novo e pressionar a tecla *Enter* do teclado. No entanto, só é permitido a inserção de números. Caso esse critério não seja respeitado é apresentada a mensagem da Figura 6.4.

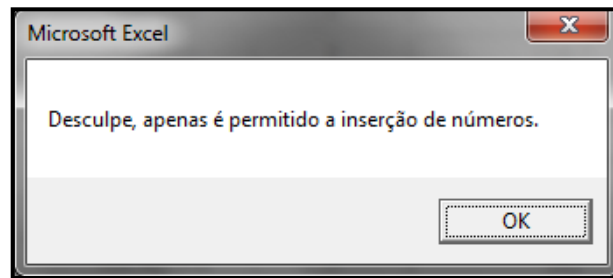


Figura 6.4 — Aviso da “Inserção de Apenas Números” da sub-janela “Características Centrais Térmicas” do programa.

Uma mensagem semelhante é apresentada caso o utilizador pretenda apagar todos os dados (ver Figura 6.5).

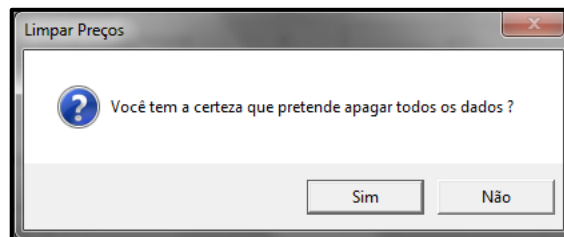


Figura 6.5 — Aviso “Apagar Todos os Dados” da sub-janela “Características Centrais Térmicas” do programa.

Caso a operação seja cancelada a mensagem da Figura 6.6 é apresentada e o ambiente gráfico da Figura 6.3 é, de novo, apresentado.

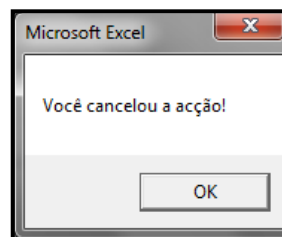


Figura 6.6 — Aviso “Acção Cancelada” da sub-janela “Características Centrais Térmicas” do programa.

Por último, a primeira sub-janela tem como objectivo verificar se a etapa 4 (Ler os novos dados) do algoritmo da Figura 6.15 está preparada para ser realizada.

6.4.3 - Janela: Produção média mensal

A Figura 6.7 ilustra a sub-janela “Produção Média Mensal” do programa, onde são apresentadas ao utilizador, as produções médias diárias totais corrigidas para as tecnologias a carvão, a fuelóleo e a gás natural, assim como as correspondentes produções desagregadas. Além disso, apresenta as produções a partir de aproveitamentos hídricos de albufeira e de fio-de-água e o consumo total a que é adicionado o consumo associado à operação de bombagem.

Nesta página é ainda fornecida informação relativa à potência máxima produzida, num dia, para o ano em estudo, a partir das centrais consideradas. Neste contexto, é apresentado o somatório da potência instalada de origem térmica e o somatório do mínimo técnico de

cada grupo gerador. De referir que estes dados são apresentados numa cor mais esbatida, significando que é impossível alterar o seu valor a partir da janela, uma vez que representam apenas informação.

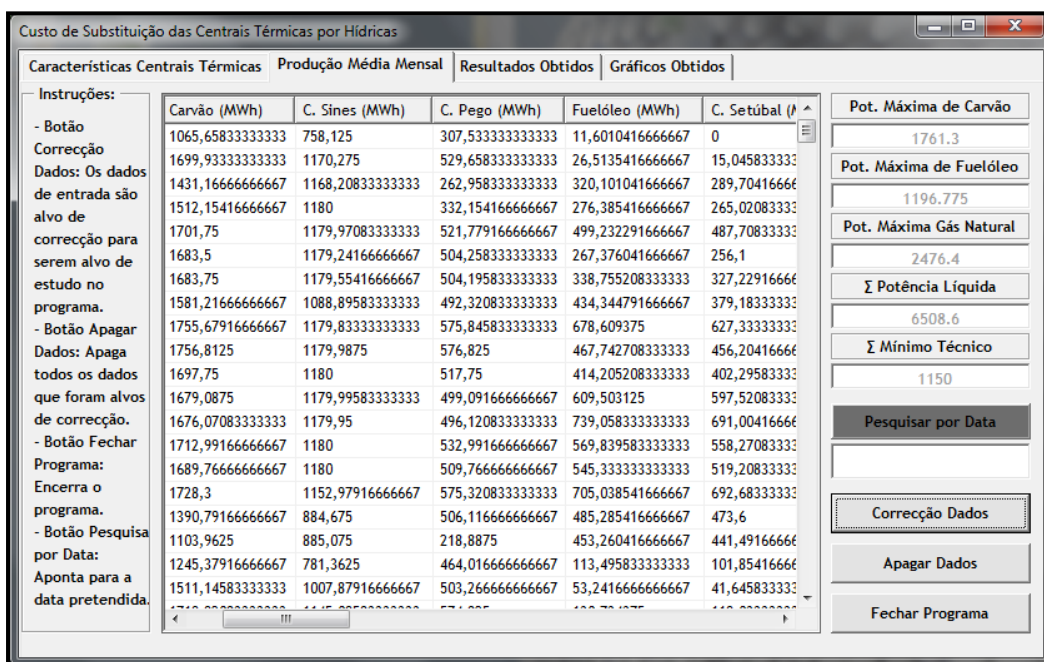


Figura 6.7 — Interface da sub-janela “Produção Média Mensal” do programa “Custo de Substituição das Centrais Térmicas por Hídricas” desenvolvido.

Além disso, no canto inferior direito estão disponíveis dois novos botões que permitem:

- **Pesquisar por Data:** O utilizador pode, com esta opção, analisar a produção de um ou vários dias com maior detalhe, uma vez que os dados são apresentados para cada hora do dia como se constata pela Figura 6.8;

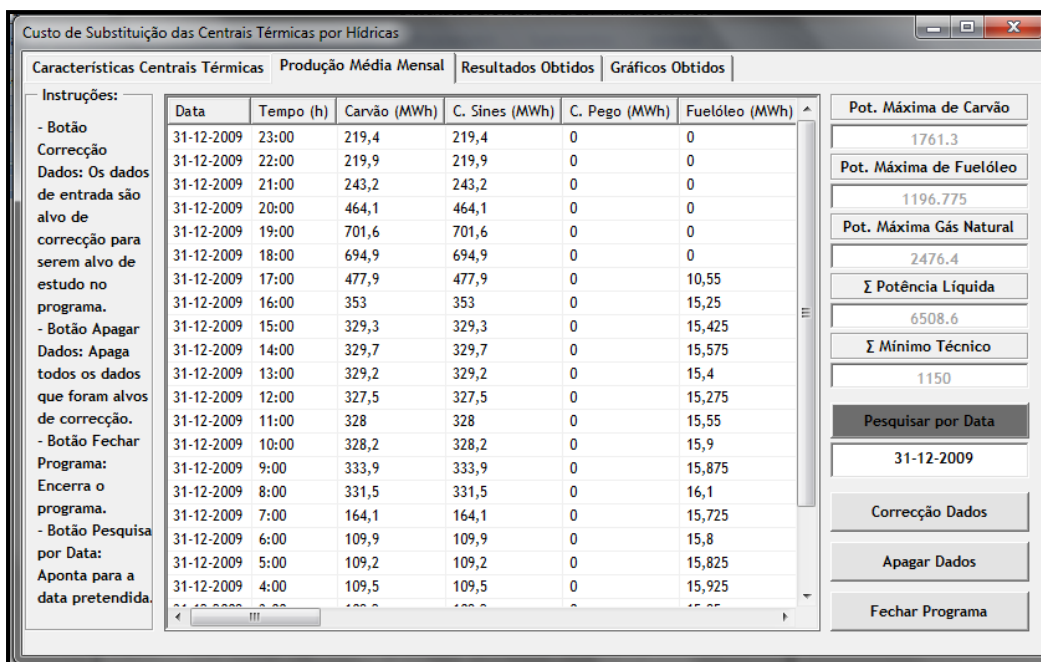


Figura 6.8 — Opção de pesquisa na sub-janela “Produção Média Mensal” para o dia 31/12/2009.

- Correcção Dados: esta rotina permite corrigir possíveis diferenças entre os dados das produções totais para as centrais a carvão, a fuelóleo e a gás natural e as produções desagregadas respectivas.

Ao seleccionar esta opção é apresentada a mensagem da Figura 6.9.

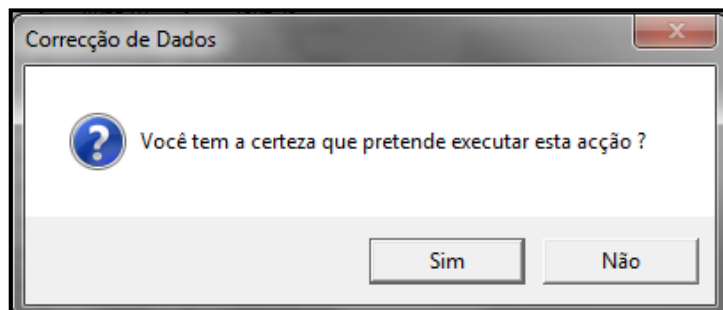


Figura 6.9 – Aviso “Correcção de Dados” da sub-janela “Produção Média Mensal” do programa.

A seguir, caso a opção de continuar seja escolhida, é iniciado um conjunto de rotinas que permitem determinar além das produções das centrais do Pego (Tejo Energia) e da Turbo Gás, verificar se a produção total de uma dada tecnologia é igual ao somatório das produções de cada uma das centrais respectivas. É necessário verificar esta situação porque, como este trabalho foi realizado em parceria a EDP, as produções das centrais que não são concessionadas pela mesma foram determinadas pela diferença entre a produção total e as desagregadas, como enuncia a expressão (6.4), para o caso da central do Pego.

$$Produção\ Central\ Pego\ (MW) = P.Centrais\ a\ Carvão - P.Central\ Sines \quad (6.4)$$

Desta forma, houve situações em que os limites técnicos dos grupos geradores não eram cumpridos e outras em que havia pequenas diferenças entre os dados das produções totais e os desagregados para as centrais térmicas, sendo necessário proceder ao seu ajuste, prevalecendo sempre os dados das produções totais.

Por último, a segunda sub-janela tem como objectivo permitir ao utilizador realizar as etapas 3.1 (Determinar a produção do Pego e Correcção da produção repartida a carvão), 3.2 (Correcção da produção repartida a fuelóleo) e 3.3 (Determinar a produção da Turbo Gás e Correcção da produção repartida a gás natural) do algoritmo, e apresentar os valores obtidos.

6.4.4 - Janela: Resultados obtidos

A Figura 6.10 ilustra a sub-janela “Resultados Obtidos” do programa, onde são apresentados ao utilizador, mediante a escolha de um dos três botões da parte superior da janela, uma família de resultados:

- Mostrar Proveitos das Centrais: incorpora as remunerações médias diárias das centrais térmicas e dos aproveitamentos hídricos, ao longo do ano;
- Mostrar Encargos das Centrais: incorpora os custos variáveis médios diários das centrais térmicas, ao longo do ano;
- Mostrar Margens das Centrais: incorpora a variação das margens médias diárias das centrais térmicas e os prémios das centrais hídricas, ao longo do ano.

Em todas as opções anteriores é apresentado o preço do mercado diário ao longo do ano.

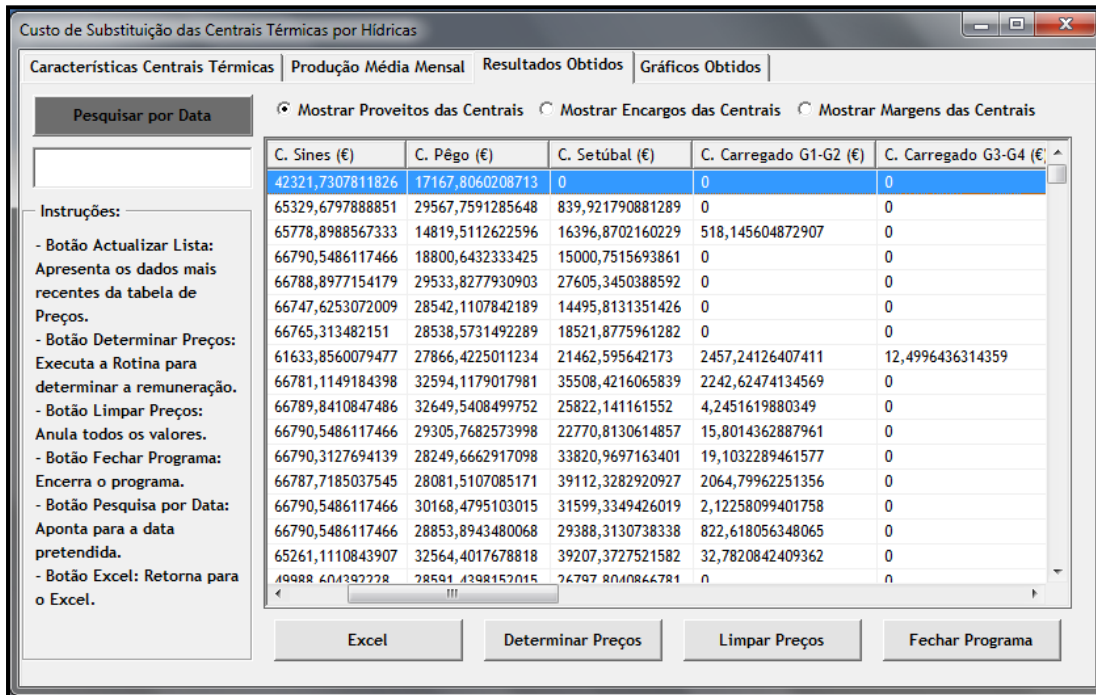


Figura 6.10 – Interface da sub-janela “Resultados Obtidos” do programa “Custo de Substituição das Centrais Térmicas por Hídricas” desenvolvido.

No canto superior esquerdo está disponível um botão de pesquisa, que permite:

- **Pesquisar por Data:** O utilizador pode, com esta opção, analisar os resultados obtidos de um ou vários dias com maior detalhe, uma vez que os dados são apresentados para cada hora do dia como se ilustra na Figura 6.11.

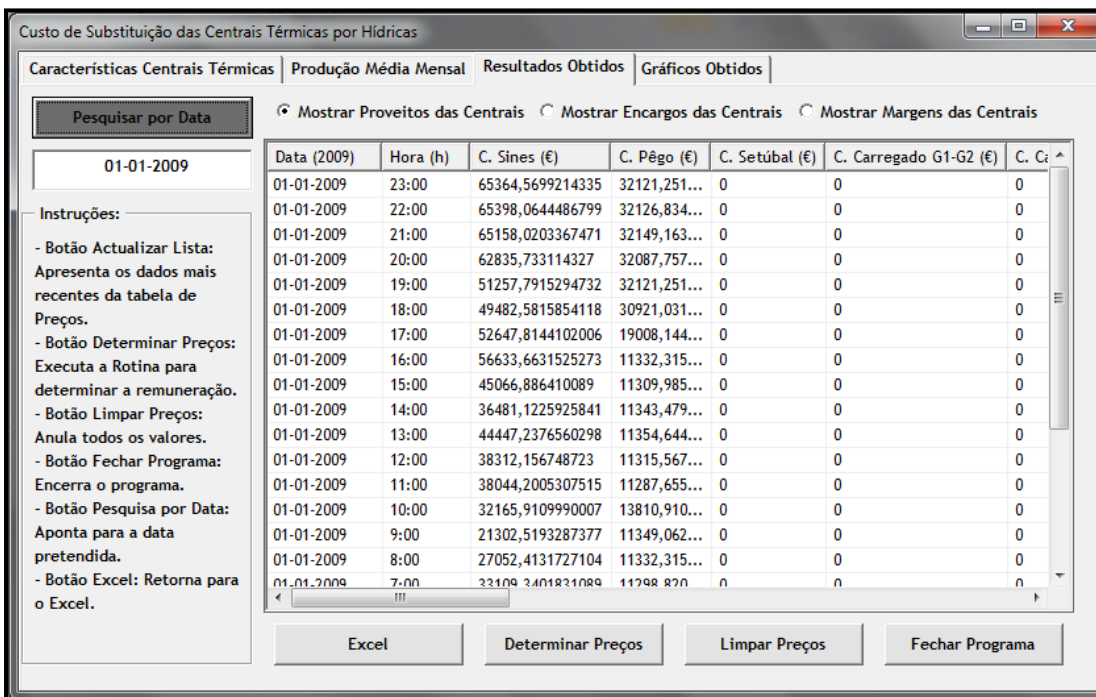


Figura 6.11 – Opção de pesquisa na sub-janela “Resultados Obtidos” para o dia 01/01/2009.

Já na parte inferior estão disponíveis dois novos botões que permitem:

- Limpar Preços: Anula os resultados obtidos;
- Determinar Preços: Rotina que determina o preço do mercado diário, pelas regras dos leilões de preço uniforme, e que é interpretado como o custo de substituição das centrais térmicas por hídricas ao longo do ano, reflectindo as decisões dos agentes produtores em termos das suas ofertas.

Relativamente a esta última rotina, ela assente nas regras dos leilões de preço uniforme, i.e., no funcionamento do mercado de electricidade como explicado na secção 4.3.1 e considerando o que foi concluído na secção 4.4.1 — “o produtor deve oferecer em ambiente de mercado a quantidade de energia correspondente ao custo marginal”, tendo sido possível determinar o custo de substituição das centrais térmicas por hídricas, que se considerou como o preço do mercado da última central térmica a ser despachada.

Por último, a terceira sub-janela tem como objectivo permitir ao utilizador realizar a etapa 5 (Custo de operação das centrais térmicas a carvão, a fuelóleo e a gás natural), a etapa 6 (Custo de substituição das centrais térmicas por hídricas) e, uma parte, da etapa 7 (Obtenção de resultados numéricos) do algoritmo e apresentar os valores obtidos.

6.4.5 - Janela: Gráficos obtidos

Finalmente, a Figura 6.12 apresenta a janela “Gráficos Obtidos” do programa, onde são apresentados ao utilizador os resultados obtidos graficamente e que permitiram o estudo e análise dos mesmos no Capítulo 7.

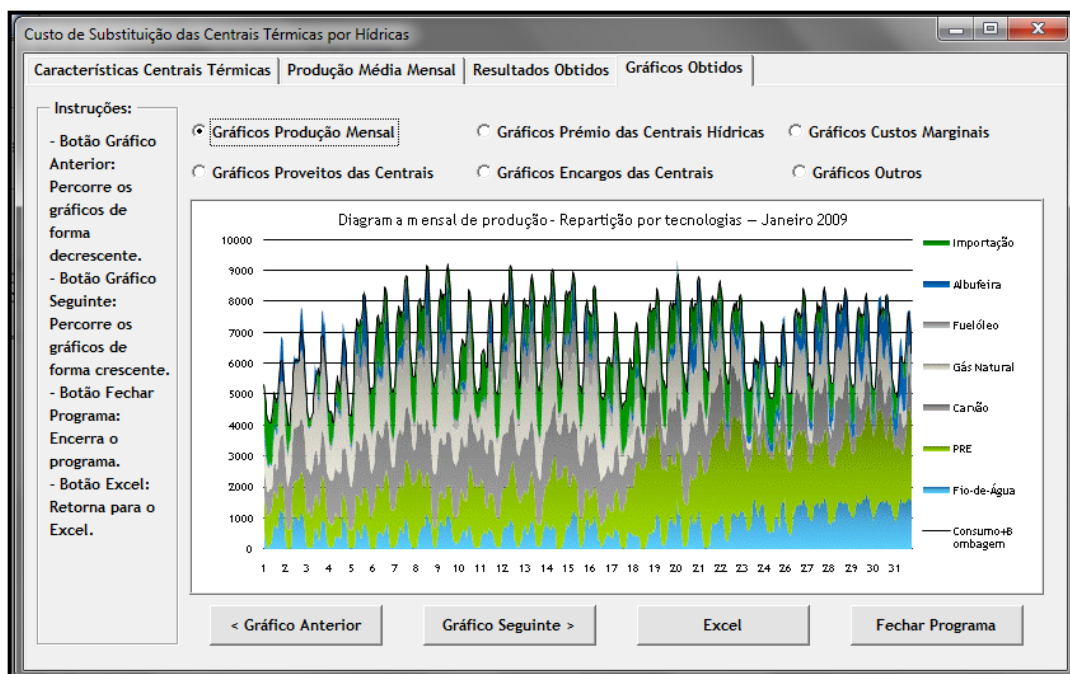


Figura 6.12 – Interface da sub-janela “Gráficos obtidos” do programa “Custo de Substituição das Centrais Térmicas por Hídricas” desenvolvido.

Na parte superior da sub-janela quatro estão disponíveis seis botões que permitem escolher qual das famílias de gráficos, o utilizador, pretende visualizar:

- Gráficos Produção Mensal: incorpora o diagrama mensal de produção (de todas as tecnologias, das centrais a carvão, a fuelóleo e a gás natural) e a repartição mensal da produção, ao longo do ano — (ver exemplo: Gráfico 7.3);
- Gráficos Proveitos das Centrais: incorpora a evolução da remuneração e das margens das centrais térmicas, ao longo do ano — (ver exemplo: Gráfico 7.10);
- Gráficos Encargos das Centrais: incorpora a evolução dos custos das centrais térmicas, ao longo do ano — (ver exemplo: Gráfico 7.7);
- Gráficos Prémio das Centrais Hídricas: incorpora, a variação do prémio e da remuneração dos aproveitamentos hidroeléctricos, ao longo do ano — (ver exemplo: Gráfico 7.19);
- Gráficos Custos Marginais: incorpora a variação dos custos marginais e do preço médio aritmético, ao longo do ano — (ver exemplo: Gráfico 7.71);
- Gráficos Outros: incorpora os gráficos de situações particulares, ao longo do ano — (ver exemplo: Gráfico 7.1).

Já na parte inferior estão disponíveis dois novos botões que após selecção de um dos seis botões anteriores, permitem:

- Gráfico Anterior: O gráfico actual é substituído pelo anterior;
- Gráfico Seguinte: O gráfico actual é substituído pelo próximo.

Deve referir-se que caso um dos botões anterior seja seleccionado, sem que tenha sido previamente escolhido uma família de gráficos, é apresentada a mensagem da Figura 6.13.

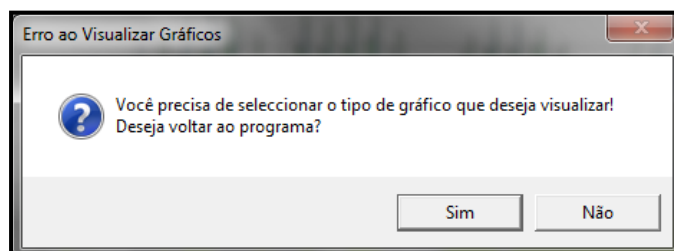


Figura 6.13 – Aviso “Erro ao Visualizar Gráficos” da sub-janela “Gráficos Obtidos” do programa.

A seguir, o utilizador pode voltar ao programa e continuar normalmente a sua utilização ou pode, se pretender, não voltar ao programa e a mensagem da Figura 6.14 é apresentada e o programa é encerrado.

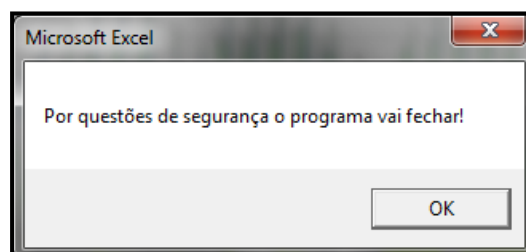


Figura 6.14 – Aviso de segurança da sub-janela “Gráficos Obtidos” do programa.

Por último, a quarta sub-janela tem como objectivo realizar a conclusão da etapa 7 (Obtenção de resultados em gráfico) permitindo ao utilizador uma posterior selecção dos resultados que considere mais relevantes e pertinentes.

6.4.6 - Algoritmo do programa desenvolvido

Considerando o que foi explicado durante a secção 6.4, apresenta-se na Figura 6.15, o algoritmo que foi implementado na plataforma computacional e que deu origem à ferramenta desenvolvida para a resolução do problema proposto.

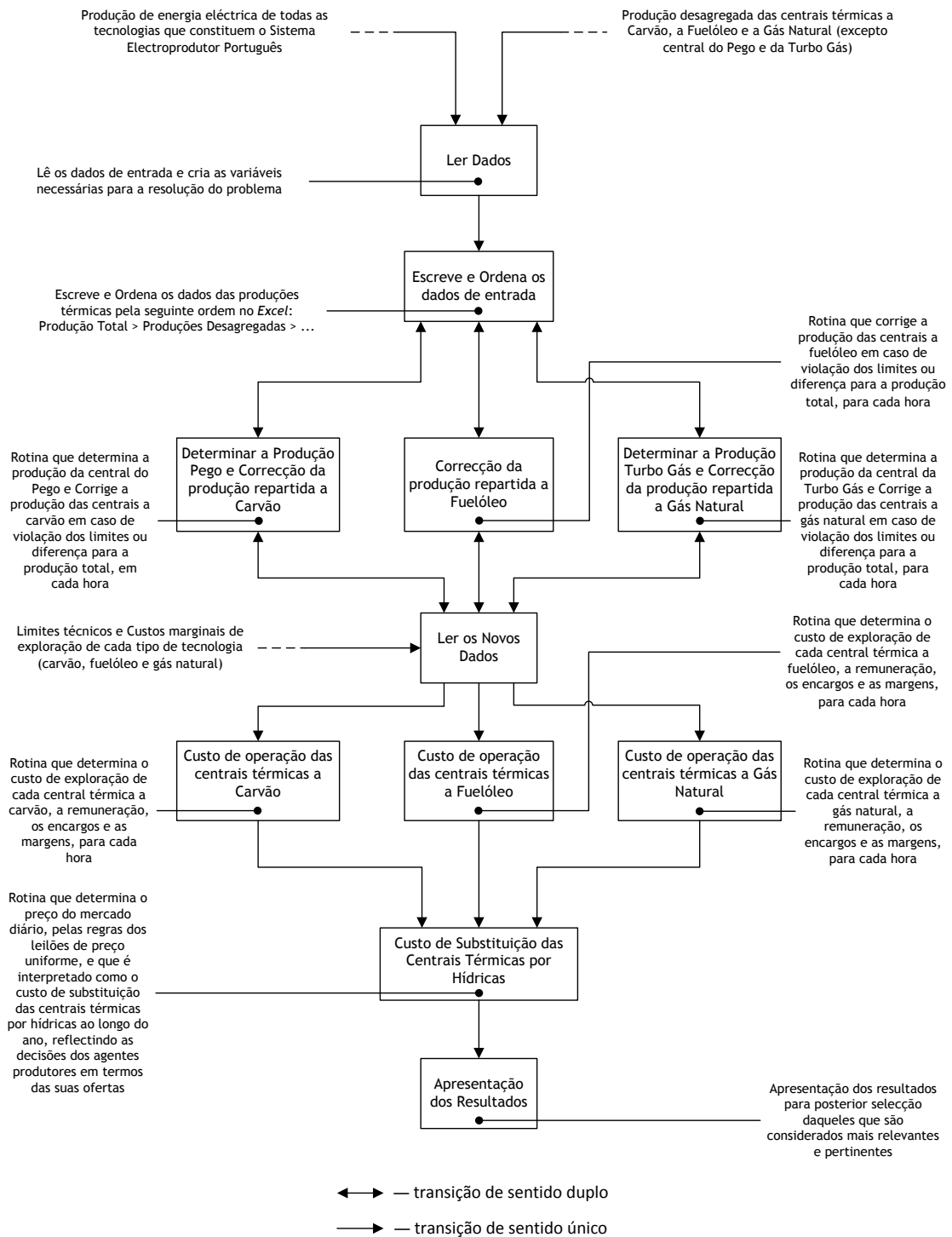


Figura 6.15 — Estrutura do algoritmo do programa “Custo de Substituição das Centrais Térmicas por Hídricas” desenvolvido na linguagem *Visual Basic* e implementado na plataforma *Microsoft Excel 2007*.

Este processo inclui diversas etapas, que são resolvidas sucessivamente, para cada hora do ano em análise:

1. A primeira etapa consiste na compilação dos dados de entrada, nomeadamente, das produções de energia eléctrica do Sistema Electroprodutor Português (incluindo a produção desagregada das centrais térmicas) e criação das variáveis necessárias à resolução do problema;
2. A segunda etapa consiste em escrever e ordenar os dados necessários à resolução do problema, nomeadamente, os das produções das centrais térmicas, de modo a, permitir o seu tratamento e acesso de forma optimizada;
3. A terceira etapa consiste em determinar a produção das centrais do Pego e da Turbo Gás, retornando essa informação à etapa anterior que a anexa aos dados de entrada do problema. Além disso, em caso de violação dos limites das centrais térmicas (fornecidos pela etapa seguinte) ou diferença entre a produção total e a desagregada, os dados do problema são corrigidos e também enviados à etapa 2;
4. Seguidamente, são calculados os custos marginais de exploração de cada uma das tecnologias (carvão, fuelóleo e gás natural), como explicado na secção 6.3. Além disso, a informação acerca das características técnicas das centrais, como apresentadas na secção 6.2, é enviada à etapa anterior;
5. Na quinta etapa, são determinados os custos de exploração de cada central térmica, os encargos, a remuneração e as margens, para cada hora. Além disso, são determinados os prémios e a remuneração dos aproveitamentos hídricos;
6. Em seguida, é determinado o preço do mercado diário que será interpretado como o custo de substituição das centrais térmicas por hídricas, para cada hora;
7. Na última etapa, são apresentados os resultados obtidos para posterior análise.

6.5 - Tratamento e análise de dados

Os resultados obtidos através da ferramenta computacional desenvolvida foram submetidos a tratamento estatístico através do programa *Microsoft Excel 2007*. A representação desses resultados será efectuada no Capítulo 7 através de tabelas e gráficos com a respectiva narração.

No tratamento e análise quantitativa, procedeu-se à elaboração da estatística descritiva, em que se recorreu à determinação da medida de tendência central, média, e da medida de dispersão, desvio padrão.

É ainda possível avaliar o desempenho do programa desenvolvido a partir do cálculo do *Mean Absolute Percentage Error (MAPE)*, dado por (6.5).

$$MAPE_{\bar{x}}(\%) = \frac{100}{N} \sum_{n=1}^N \frac{|\hat{x}_n - x_n|}{\bar{x}}; \quad n \in N \quad (6.5)$$

Nesta expressão:

- \hat{x}_n : preço previsto da energia eléctrica, no período n ;
- x_n : preço histórico da energia eléctrica no mercado diário, no período n ;
- \bar{x} : preço médio da energia eléctrica, durante o período temporal considerado.

Assim, é necessário determinar o somatório do quadrado dos erros entre o preço estimado e o preço histórico da energia eléctrica. De seguida, calcula-se a média do preço da energia eléctrica e determina-se o valor do *MAPE*.

Capítulo 7

Sistema Electroprodutor no Ano de 2009 – Caso de Estudo

7.1 - Considerações gerais

Neste capítulo, são apresentados os resultados considerados mais relevantes e pertinentes obtidos utilizando a ferramenta computacional desenvolvida. Os dados relativos à operação do Sistema Electroprodutor Português foram considerados desagregados por tipo de tecnologia, no ano de 2009, bem como as restrições técnicas e os custos marginais de exploração das centrais térmicas que compõe o Subsistema Termoeléctrico Português.

7.2 - O ano de 2009

Um dos objectivos desta secção é a caracterização da produção no ano de 2009, sendo realizada a modelização da energia consumida no tempo através de uma função – o diagrama de carga – que traduz a variação desse consumo ao longo das horas do dia e dos dias do ano.

Assim, o digrama de cargas do Sistema Eléctrico Português é caracterizado por, na sua base, incorporar as centrais hídricas de fio-de-água uma vez que estas não têm capacidade para armazenar recurso hídrico e, por essa razão, são colocadas em serviço sempre que disponíveis. Ainda na base no diagrama, numa posição acima, aparece a Produção em Regime Especial, uma vez que esta é sempre contratada aos seus produtores e, naturalmente, utilizada conjuntamente com a hídrica de fio-de-água para abastecer o consumo de base. De referir que a PRE constitui uma parcela muito importante e com tendência para aumentar num futuro próximo.

Numa posição central do diagrama surgem as tecnologias térmicas, nomeadamente as tecnologias de carvão e de gás natural, com o fuelóleo a ter uma utilização residual.

A ponta do diagrama é preenchida pelas centrais hídricas de albufeira, devido à sua capacidade de entrar rapidamente em funcionamento e de terem um custo associado reduzido, tendo como inconveniente a necessidade de realizar a gestão eficaz de um bem escasso como a água. Por último, na posição acima de todas as outras, surge a importação, sendo que apenas se recorre a esta solução quando a produção nacional não consegue fazer

face ao consumo, tipicamente em horas de ponta, ou quando se adopta a estratégia de bombear água de jusante para montante nas centrais hídricas de albufeira, ou ainda, quando os preços da electricidade são mais baixos na zona espanhola.

De referir que, em alguns diagramas, se verifica um acréscimo de produção face ao consumo registado. Esta aparente incoerência resulta da exportação de energia e ocorreu raramente em 2009, visto o SEE Português ter sido essencialmente importador durante o ano de 2009, como se pode verificar pelo Gráfico 7.1.

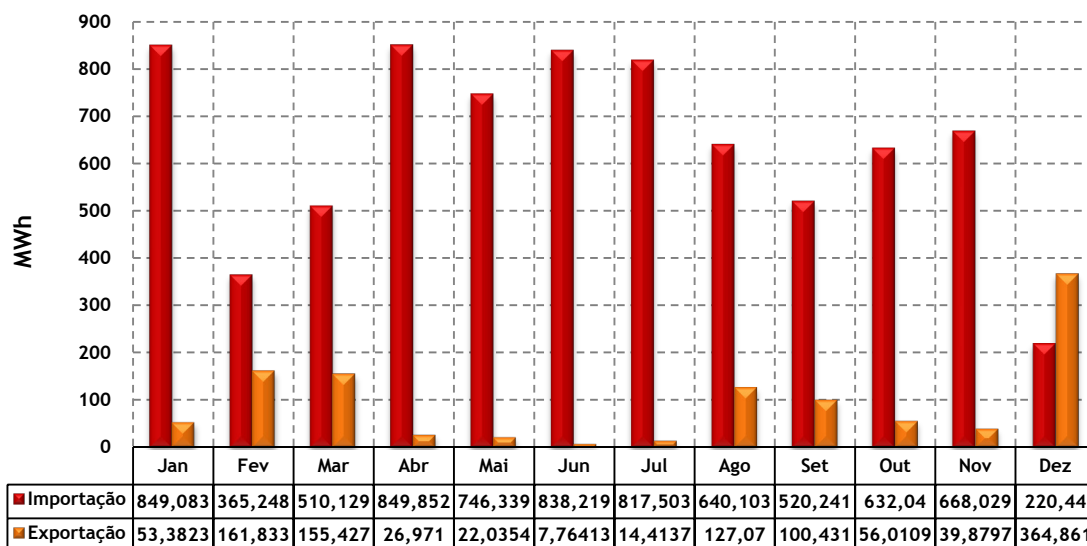


Gráfico 7.1 — Evolução da Produção média mensal importada versus exportada entre Portugal e Espanha no ano de 2009.

Recorreu-se a este tipo de diagramas sempre que se considerou oportuno a sua visualização, tendo no entanto o cuidado de não conter informação considerada repetitiva ou excessiva. Assim, alguns dos gráficos que não foram incorporados neste capítulo mas que resultem do desenvolvimento da aplicação no âmbito do trabalho poderão ser consultados no Anexo B. De referir que todos os dados relativos a produções, consumos e percentagens inerentes a cada uma destas acções foram determinados e/ou estão presentes em tabelas incluídas no Anexo A – Tabela A.1, Tabela A.2 e Tabela A.8.

Em seguida, são detalhados os aspectos mais relevantes referentes aos meses do ano de 2009.

7.2.1 - Janeiro

7.2.1.1 - Produção vs. Consumo

Nos dias 8, 9 e 12 do mês de Janeiro de 2009, às 19 horas de cada dia, devido a um abaixamento acentuado da temperatura, verificaram-se os valores de potência consumida mais elevados da história da Rede Eléctrica Nacional, que datavam de Dezembro de 2007 com 9110 MW. Assim, na quinta-feira dia 8, a potência máxima consumida registou o valor de 9169 MW, embora o valor máximo do ano tenha ocorrido na sexta-feira dia 9, em que se atingiu 9194 MW. Já na segunda-feira dia 12, a potência máxima foi de 9186 MW, como se pode verificar pela análise da Tabela 7.1.

De referir que o consumo máximo diário total de todo o ano de 2009 ocorreu no dia 9, com 178,3 GWh, ficando perto do máximo histórico que data de Dezembro de 2007, com 179,4 GWh.

Tabela 7.1 — Valores dos três consumos máximos e respectivas produções verificadas no mês de Janeiro de 2009.

Data	Hora (h)	Consumo (MW)	Σ Produções (MW)
09-01-2009	19:00	9193,850	9197,575
12-01-2009	19:00	9185,600	9188,675
08-01-2009	19:00	9169,150	9172,850

Relativamente à repartição da produção em Janeiro de 2009, em comparação com o mesmo período do ano de 2008, verifica-se que a produção hidroeléctrica aumentou 55%, abastecendo 18% do consumo, face aos 12% verificados no ano anterior. Da percentagem hídrica que abasteceu o consumo, 7,2% foram produzidos em centrais de albufeira e 10,8% em centrais de fio-de-água.

Por outro lado, o conjunto da Produção em Regime Especial aumentou 30%, face a Janeiro de 2008, no seguimento de medidas adoptadas no sentido de diminuir os impactos ambientais do sector eléctrico, abastecendo 25% do consumo. Assim, 2,25% dizem respeito à PRE hidráulica, 9% à PRE térmica, 13,5% à PRE eólica e, por último, a PRE fotovoltaica não teve expressão neste mês.

O crescimento da PRE, assim como da produção hidroeléctrica, conduziu à redução da componente térmica em 15% e da importação em 17% face novamente a 2008. Com efeito, assistiu-se a uma diminuição da produção em centrais a carvão em 15% e a gás natural em 27%, e o aumento da produção em centrais a fuelóleo em quase 300%, que teve alguma utilização no período em que o clima se mostrou mais adverso. De referir que a produção das centrais a carvão abasteceu 21% do consumo, a fuelóleo 4% e a gás natural 19%. Já o saldo importador diminuiu 17%, face a Janeiro de 2008, atingindo o valor mais baixo desde o início da operação conjunta do Operador de Mercado do MIBEL em Julho de 2007.

A importação abasteceu 13% da energia consumida do presente mês, sendo este o valor mais elevado verificado no ano de 2009.

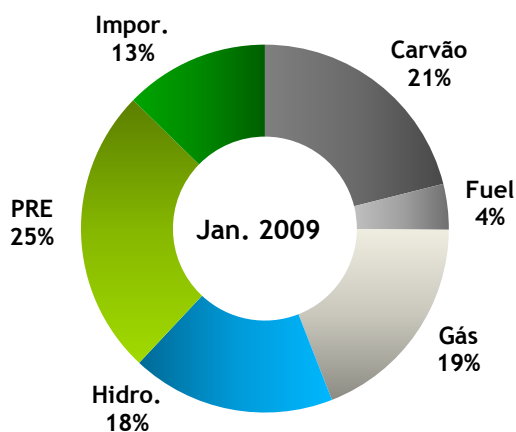


Gráfico 7.2 — Repartição da Produção em Janeiro de 2009.

O Gráfico 7.2 ilustra a repartição mensal da produção para o mês de Janeiro do ano em estudo e sintetiza o que foi referido em parte anteriormente. Esta análise foi realizada em concordância com o documento [36].

No Gráfico 7.3 apresenta-se o diagrama de carga do Sistema Eléctrico Nacional visto da Rede de Transporte, para o mês de Janeiro, em que se verificou uma potência máxima produzida (ponta) de 9198 MW, às 19 horas do dia 9, uma produção total de energia de 4995 GWh e um consumo total de energia de 4863 GWh.

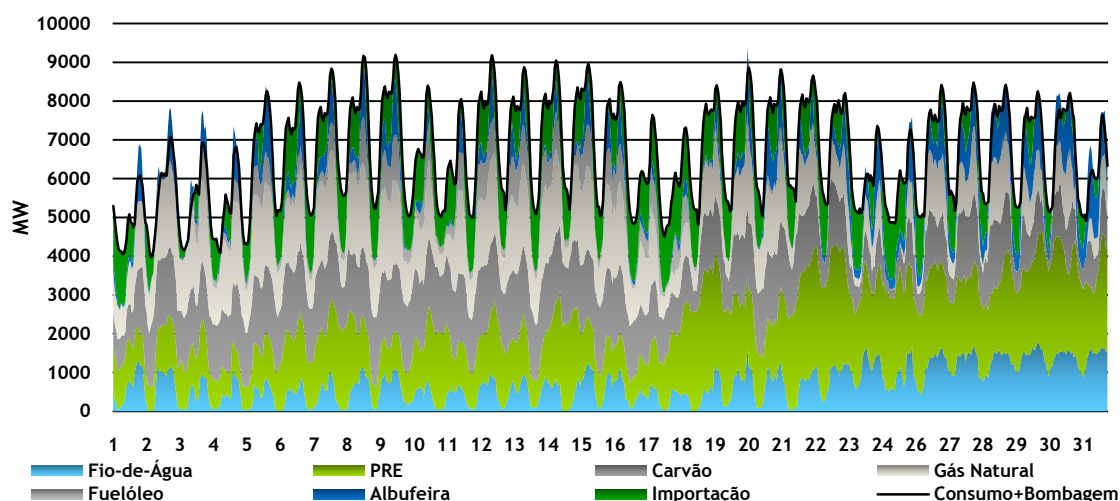


Gráfico 7.3 — Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Janeiro de 2009.

O Gráfico 7.4 ilustra a produção de electricidade das duas centrais a carvão consideradas neste trabalho, a central de Sines e a central do Pego, ao longo do mês de Janeiro. Verifica-se uma tendência quase constante nas suas utilizações na primeira metade do mês, enquanto que na segunda metade ocorreu uma variação das suas produções, provocada por um aumento da PRE e dos aproveitamentos hídricos de fio-de-água como se verifica pelo Gráfico 7.3.

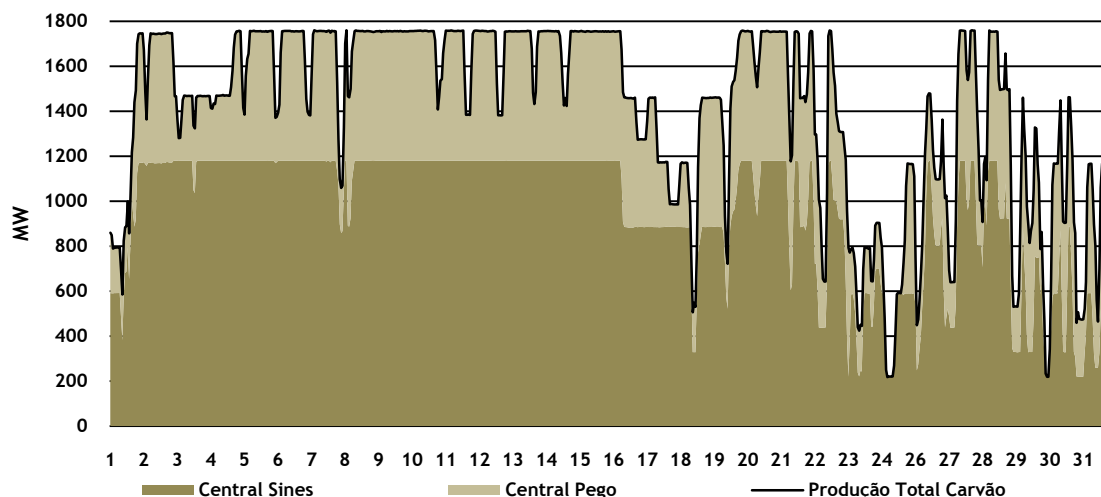


Gráfico 7.4 — Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Janeiro de 2009.

Através da análise do Gráfico 7.5 verifica-se que a produção de energia eléctrica a partir da tecnologia de fuelóleo teve uma grande actividade no mês de Janeiro, nomeadamente por parte das centrais do Barreiro e de Setúbal, com a primeira em serviço constante e a segunda

a entrar em serviço para ocorrer às pontas de consumo que se verificaram sensivelmente entre os dias 3 e 21. Já a central do Carregado entrou em serviço apenas em situações pontuais e utilizando unicamente os grupos geradores um e dois. Deve referir-se que a produção total a partir de fuelóleo foi 199,6 GWh e constituiu a máxima produção desta tecnologia no ano de 2009. Em relação à central do Carregado os valores são descritos pelos grupos 1 e 2, 3 e 4 e, finalmente, 5 e 6.

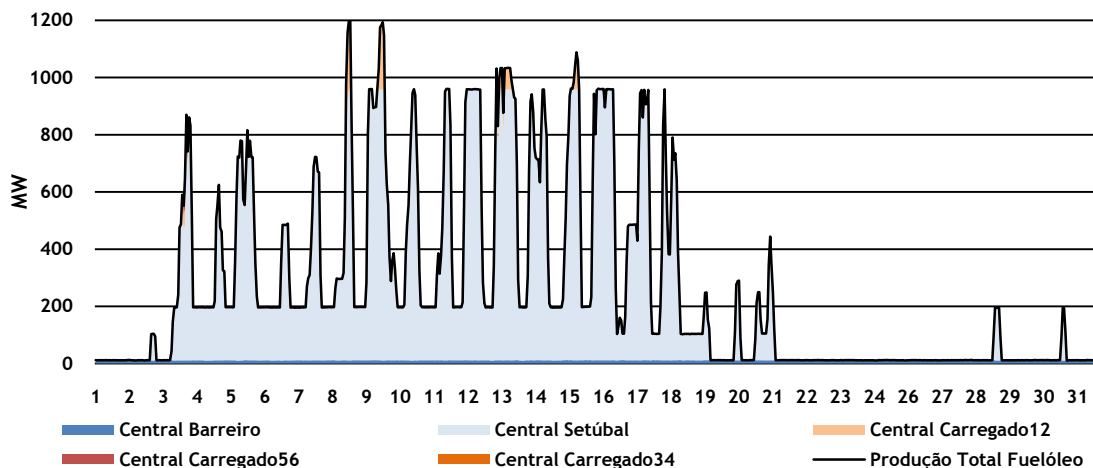


Gráfico 7.5 – Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Janeiro de 2009.

Como já se tinha verificado nas centrais a carvão, a tendência de uma utilização simétrica na primeira metade do mês de Janeiro e uma menor utilização na segunda, é verificada também para as centrais térmicas a fuelóleo (ver Gráfico 7.5) e a gás natural (ver Gráfico 7.6).

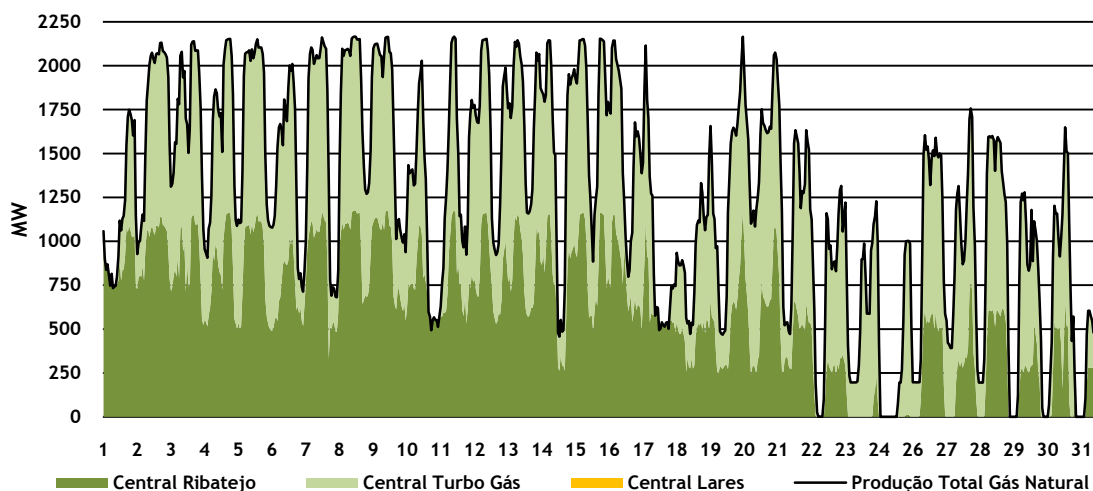


Gráfico 7.6 – Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Janeiro de 2009.

7.2.1.2 - Encargos vs. Proveitos das centrais térmicas

Por um lado, as centrais térmicas têm diferentes custos marginais como justificado na secção 6.3, ou seja, face à electricidade que produzem existe um encargo associado que se define como o preço de produção (€) de cada MWh.

Assim, o encargo médio diário de uma central térmica é determinado pelo produto entre o custo marginal de cada central e a produção média diária correspondente, como indicado por (7.1).

$$\text{Encargo (€)} = \text{Custo Marginal Central (€/MWh)} \times \text{Produção (MWh)} \quad (7.1)$$

A apresentação de uma tabela com os encargos médios diários de cada um dos meses, para cada uma das centrais, seria excessivamente exaustiva, pelo que se utilizou a Tabela A.4 que apresenta os custos médios mensais de cada uma das centrais em 2009. Além disso, optou-se por apresentar graficamente a evolução dos encargos de cada uma das centrais do Subsistema Termoeléctrico Português, divididas por tecnologia, versus a produção respectiva.

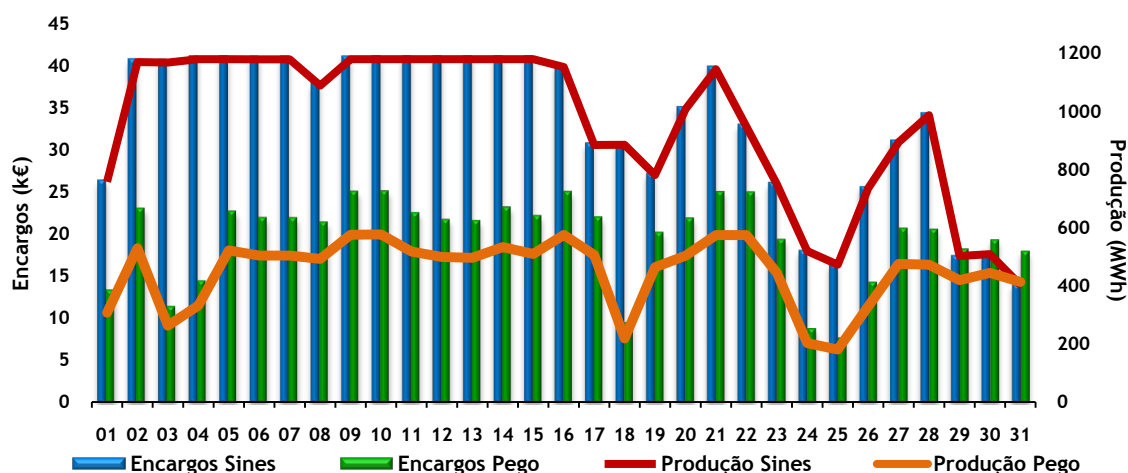


Gráfico 7.7 – Evolução do Encargo variável e da Produção média das centrais a carvão no mês de Janeiro.

O Gráfico 7.7 apresenta as curvas dos encargos variáveis das centrais a carvão, no ano em estudo, com a central de Sines a ter custos de produção superiores à central do Pego (ver secção 6.3), neste caso, no mês de Janeiro. A central de Sines teve um encargo variável médio diário de 33422,7 €. No entanto, este valor é inferior ao valor máximo ocorrido para o mês de Outubro, de 35152 €. Por outro lado, a central do Pego teve um custo médio diário de 19606,6 €, sendo este o valor máximo atingido no ano de 2009.

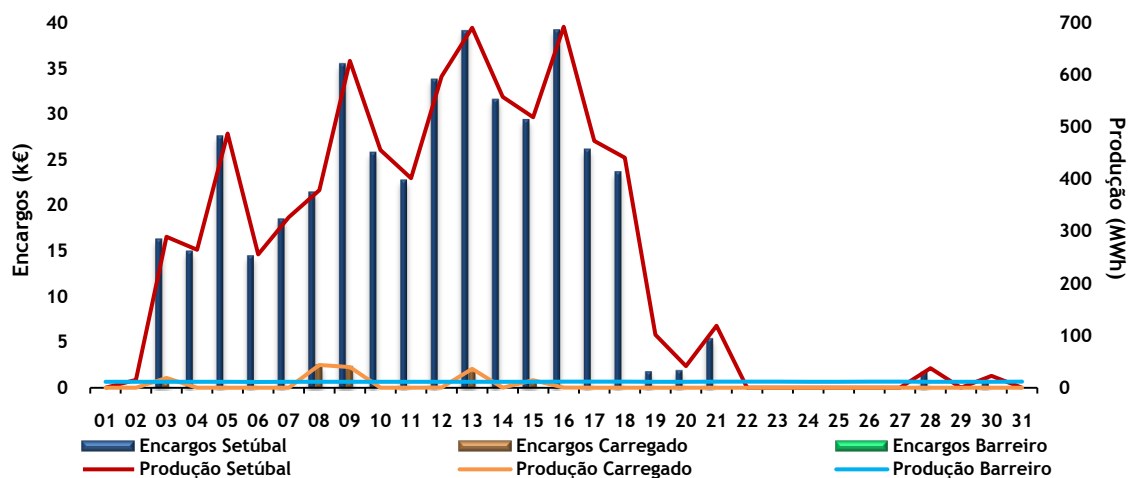


Gráfico 7.8 – Evolução do Encargo variável e da Produção média das centrais a fuelóleo no mês de Janeiro.

O Gráfico 7.8 apresenta a evolução dos encargos variáveis das centrais a fuelóleo no mês de Janeiro. As centrais de Setúbal e do Carregado tiveram encargos médios diários de 13943,8 € (valor máximo de 2009) e 253,6 €, respectivamente. Deve referir-se que, os encargos variáveis para a central do Barreiro, não foram considerados na análise de resultados, uma vez que apesar de se verificar uma ligeira produção, esta destina-se a assegurar os serviços de sistema, sendo remunerada a um preço diferente do mercado diário e não constituindo objectivo deste trabalho o seu cálculo.

Relativamente às centrais a gás natural, em Janeiro (ver Gráfico 7.9), a central da Turbo Gás e do Ribatejo tiveram em média encargos variáveis de 35886,5 € e 33828,5 € respectivamente por dia, sendo estes os valores máximos do ano em estudo.

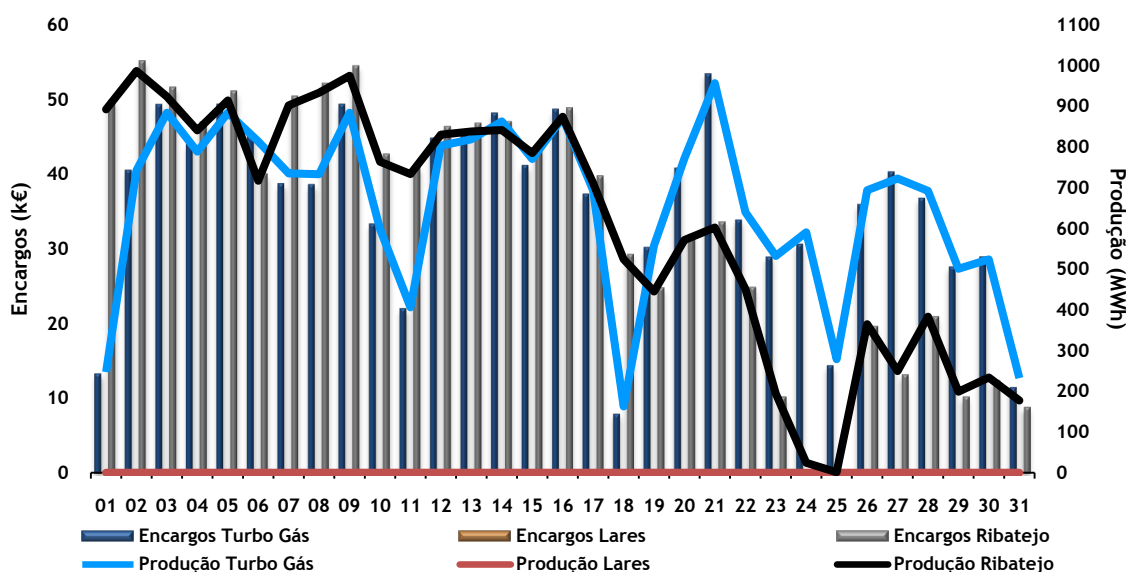


Gráfico 7.9 — Evolução do Encargo e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Janeiro.

Por outro lado, as centrais térmicas têm diferentes estratégias para actuar no mercado de electricidade. No entanto, para cada hora elas são remuneradas todas ao mesmo valor, i.e., recebem o preço de mercado (€/MWh) correspondente ao preço da última central a ser despachada. Assim, a remuneração média diária de uma central térmica é determinada pelo produto entre o preço marginal horário médio e a produção média diária, expressa por (7.2).

$$\text{Remuneração (€)} = \text{Preço Marginal Horário (€/MWh)} \times \text{Produção (MWh)} \quad (7.2)$$

A apresentação de uma tabela com as remunerações diárias de Janeiro a Dezembro, para cada uma das centrais, seria excessivamente exaustiva, pelo que foi substituída pela Tabela A.3 que apresenta os proveitos médios mensais de cada uma das centrais em 2009. Consequentemente, optou-se por apresentar graficamente a evolução da remuneração de cada uma das centrais do Subsistema Termoeléctrico, divididas por tecnologia, versus a produção respectiva.

O Gráfico 7.10 apresenta a remuneração das centrais a carvão, no ano em estudo, com a central de Sines a ser remunerada com um valor mais elevado que a central do Pego. Assim, no mês de Janeiro a central de Sines teve uma remuneração média diária de 53536,1 €, sendo este o valor máximo de todo o ano, uma vez que nos outros meses, a remuneração foi sempre

inferior a 45000 €. Já a central do Pego teve uma remuneração média diária de 25159 €, sendo também este o valor máximo atingido no ano de 2009.

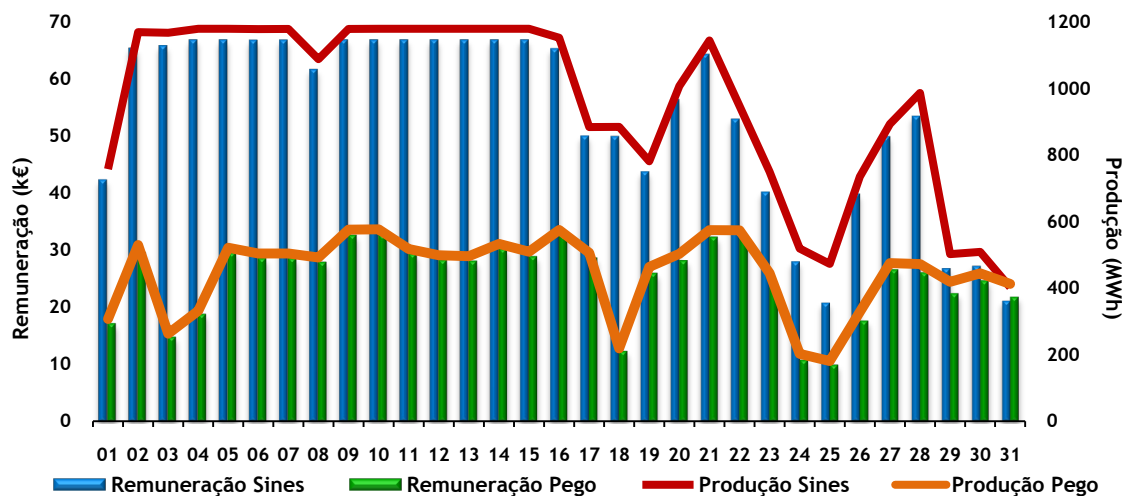


Gráfico 7.10 — Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a carvão no mês de Janeiro.

O Gráfico 7.11 ilustra a evolução da remuneração das centrais a fuelóleo, no ano em estudo. As centrais de Setúbal e do Carregado tiveram uma remuneração média diária de 13943,8 € e 253,55 €, respectivamente.

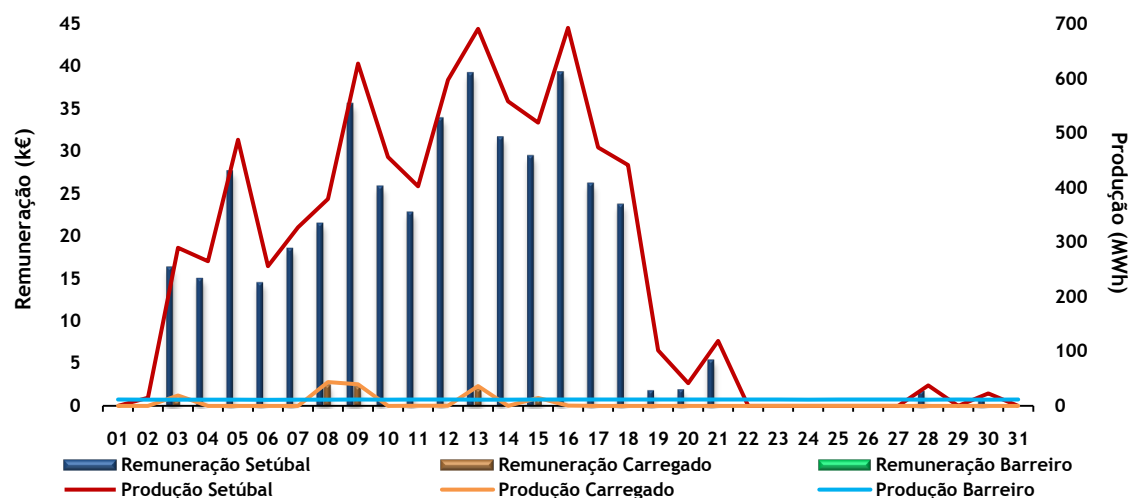


Gráfico 7.11 — Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a fuelóleo no mês de Janeiro.

Deve referir-se que o Gráfico 7.8 é semelhante ao Gráfico 7.11 uma vez que em Janeiro, o preço marginal de mercado foi por diversas vezes determinado pela tecnologia de fuelóleo e, conseqüentemente, assumiu valores próximos ou mesmo iguais ao custo marginal da tecnologia de fuelóleo.

O Gráfico 7.12 ilustra a evolução da remuneração das centrais a gás natural em Janeiro, com a central da Turbo Gás a ser remunerada em média a 36190,1 € por dia, sendo este o valor máximo no decorrer do ano. Já a central do Ribatejo teve uma remuneração média de 34161,9 €.

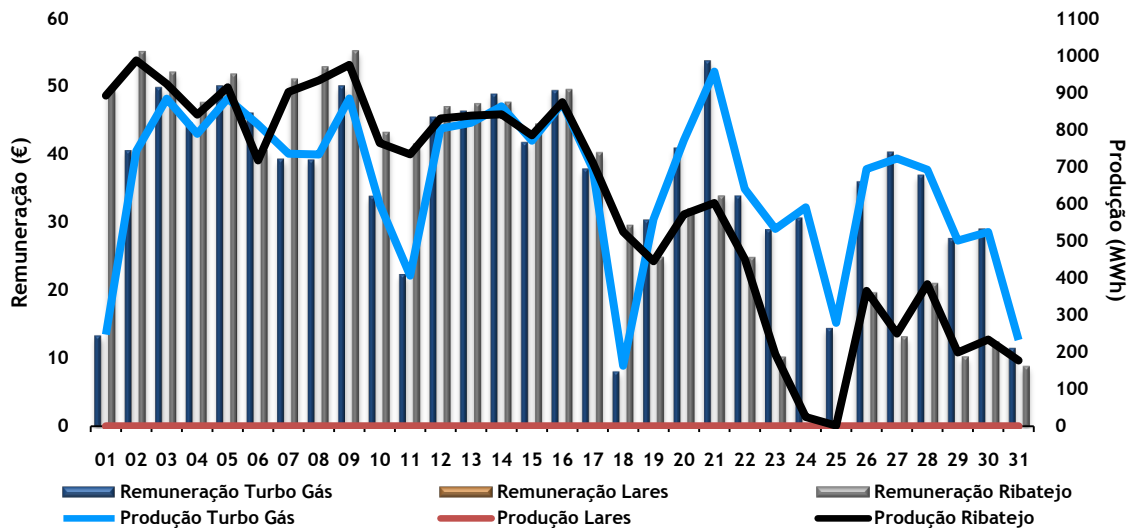


Gráfico 7.12 — Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Janeiro.

Deve referir-se que relativamente aos encargos variáveis e aos proveitos das centrais térmicas o seu estudo é mais pormenorizado para o mês de Janeiro e Dezembro. Nos restantes meses, apenas se apresentam os resultados considerados mais importantes ou relevantes de modo a não acrescentar informação repetitiva.

7.2.1.3 - Margens das centrais térmicas

O lucro de exploração de um central resulta da diferença entre a remuneração obtida e os encargos inerentes ao processo de produção de electricidade, como indicado por (7.3), se os custos fixos não forem considerados.

$$\text{Margem da Central Térmica (€)} = \text{Remuneração (€)} - \text{Encargos (€)} \quad (7.3)$$

Graficamente, as centrais pretendem, em cada hora, maximizar a área entre o nível de remuneração determinado pelo preço horário de mercado e a sua oferta de venda. Esta área encontra-se ilustrada na Figura 4.3.

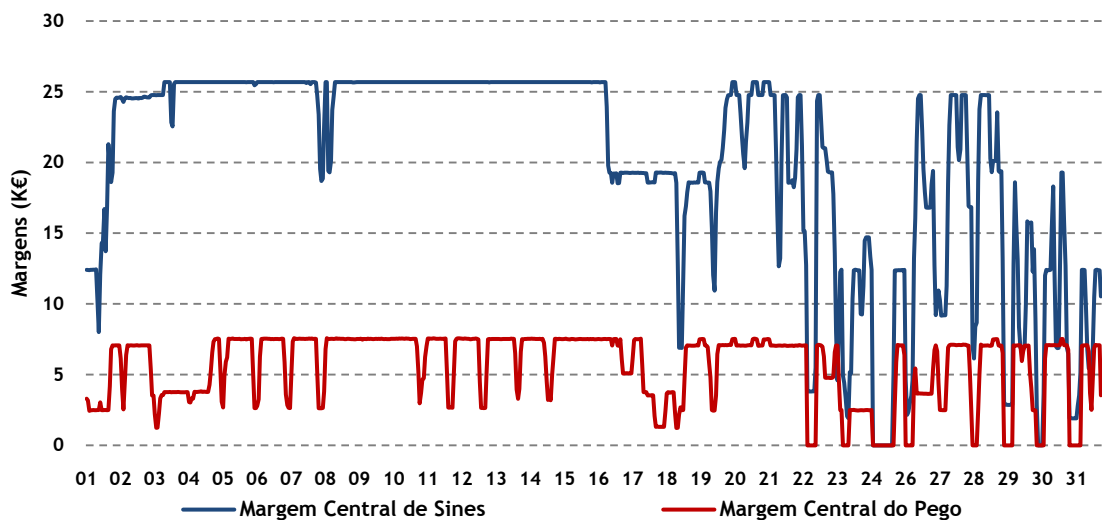


Gráfico 7.13 — Evolução das Margens das centrais a carvão no mês de Janeiro.

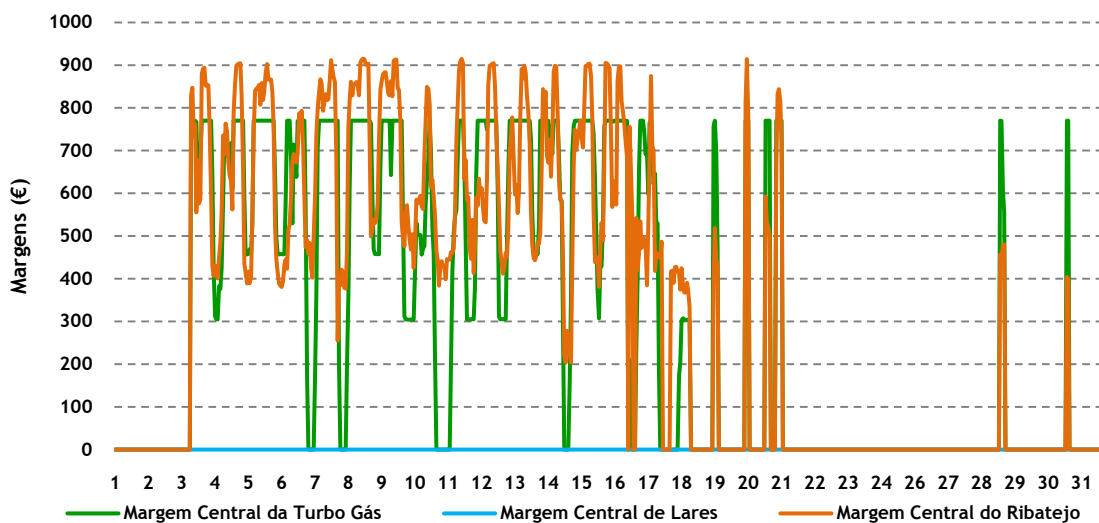
O Gráfico 7.13 ilustra a volatilidade diária das margens das centrais a carvão, verificando-se na central de Sines um excedente compreendido entre 0 € e 25683,7 €. Por outro lado, a central do Pego apresenta uma gama de valores entre 0 € e o máximo de 7579,5 €.

No mês de Janeiro, as centrais a carvão tiveram margens positivas superiores a qualquer outra tecnologia, com a central de Sines a registar em média o excedente de 20113,4 € por dia. Já a central do Pego registou excedentes médios de 5552,4 € por dia. Isto acontece devido aos custos variáveis de exploração serem inferiores ao preço de mercado, permitindo às centrais obter proveitos significativos.

As centrais a fuelóleo apresentaram uma margem nula, para cada hora, em que participaram no mercado diário, devido ao custo marginal da tecnologia de fuelóleo marcar o preço de mercado e, conseqüentemente, anular qualquer margem positiva. No entanto, em certas horas, as centrais foram remuneradas a um preço diferente do estabelecido em ambiente de mercado mas que não é alvo de estudo neste trabalho.

As centrais a gás natural apresentaram margens médias diárias de 303,6 € para a central da Turbo Gás e 333,4 € para a central do Ribatejo. Já a central de Lares não se encontrava em serviço em Janeiro pelo que não registou qualquer remuneração ou encargo.

Finalmente, o Gráfico 7.14 apresenta a ocorrência das margens das centrais alimentadas a gás natural, variando entre de 0 € e 770,2 € para a central da Turbo Gás. Por outro lado, a central do Barreiro fixou a sua margem máxima em 914,9 € e o mínimo em 0 €.



As margens médias mensais para os restantes meses ao longo do ano podem ser consultadas na Tabela A.6.

7.2.2 - Fevereiro

7.2.2.1 - Produção vs. Consumo

No mês de Fevereiro, o consumo total de energia eléctrica fornecida pela rede pública diminuiu de 16% face ao mês de Janeiro de 2009.

Neste contexto, a ponta de consumo foi atingida no dia 3 às 19 horas com 8860 MW. Este valor inclui a energia consumida na operação de bombagem.

Relativamente à repartição da produção em comparação com o mês passado, a produção hidroelétrica aumentou 60%, abastecendo 33% do consumo, dos quais 11,9% foram produzidos em centrais de albufeira e 21,1% em centrais de fio-de-água, sendo este o mês em que se produziu mais electricidade a partir de centrais hídricas.

Por outro lado, a PRE sofreu uma redução de 16% face ao mês anterior, continuando no entanto a abastecer 25% do consumo, dos quais 3,75% dizem respeito à PRE hidráulica, 10,3% à PRE térmica e 10,7% à PRE eólica, enquanto que a PRE fotovoltaica não foi além de 0,25%.

De referir que a PRE eólica apresentou uma utilização particularmente fraca para este altura do ano, reduzindo mesmo a sua produção em 34%, relativamente a Janeiro, ao passo que a PRE hidráulica aumentou 41%, resultado de uma situação hidrológica favorável.

O aumento da produção hidroelétrica conduziu à redução das componentes térmica em 30% e da importação em 61%, face ao mês anterior em que já se tinha verificado esta tendência de redução destas duas componentes. Ocorreu também uma diminuição da produção das centrais a carvão em 13%, gás natural em 35% e fuelóleo em 94%, contribuindo cada uma das tecnologias com 21%, 15% e, pouco mais de 0,3%, para o abastecimento do consumo. Já o saldo importador diminuiu 77% face ao mês anterior, correspondendo a importação a 6% da energia consumida do presente mês e apresentando o valor mais baixo desde o início da operação conjunta do Operador de Mercado comum no âmbito do MIBEL, valor que só voltará a ser inferior em Dezembro.

O Gráfico 7.15 ilustra a repartição da produção no mês de Fevereiro do ano em estudo e sintetiza o que referido anteriormente. Esta análise foi realizada em concordância com o documento da REN [37].

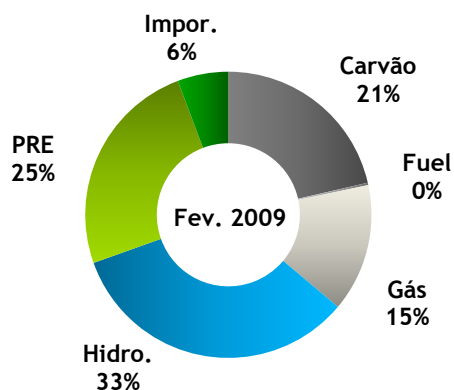


Gráfico 7.15 — Repartição da Produção em Fevereiro de 2009.

No Gráfico 7.16 apresenta-se o diagrama de carga do Sistema Eléctrico Nacional visto da Rede de Transporte, para o mês de Fevereiro, em que se verificou uma potência máxima produzida (ponta) de 9163 MW, às 19 horas do dia 3, onde ocorreu exportação de energia eléctrica, uma produção total de energia de 4201 GWh e um consumo total de energia de 4104 GWh.

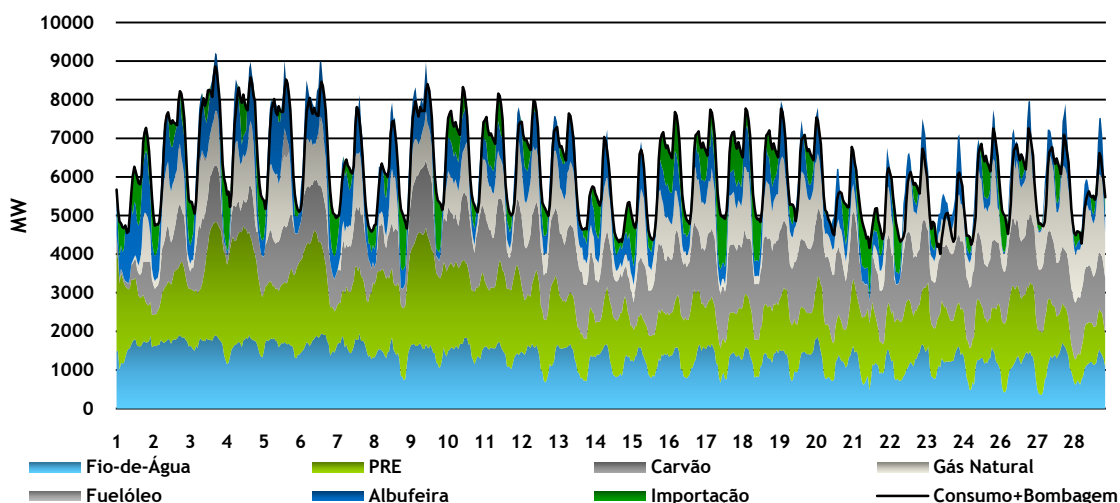


Gráfico 7.16 – Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Fevereiro de 2009.

O mês de Fevereiro caracterizou-se pela sua elevada produção de electricidade a partir do recurso hídrico, como se pode constatar pela análise do Gráfico 7.16. A área azul ocupa uma parte significativa do diagrama tanto na base, com a produção a partir de centrais de fio-de-água, como nas pontas, a partir de centrais de albufeira.

Relativamente às centrais de fio-de-água deve referir-se que no mês de Fevereiro, se verificou a maior produção do ano de 2009 usando este tipo de tecnologia, registando perto de 912 GWh. Esta produção, juntamente com a das centrais de albufeira, perfez um total de 1426 GWh sendo esta a produção total máxima atingida no ano de 2009.

Deve referir-se que neste mês a produção total de energia eléctrica a partir de centrais a gás natural decresceu face ao mês de Janeiro. A redução verificada é explicada pela queda do consumo que influencia uma menor quantidade de energia transaccionada no mercado diário e, conseqüentemente, uma redução das ofertas aceites provenientes das centrais com custo marginal mais elevado. As propostas provenientes deste tipo de central (baseadas nos custos de exploração marginais) encontram-se tipicamente numa posição intermédia de preço, entre as ofertas das centrais a carvão e as de fuelóleo.

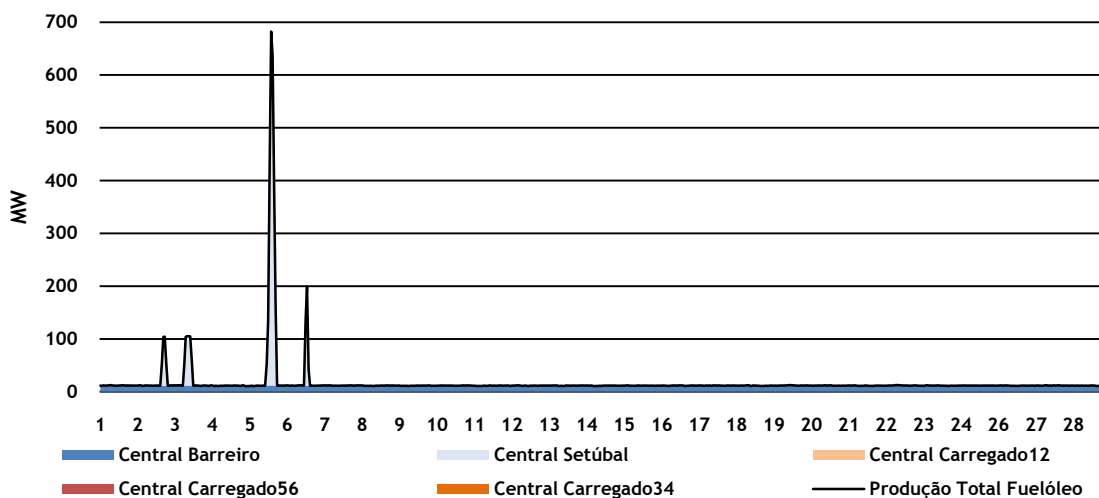


Gráfico 7.17 – Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregado por central em Fevereiro de 2009.

O Gráfico 7.17 apresenta a evolução da produção das centrais a fuelóleo no mês de Fevereiro, que se caracterizou por uma redução drástica na sua contribuição para o abastecimento do consumo. Esta situação foi devida à queda do consumo total de electricidade em Portugal que provocou uma menor quantidade de energia a ser aceite no mercado diário e, conseqüentemente, a exclusão de muitas ofertas com preço mais elevado (provenientes das centrais a fuelóleo). Esta tendência permaneceu inalterada ao longo de todo o ano de 2009, excepção feita para o mês de Dezembro. Assim, é possível verificar que apenas a central do Barreiro se encontra em serviço contínuo ao longo do ano, mas para assegurar os serviços de sistema inerentes ao SEE.

A central de Setúbal entrou em funcionamento espaçadamente, para abastecer pontas de consumo, com produções e, conseqüentemente, remunerações elevadas nos períodos em que funciona.

Por último, a central do Carregado permaneceu fora de serviço quase todo o tempo, uma situação que teve repercussões na sua remuneração.

O Gráfico 7.18 ilustra uma situação particular em que a utilização dos aproveitamentos hidroeléctricos se reveste de fulcral importância.

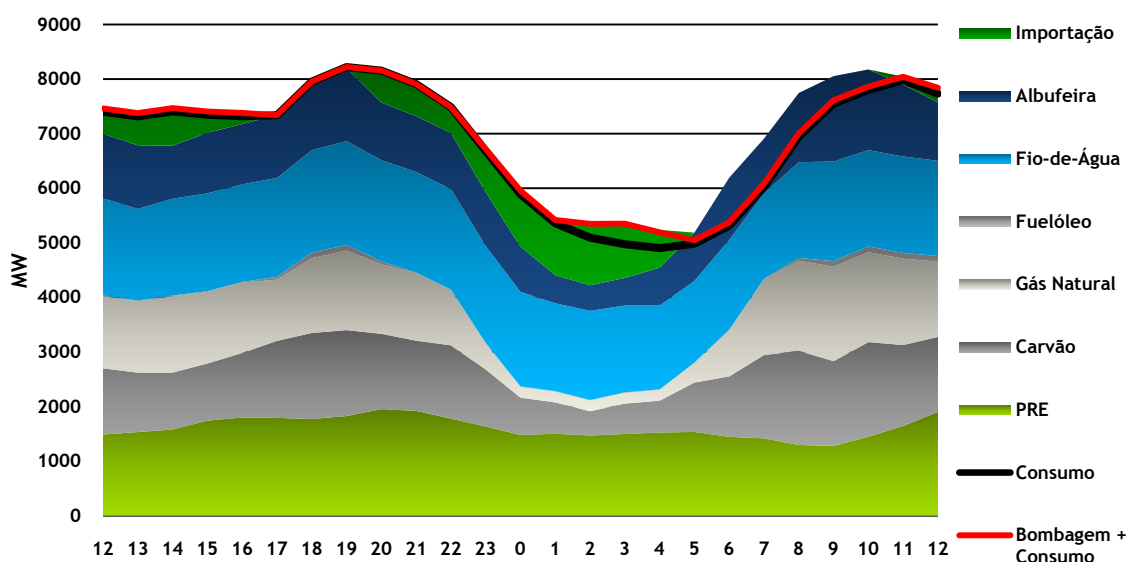


Gráfico 7.18 — Diagrama diário da Produção desagregada por tecnologia entre as 12 horas do dia 2/2/2009 e as 12 horas do dia 3/2/2009.

Como se verifica, entre as 22 horas do dia 2/2/2009 e as 0 horas do dia 3/2/2009 ocorreu uma diminuição acentuada da produção de energia eléctrica a partir das centrais térmicas a carvão e a gás natural, sendo necessário recorrer às centrais hidroeléctricas a fio-de-água e de albufeira permitindo, de imediato, o ajuste entre a curva da procura e da oferta. No entanto, continuou a ser necessário recorrer à importação para fazer face ao consumo total.

Não foi possível identificar a causa que esteve na origem deste abaixamento de produção por via térmica. No entanto, estas situações derivam com frequência da ocorrência accidental, por exemplo, de um disparo de um grupo térmico. Recorrendo aos grupos hidroeléctricos é possível colocar rapidamente na rede a potência disponível dos mesmos que estejam em serviço e/ou arrancar rapidamente outros que estejam parados [20].

7.2.2.2 - Prémio das centrais hídricas

O conceito de “Prémio”, atribuído a uma central eléctrica, é dado por (7.4) e corresponde ao quociente entre o preço médio de venda de energia eléctrica por parte do aproveitamento hídrico e o preço médio do mercado diário.

$$\text{Prémio (\%)} = \left(\frac{\text{Preço médio de venda (€/MWh)}}{\text{Preço médio do mercado diário (€/MWh)}} - 1 \right) \times 100\% \quad (7.4)$$

Nesta expressão:

- O preço médio de venda da energia eléctrica é dado por (7.5) e corresponde ao quociente entre o somatório, para cada hora, do produto do preço do mercado diário pela produção horária de electricidade do aproveitamento hídrico, e a produção diária total;

$$\text{Preço médio venda} = \left(\frac{\sum_{h=1}^{24} (\text{Preço do mercado diário} \times \text{Produção horária})}{\text{Produção diária total}} \right) \quad (7.5)$$

- O preço médio do mercado diário é dado por (7.6) e corresponde à média aritmética do preço do mercado diário em cada dia do mês.

$$\text{Preço médio do mercado diário} = \frac{1}{h} \sum_{h=1}^{24} \text{Preço do mercado diário} \quad (7.6)$$

Portanto este índice indica se uma central é remunerada acima do preço do mercado de electricidade ou se, pelo contrário, é remunerada abaixo desse preço, não querendo com isto significar que nesta situação não haja lucro na exploração da central.

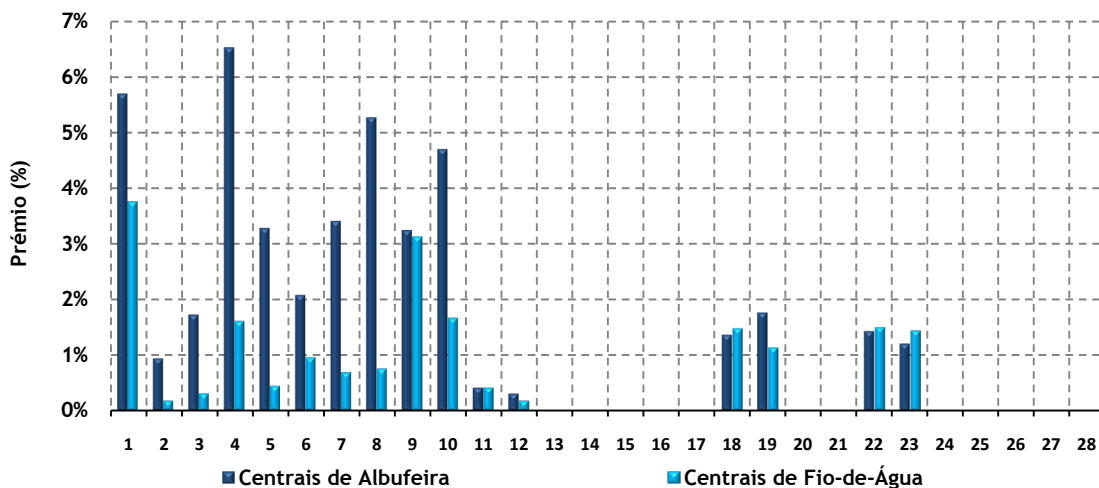


Gráfico 7.19 – Variação do Prémio das centrais hidroeléctricas ao longo do mês de Fevereiro.

Neste ponto apenas se considerou as centrais hidroeléctricas. Pela análise do Gráfico 7.19, observa-se que no mês de Fevereiro, em que ocorreu a maior produção de energia eléctrica a partir de aproveitamentos hídricos no ano de 2009, foi realizada uma gestão da água com vista a obter uma remuneração vantajosa para as empresas concessionárias das centrais.

Assim, atendendo à evolução típica do diagrama de cargas ao longo do dia (ver Gráfico 7.16) e devido aos aproveitamentos hídricos apresentarem a vantagem de responder prontamente a solicitações de potência, visto que o armazenamento de energia sob a forma potencial constitui uma reserva estratégica da utilização praticamente imediata, a produção hidroeléctrica é, sempre que possível, utilizada quando o seu valor económico é mais elevado. Isto significa que os períodos mais vantajosos ocorrem durante as pontas do diagrama de cargas, ou quando a afluência hídrica é considerável, não sendo possível o seu armazenamento. Sendo assim, verificou-se que a produção hidroeléctrica a partir de centrais de albufeira obteve, entre os dias 1 e 10 de Fevereiro, prémios e, portanto, conseguindo para a mesma produção um lucro superior.

7.2.2.3 - Proveitos das centrais hídricas

No entanto, a remuneração média diária de uma central hídrica, dada pela expressão (7.2) e ilustrada pelo Gráfico 7.20 para o mês de Fevereiro, não traduz a gestão representada no Gráfico 7.19, uma vez que este mês foi caracterizado por uma forte afluência hídrica. Assim, as centrais a fio-de-água tiveram uma preponderância no abastecimento do consumo, que se reflectiu na sua remuneração média diária (59981 €), sendo superior à das centrais hídricas de albufeira (34061,5 €).

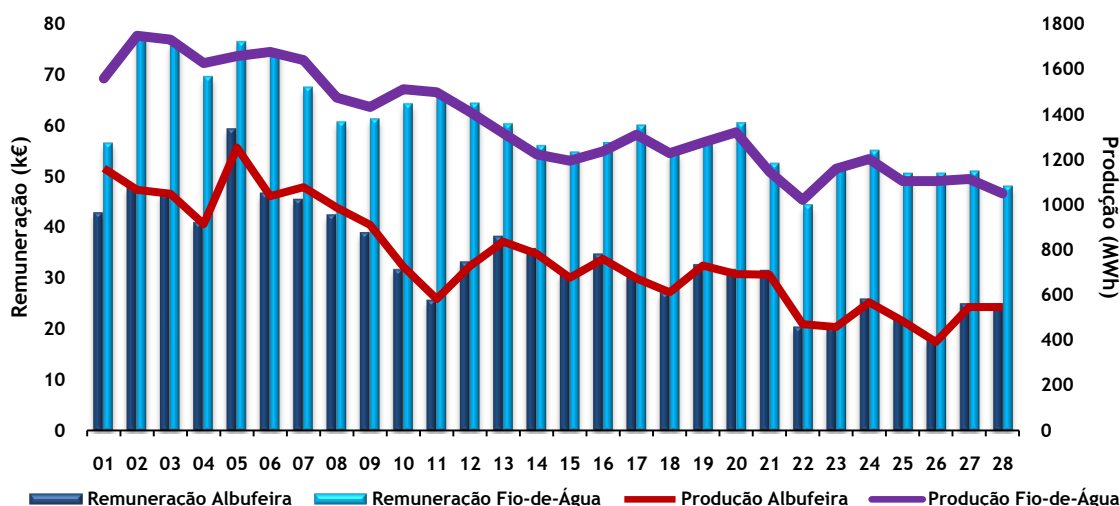


Gráfico 7.20 — Evolução da Remuneração e da Produção média dos aproveitamentos hídricos no mês de Fevereiro.

7.2.3 - Março

7.2.3.1 - Produção vs. Consumo

No mês de Março, o consumo total de energia eléctrica abastecido a partir da rede pública acentuou a tendência de queda, devido às temperaturas amenas que se verificaram ao longo de todo o mês, registando uma diminuição de 1% face ao mês anterior. A potência máxima consumida foi atingida no dia 4 às 19 horas com 7805 MW.

Relativamente à repartição da produção em comparação com o mês de Fevereiro de 2009, a produção hidroeléctrica diminuiu 47%, abastecendo apenas 18% do consumo, dos quais 5,8% foram produzidos por centrais de albufeira e 12,2% por centrais de fio-de-água.

Por outro lado, o conjunto da PRE aumentou a produção em 11%, face ao mês anterior e, conseqüentemente, a sua quota de abastecimento do consumo para 28%, dos quais 2,3% dizem respeito à PRE hidráulica, 11,2% à PRE térmica, 14,3% à PRE eólica e, por último, a PRE fotovoltaica com 0,2% não tem expressão no presente mês. De referir que as centrais eólicas voltaram apresentar uma utilização inferior ao valor esperado, aumentando contudo em 31% a sua produção relativamente a Fevereiro.

A diminuição da componente hídrica conduziu a um aumento da componente térmica em 25% e da importação em 54%, face ao mês anterior, contrariando a tendência verificada nos dois meses anteriores e, conseqüentemente, um aumento da produção das centrais a carvão e gás natural de 25%, ao contrário da produção das centrais a fuelóleo que diminuiu mas de forma menos acentuada (24%). Deve referir-se que a produção das centrais a carvão abasteceu 27% consumo, a gás natural 18% e a contribuição de fuelóleo não é representativa.

Já o saldo importador aumentou a sua quota em 92%, face ao mês anterior, correspondendo a importação a 9% da energia consumida do presente mês.

O Gráfico 7.21 ilustra a repartição da produção no mês de Março do ano em estudo e sintetiza o que foi dito em parte anteriormente.

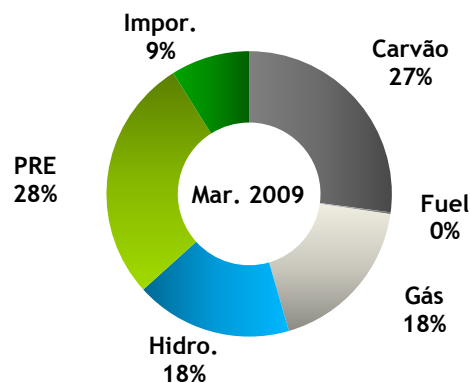


Gráfico 7.21 — Repartição da Produção em Março de 2009.

Esta análise foi realizada em concordância com o documento [38] da REN.

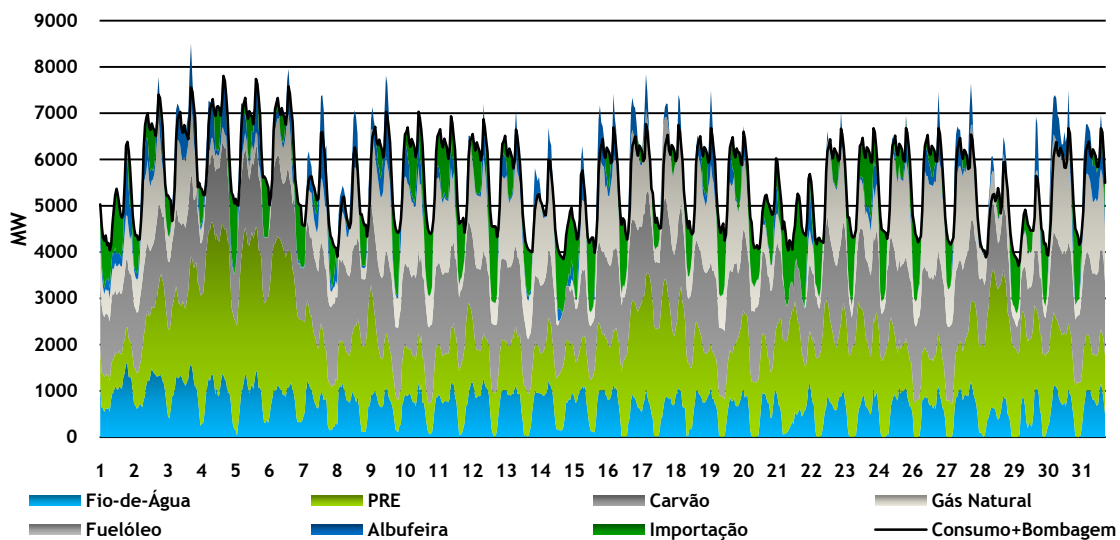


Gráfico 7.22 — Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Março de 2009.

No Gráfico 7.22 apresenta-se o diagrama de carga do Sistema Eléctrico Nacional visto da Rede de Transporte, para o mês de Março, em que se verificou uma potência máxima produzida (ponta) de 7817 MW, às 19 horas do dia 4, uma Produção total de energia de 4159 e GWh e um consumo total de energia de 4066 GWh.

O mês de Março caracterizou-se pela elevada produção de electricidade a partir de centrais térmicas a carvão, com a central de Sines responsável por abastecer os consumos de base e em serviço 24 horas por dia quase sempre no limite da sua potência líquida total. Por outro lado, a central do Pego (Tejo Energia) entrou em serviço sempre que o sistema necessitou, contribuindo em larga medida para abastecer os consumos verificados nas pontas horárias dos diferentes dias. Assim, a produção total destas duas centrais no mês de Março foi de 1145 GWh.

O Gráfico 7.23 ilustra o que foi dito anteriormente sobre a evolução da produção térmica no mês de Março.

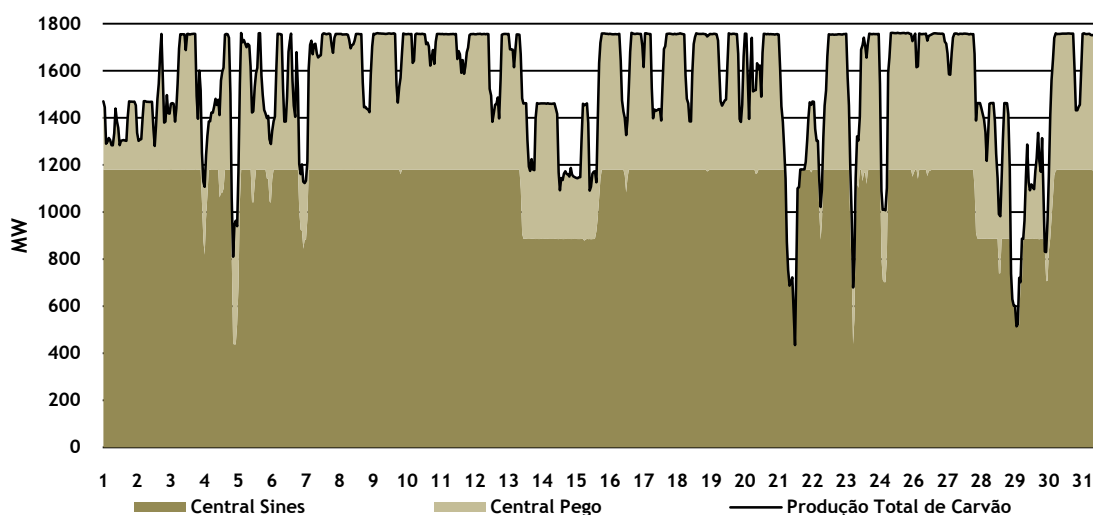


Gráfico 7.23 — Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Março de 2009.

A produção de electricidade a partir das centrais a carvão não oscilou muito ao longo do ano, uma vez que o seu menor custo de produção, comparado com outras tecnologias, e a sua importância no preenchimento do diagrama de cargas possibilitaram a manutenção de quotas de produções relativamente estáveis ao longo deste período.

7.2.4 -Abril

7.2.4.1 - Produção vs. Consumo

No mês de Abril o consumo total de energia eléctrica abastecido a partir da rede pública manteve a queda dos últimos meses, registando uma diminuição de 5% face ao mês anterior. A potência máxima consumida foi atingida no dia 16 às 11 horas com 6927 MW.

Relativamente à repartição da produção em comparação com o mês de Março de 2009, a produção hidroeléctrica diminuiu 35% abastecendo 13% do consumo, dos quais 4,2% foram produzidos em centrais de albufeira e 8,8% em centrais de fio-de-água. Por outro lado, a PRE diminuiu 13% face ao mês anterior, diminuindo também a sua quota de abastecimento do

consumo para 26%, dos quais 1,5% são referentes à PRE hidráulica, 10,7% à PRE térmica, 13,5% à PRE eólica e, por último, a PRE fotovoltaica volta a não ter grande significado, 0,3%.

De referir que apesar do aumento da potência instalada, as centrais eólicas voltaram a apresentar uma utilização inferior aos valores normais, semelhantes aos verificados em Março.

A produção térmica sofreu uma pequena redução de 6,1%, face ao mês passado, obtendo-se uma diminuição da produção das centrais a carvão de 20%, ao contrário da produção das centrais a gás natural que aumentou 14% e a produção das centrais a fuelóleo que inverteu a sua tendência e aumentou 28%. De referir ainda que a produção das centrais a carvão abasteceu 23% do consumo, a de fuelóleo perto de 0,4% e a de gás natural 22%. A importação aumentou 62%, face ao mês anterior, correspondendo a 16% da potência consumida no presente mês.

O Gráfico 7.24 apresenta a repartição de produção no mês de Abril de 2009 e resume o que foi dito em parte anteriormente. Esta análise foi realizada em concordância com [39].

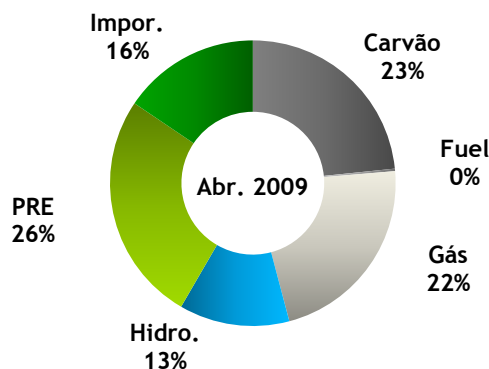


Gráfico 7.24 — Repartição da Produção em Abril de 2009.

No Gráfico 7.25 apresenta-se o diagrama de carga do Sistema Eléctrico Nacional visto da Rede de Transporte, para o mês de Abril, em que se verificou uma potência máxima produzida (ponta) de 6942 MW, às 11 horas do dia 16, uma produção total de energia de 4001 GWh e um consumo total de energia de 3833 GWh.

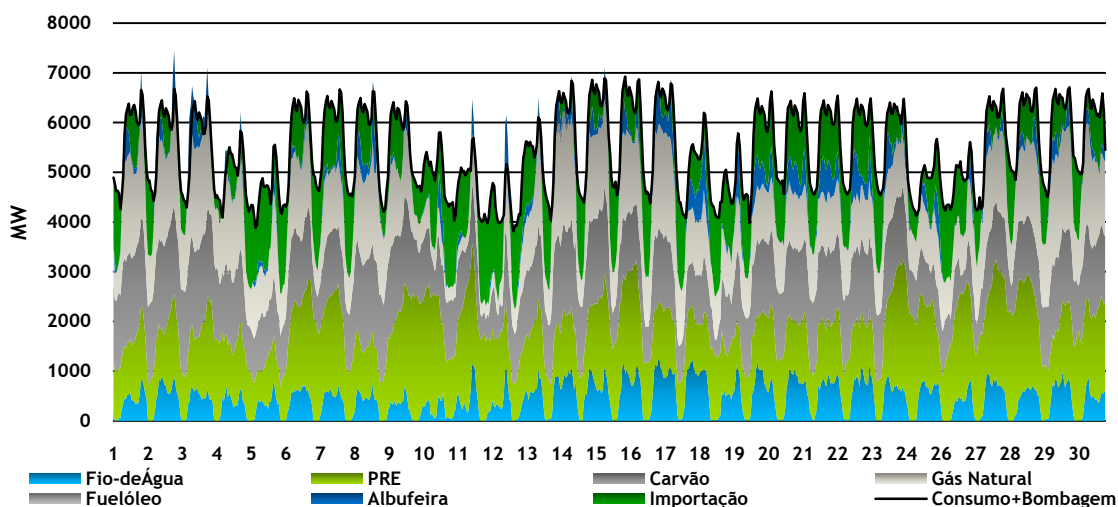


Gráfico 7.25 — Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Abril de 2009.

Pela análise do Gráfico 7.25 verifica-se que no mês de Abril recorreu-se sobretudo à importação de electricidade para fazer face ao consumo nas horas de ponta, como é visível pela área a verde-escuro nas pontas do diagrama.

Também o Gráfico 7.26 indica que neste mês, a central da Turbo Gás, teve uma utilização irregular, tendo mesmo deixado de produzir entre os dias 17 e 26, na maior parte das horas.

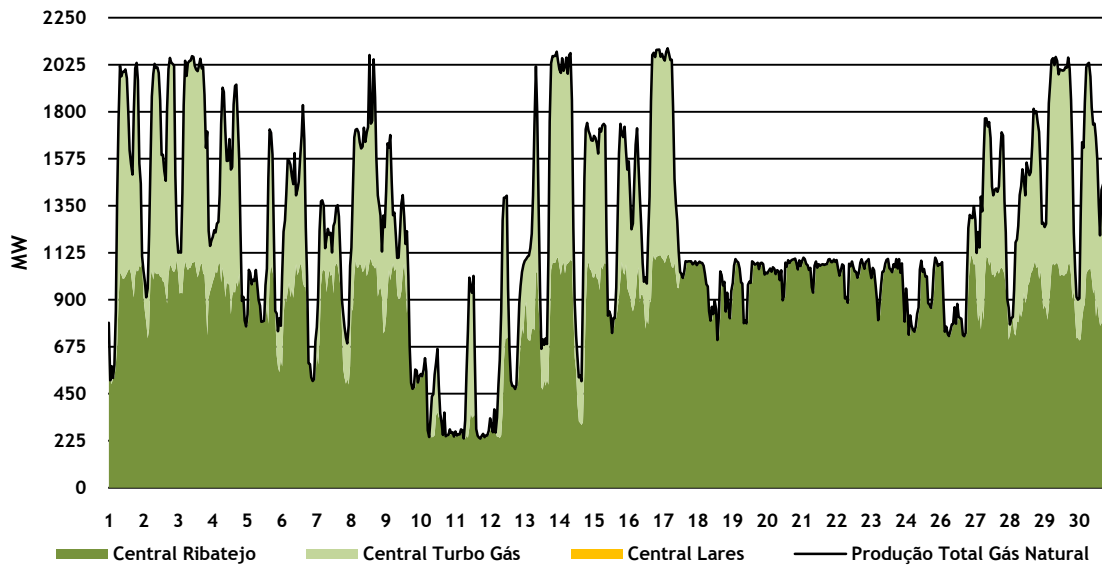


Gráfico 7.26 — Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Abril de 2009.

7.2.4.2 - Encargos vs. Proveitos das centrais térmicas

No mês de Abril os encargos variáveis da central do Ribatejo foram superiores aos da central da Turbo Gás, como se pode observar pelo Gráfico 7.27. Assim, a central a gás natural da Turbo Gás teve um encargo variável médio de 10609,6 €, por dia. Por sua vez, a central do Ribatejo teve um encargo variável médio de 28358,2 €, por dia.

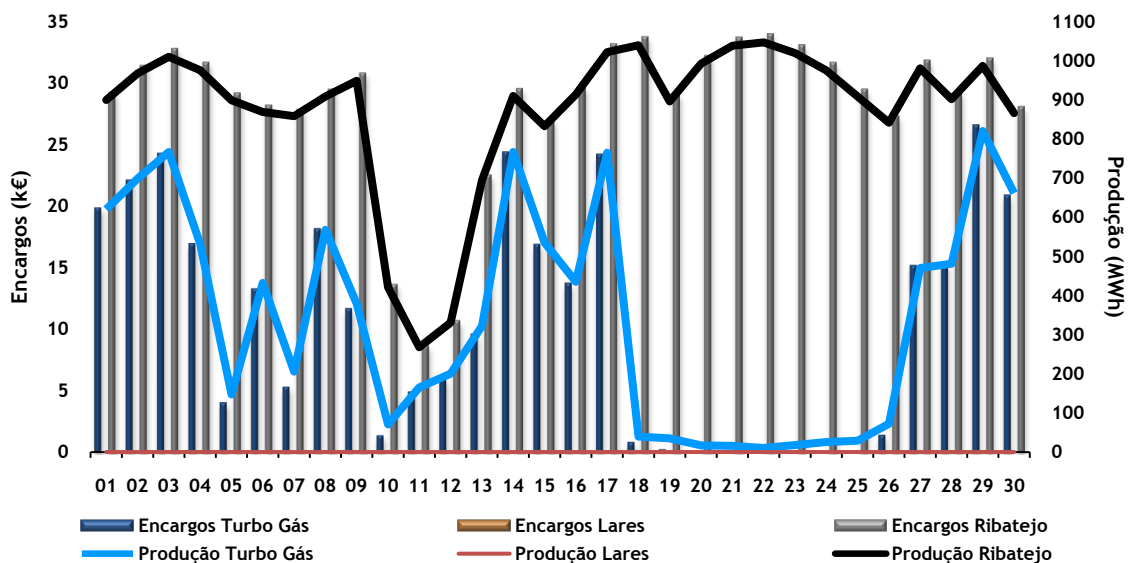


Gráfico 7.27 — Evolução do Encargo variável e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Abril.

Como se explica pela análise do Gráfico 7.28, a remuneração das centrais da Turbo Gás e do Ribatejo têm um valor muito volátil devido à respectiva produção, como ilustrado no Gráfico 7.26, sendo a remuneração média mensal de 12931,2 € e 33482,1 €, respectivamente.

Assim, a diferença existente entre os dois valores justifica-se pela saída de serviço, na quase totalidade das horas, entre os dias 17 e 26 de Abril, da central da Turbo Gás.

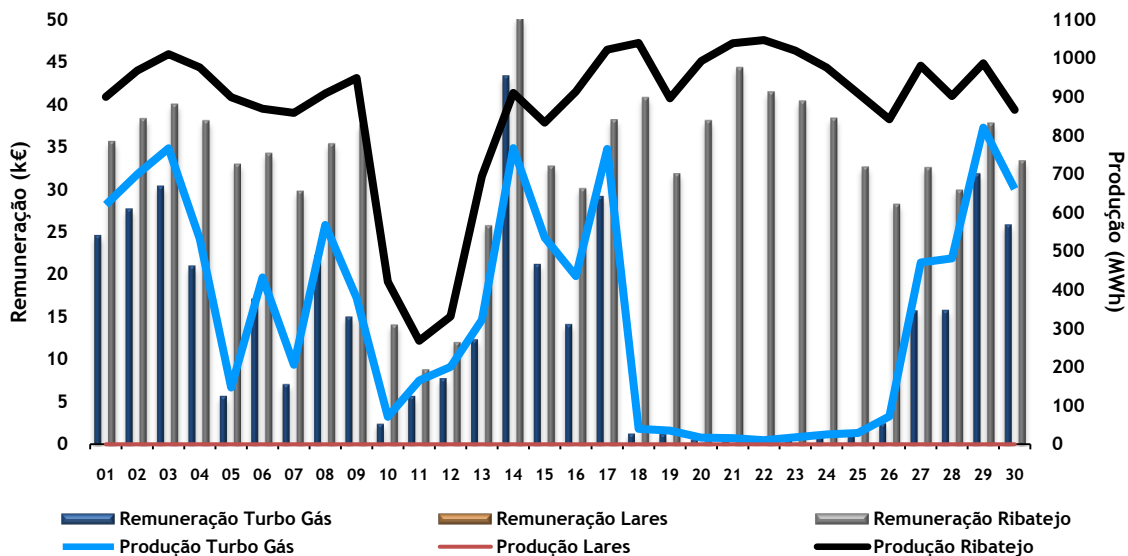


Gráfico 7.28 — Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Abril.

7.2.5 - Maio

7.2.5.1 - Produção vs. Consumo

No mês de Maio, o consumo total de energia eléctrica abastecido a partir da rede pública manteve-se quase inalterado em relação ao verificado em Abril, registando um aumento de 2% face ao mês anterior. A potência máxima consumida foi atingida no dia 29 às 14 horas com 6762 MW.

Relativamente à repartição da produção em comparação com o mês passado, a produção hidroeléctrica diminuiu pouco mais de 3%, abastecendo 12% do consumo, dos quais 4,9% foram produzidos por centrais de albufeira e 7,1% por centrais de fio-de-água.

Por outro lado, o conjunto das tecnologias que formam a Produção em Regime Especial diminuiu 1%, face ao mês anterior, abastecendo 25% do consumo, dos quais 1% dizem respeito à PRE hidráulica, 11% à PRE térmica, 12,5% à PRE eólica e, por último, a PRE fotovoltaica volta a não ter grande significado, 0,2%. De referir que pelo 4º mês consecutivo, as centrais eólicas apresentam uma utilização inferior aos valores normais, mantendo valores semelhantes de produção em relação ao mês anterior.

A produção térmica manteve-se praticamente igual ao mês transacto, aumentando apenas 9,2% a sua produção. No entanto, verificou-se um aumento da produção das centrais a gás natural de 20%, ao passo que a produção das centrais a carvão se manteve praticamente constante e a das centrais a fuelóleo voltou a diminuir, desta vez em 21%.

De referir ainda que a produção das centrais a carvão abasteceu 23% do consumo, as de fuelóleo 0,2% e as de gás natural 26%. Já o saldo importador diminuiu 9%, face ao mês anterior, correspondendo a importação a 14% da energia consumida do presente mês.

O Gráfico 7.29 apresenta a repartição de produção no mês de Maio do caso de estudo e resume o que foi dito em parte anteriormente.

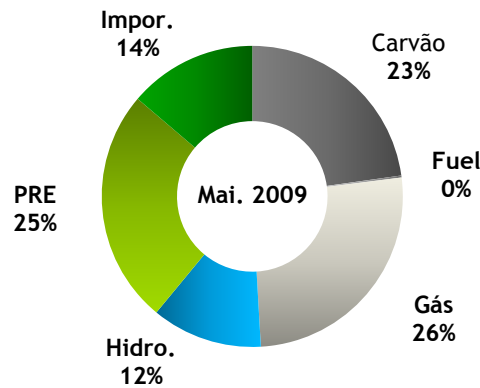


Gráfico 7.29 — Repartição da Produção em Maio de 2009.

Esta análise foi realizada segundo o documento [40].

No Gráfico 7.30 apresenta-se o diagrama de carga do Sistema Eléctrico Nacional visto da Rede de Transporte, para o mês de Maio, em que se verificou uma potência máxima produzida (ponta) de 6897 MW, às 22 horas do dia 29. A diferença existente entre o máximo da potência produzida (6897 MW) e o máximo da potência consumida (6762 MW) deve-se à ocorrência de exportação do pólo português para o espanhol. Além disso, verificou-se uma produção total de energia de 4101 GWh e um consumo total de energia de 3903 GWh.

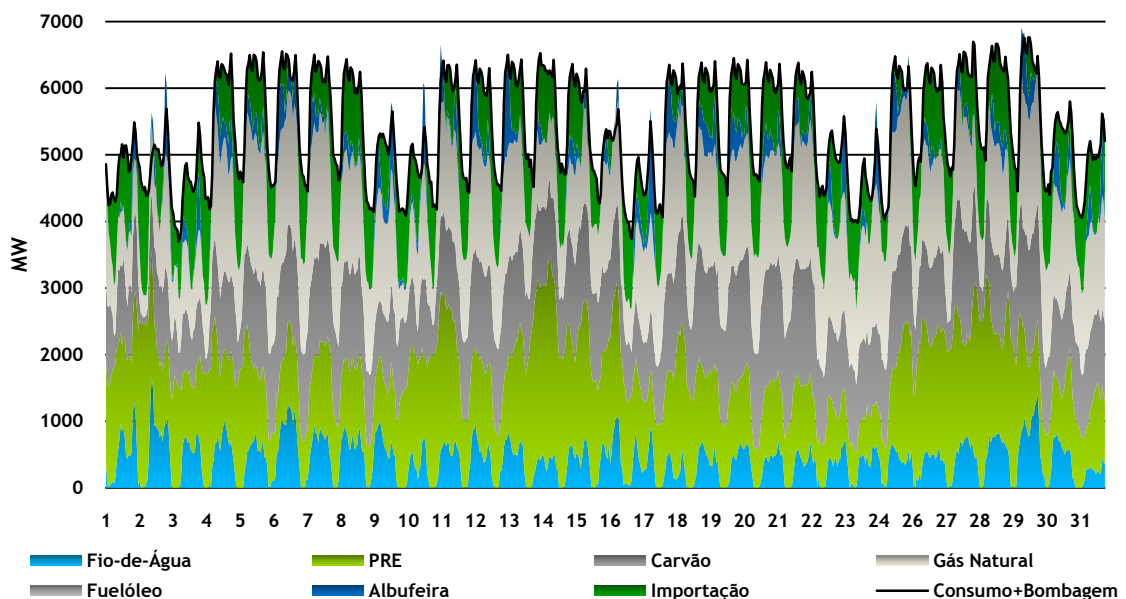


Gráfico 7.30 — Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Maio de 2009.

7.2.6 - Junho

7.2.6.1 - Produção vs. Consumo

No mês de Junho, o consumo total de energia eléctrica abastecido a partir da rede pública manteve-se praticamente constante relativamente ao mês de Maio, devido às altas temperaturas verificadas que impediram uma redução do consumo acentuada. A potência máxima solicitada à rede foi atingida no dia 19 às 14 horas, com 7228 MW, em que as temperaturas estavam particularmente elevadas.

Relativamente à repartição da produção em comparação com o mês passado, a produção hidroeléctrica diminuiu 18%, abastecendo 10% do consumo, dos quais 4% foram produzidos em centrais de albufeira e 6% em centrais de fio-de-água.

Por outro lado, o conjunto da PRE diminuiu 13%, face ao mês anterior, abastecendo 22% do consumo dos quais 0,7% dizem respeito à PRE hidráulica, 11,4% à PRE térmica, 9,7% à PRE eólica e, por último, a PRE fotovoltaica com uma percentagem perto dos 0,2%. De referir que a potência eólica instalada em Junho, comparativamente com o início do ano, apresentava um acréscimo de 450 MW, situando-se agora em 3112 MW.

A produção térmica aumentou perto de 7,2% devido em parte ao período seco do ano em que a gestão dos recursos hídricos tem de ser feita de forma conscienciosa e regulada. A produção térmica a partir das centrais a carvão aumentou em 14%, a gás natural em 1% e, relativamente às centrais a fuelóleo, em 22%. Já a importação aumentou 9%, face ao mês anterior. Deve dizer-se que a produção das centrais a carvão abasteceu 26% do consumo, a de fuelóleo 0,3% e a de gás natural 27%. Já o saldo importador aumentou 11%, face ao mês anterior, correspondendo a importação a 15% da energia consumida do presente mês.

O Gráfico 7.31 apresenta a repartição mensal de produção para o mês de Junho do caso de estudo e resume o que foi dito em parte anteriormente.

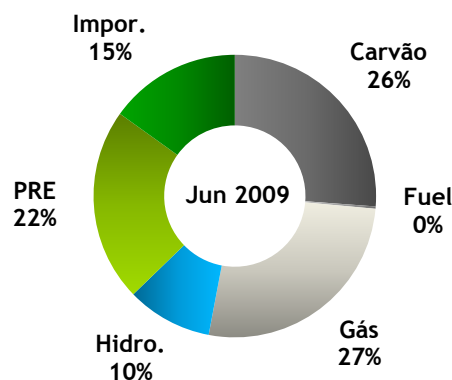


Gráfico 7.31 — Repartição da Produção em Junho de 2009.

Esta análise foi realizada em concordância com o documento [41].

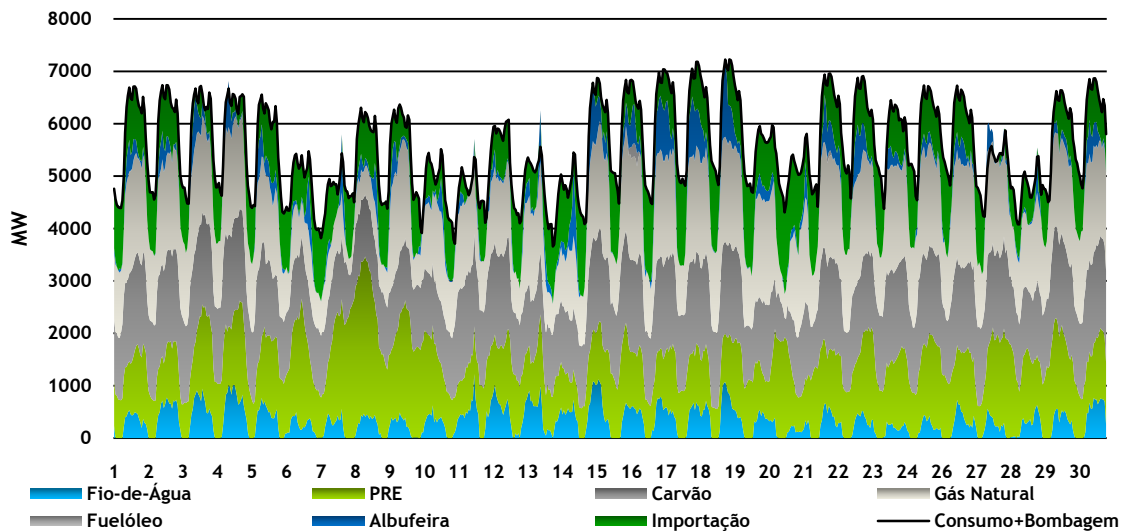


Gráfico 7.32 — Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Junho de 2009.

No Gráfico 7.32 apresenta-se o diagrama de carga do Sistema Eléctrico Nacional visto da Rede de Transporte, para o mês de Junho, em que se verificou uma potência máxima produzida (ponta) de 7238 MW, às 14 horas do dia 19 e mais uma vez houve uma troca de energia eléctrica do pólo português para o pólo espanhol. Além disso, ocorreu uma produção total de energia de 4070 GWh e um consumo total de energia de 3904 GWh.

Em 1 de Junho fez paralelo pela primeira vez o grupo um da central de Lares, apesar de ainda não abastecer o consumo (ver Gráfico 7.33). Esta nova central está equipada com dois grupos geradores de ciclo combinado, com 435 MW cada, e com a entrada em funcionamento destes o parque electroprodutor português alimentado a gás natural aumentou para 3036 MW.

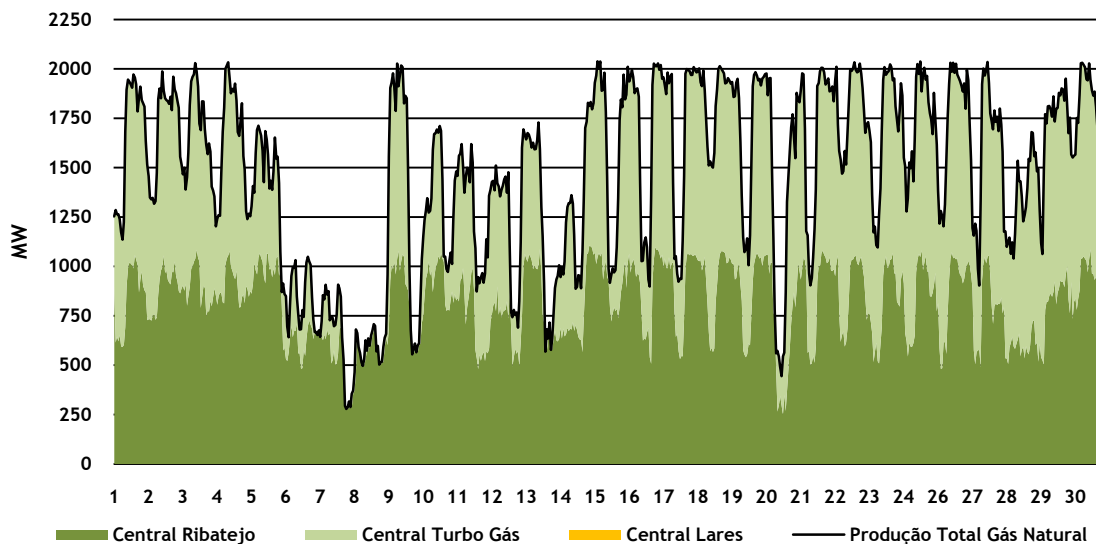


Gráfico 7.33 — Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Junho de 2009.

7.2.6.2 - Encargos vs. Proveitos das centrais térmicas

Como se percebe pelo Gráfico 7.34, neste mês ainda não existe efectiva produção da central de Lares, pelo que a produção e a respectiva remuneração são nulas.

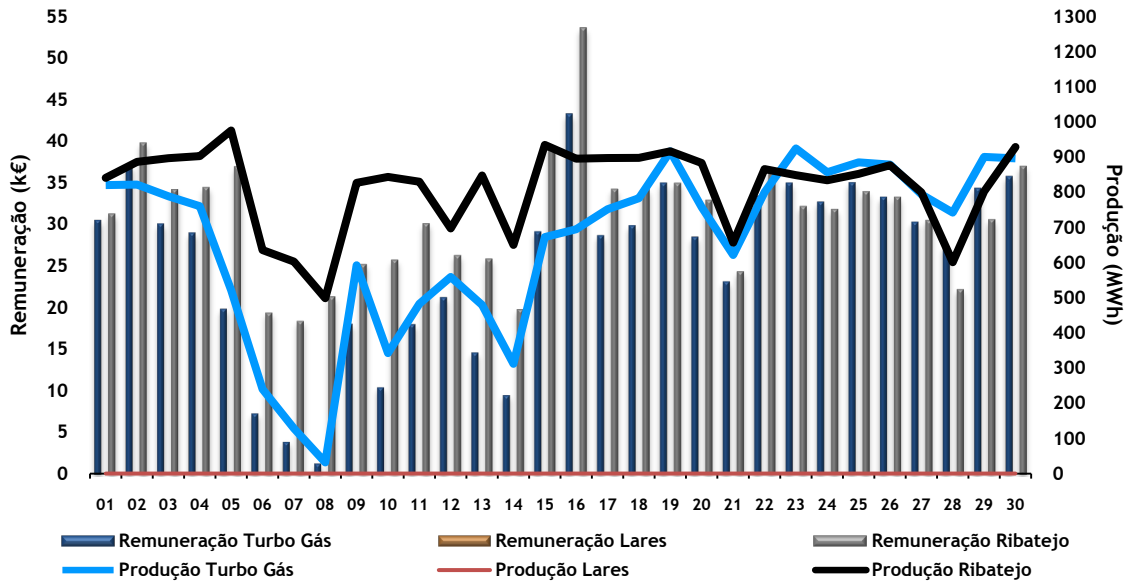


Gráfico 7.34 – Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Junho.

Já as centrais da Turbo Gás e do Ribatejo têm uma remuneração mensal de 25530,1 € e 31023,6 €, respectivamente.

Pela análise do Gráfico 7.35, verifica-se que no mês de Junho os encargos variáveis da central térmica do Barreiro foram iguais à sua remuneração, quando participou no processo de oferta e venda de energia eléctrica no mercado de electricidade. Este cenário é verificado em quase todos os meses, provando que a exploração de uma central a fuelóleo para o abastecimento do consumo não é benéfica do ponto de vista económico, sendo a sua utilização vocacionada para outros pressupostos. Além disso, o Gráfico 7.35 ilustra o que foi dito na secção 7.2.2.1, relativamente às centrais a fuelóleo, verificando-se que apenas a central do Barreiro se encontra em serviço e a ser remunerada.

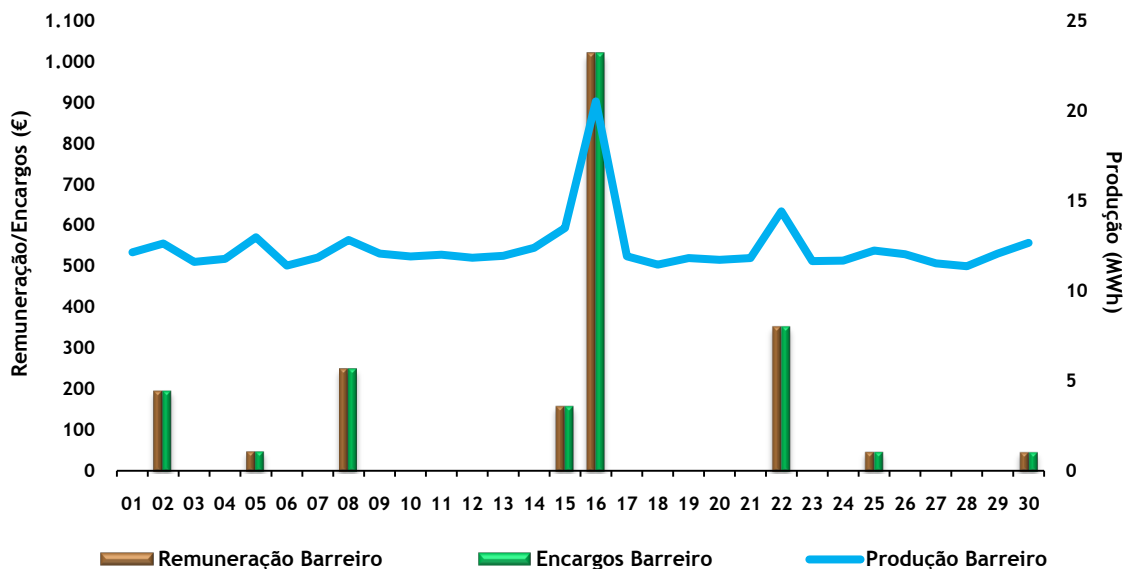


Gráfico 7.35 – Evolução da Remuneração, do Encargo variável e da Produção média das centrais a fuelóleo no mês de Junho.

7.2.7 - Julho

7.2.7.1 - Produção vs. Consumo

No mês de Julho, o consumo total de energia eléctrica abastecido a partir da rede pública cresceu 7% relativamente ao mês de Junho, não se tendo verificado temperaturas muito altas, com a potência máxima solicitada à rede a ser atingida no dia 20 às 15 horas, com 7125 MW, não atingindo a potência máxima registada na estação do Verão, que data do ano de 2006 com 7723 MW.

Relativamente à repartição da produção em comparação com o mês de Junho, a produção hidroeléctrica diminuiu 5%, abastecendo 9% do consumo, dos quais 3,7% foram produzidos em centrais de albufeira e 5,3% em centrais de fio-de-água.

Por outro lado, a PRE aumentou 25%, face ao mês anterior, abastecendo 26% do consumo dos quais 0,3% dizem respeito à PRE hidráulica, 12% à PRE térmica, 13,3% à PRE eólica e, por último, a PRE fotovoltaica com uma percentagem perto dos 0,4%. De referir que a potência eólica instalada em Julho aumentou, atingindo os 3172 MW, devido a um novo incremento do parque eólico que no ano de 2009 já contabilizava 511 MW de potência instalada a mais, relativamente a Dezembro de 2008.

Apesar do crescimento da PRE a produção térmica aumentou perto de 5%, obtendo-se uma diminuição da produção de 1% referente ao carvão e 19% referente ao fuelóleo, já a produção nas centrais a gás natural aumentou 10%. A importação manteve-se praticamente constante face ao mês passado, correspondendo a importação a 14% da energia consumida no presente mês, o mesmo acontecendo com o saldo importador. De referir ainda que a produção das centrais a carvão abasteceu 24% do consumo, a fuelóleo 0,2% e a gás natural 27%.

O Gráfico 7.36 apresenta a repartição de produção no mês de Julho de 2009 e sintetiza o que foi apresentado anteriormente. Esta análise foi realizada em concordância com [42].

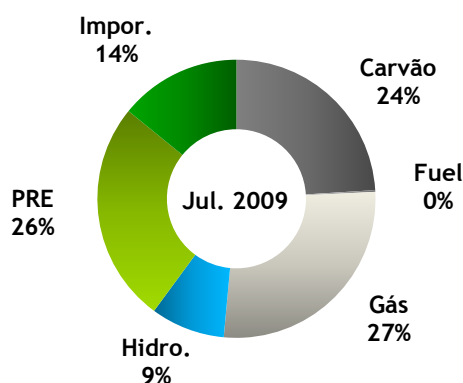
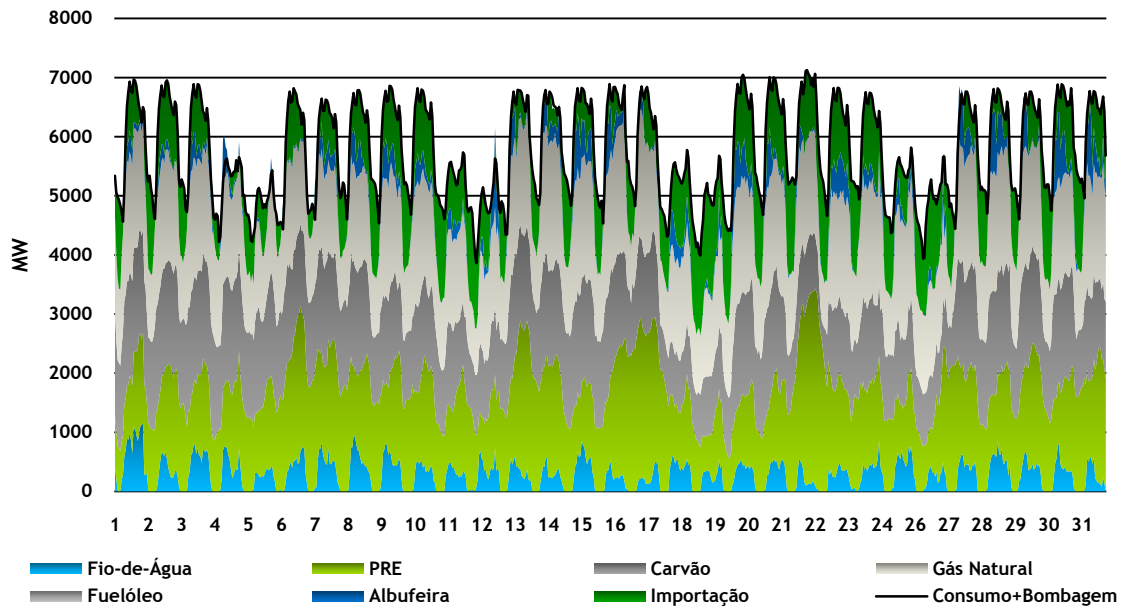


Gráfico 7.36 — Repartição da Produção em Julho de 2009.

No Gráfico 7.37 apresenta-se o diagrama de carga do Sistema Eléctrico Nacional visto da Rede de Transporte, para o mês de Julho, em que se verificou uma potência máxima produzida (ponta) de 7182 MW, às 17 horas do dia 20, uma produção total de energia de 4390 GWh e um consumo total de energia de 4180 GWh.



A Produção em Regime Especial a partir de painéis fotovoltaicos assume valores quase constantes ao longo de um ano (11,5 GWh por mês no ano de 2009), exceção feita nos meses de Inverno. No entanto, o mês de Julho caracteriza-se por ter sido a altura do ano em que esta fonte renovável mais contribuiu para o abastecimento do consumo, com cerca de 18 GWh.

Em 15 de Julho fez pela primeira vez o paralelo do grupo dois da central de Lares. Os dois grupos geradores a partir deste mês entraram em fase de ensaios, não contribuindo ainda para abastecer o consumo, como se pode observar no Gráfico 7.38.

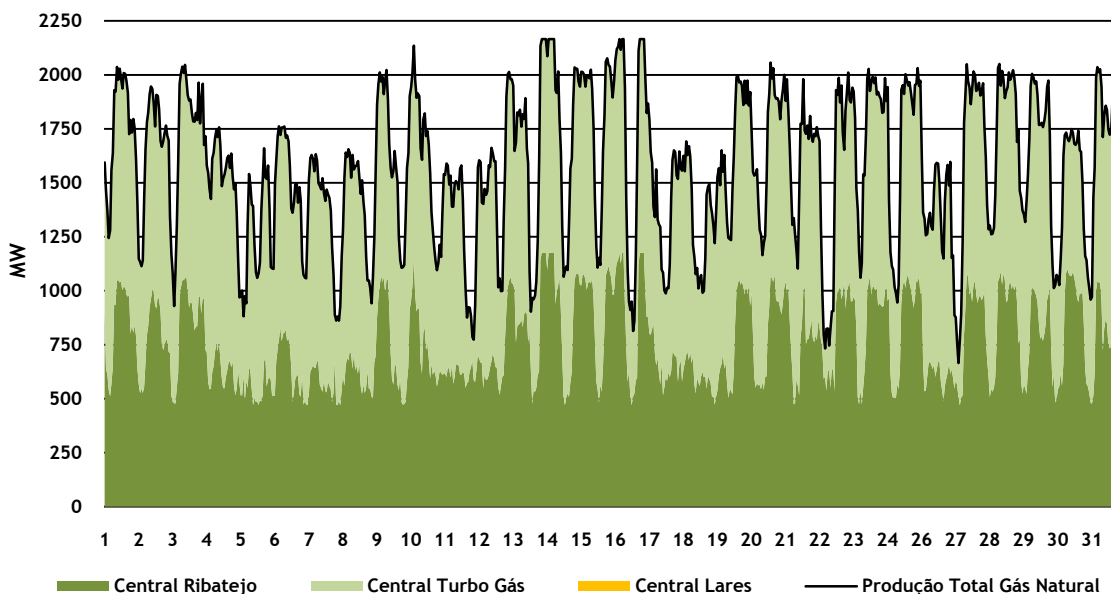


Gráfico 7.38 — Diagrama mensal da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Julho de 2009.

7.2.8 - Agosto

7.2.8.1 - Produção vs. Consumo

No mês de Agosto, o consumo total de energia eléctrica abastecido a partir da rede pública diminuiu 5% relativamente ao mês de Julho, sendo que as temperaturas mais elevadas ocorreram no meio do mês quando os consumos são mais baixos não tendo originado pontas de produção significativas. A potência máxima solicitada à rede foi atingida no dia 31 às 12 horas, com 6806 MW.

Relativamente à repartição da produção em comparação com o mês passado, a produção hidroeléctrica aumentou 5%, abastecendo 9% do consumo, dos quais 4,8% foram produzidos em centrais de albufeira e 4,2% em centrais de fio-de-água.

Por outro lado, o conjunto da PRE diminuiu 9,5%, face ao mês anterior, abastecendo 24% do consumo dos quais 0,2% dizem respeito à PRE hidráulica, 12% à PRE térmica, 11,5% à PRE eólica, que apresentou valores dentro normais para esta altura do ano e, por último, a PRE fotovoltaica com uma percentagem perto dos 0,3%. De referir que a potência eólica instalada em Agosto voltou a aumentar, atingindo os 3255 MW.

A produção térmica aumentou perto de 2%, obtendo-se uma diminuição da produção de 0,5% relativo ao gás natural. Já a produção das centrais a carvão e a fuelóleo aumentou 4% e 1%, respectivamente. A importação diminuiu 22% face ao mês passado, correspondendo a 12% da energia consumida do presente mês, o mesmo acontecendo com o saldo importador que diminuiu 36%. De referir ainda que a produção das centrais a carvão abasteceu 26% do consumo, a de fuelóleo 0,2% e a de gás natural 29%.

O Gráfico 7.39 ilustra a repartição da produção no mês de Agosto de 2009 e resume o que foi dito, em parte, anteriormente.

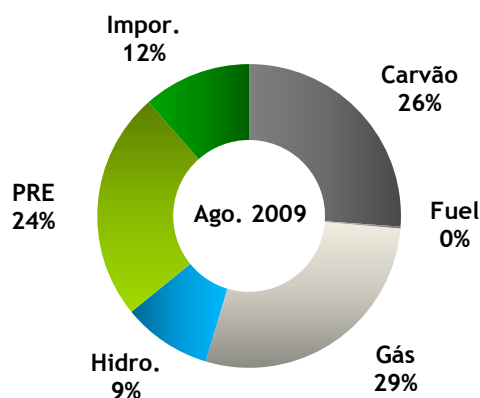


Gráfico 7.39 — Repartição da Produção em Agosto de 2009.

No Gráfico 7.40 apresenta-se o diagrama de carga do Sistema Eléctrico Nacional visto da Rede de Transporte, para o mês de Agosto, em que se verificou uma potência máxima produzida (ponta) de 6980 MW, às 18 horas do dia 27, uma produção total de energia de 4139 GWh e um consumo total de energia de 3966 GWh.

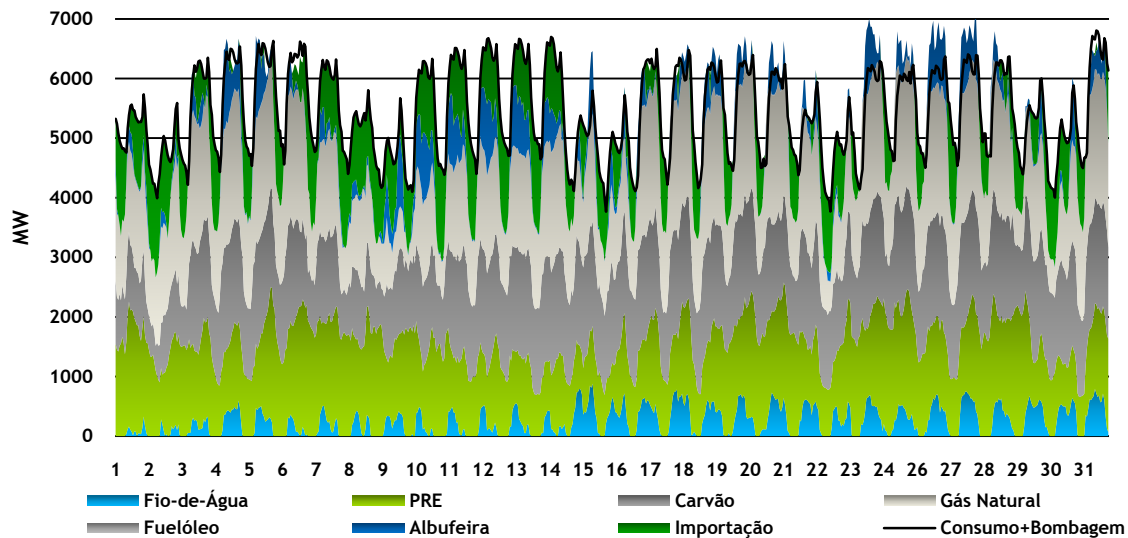


Gráfico 7.40 — Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Agosto de 2009.

No final do mês de Agosto estava já preparado para ser colocado em serviço o primeiro grupo da central de Lares, enquanto que o segundo grupo se encontrava ainda em fase de ensaios.

7.2.8.2 - Prémio das centrais hídricas

A partir do mês de Agosto e até ao mês de Novembro a produção de energia eléctrica a partir de aproveitamentos hídricos de albufeira superou a produção de electricidade dos aproveitamentos de fio-de-água (ver Tabela A.8). Com efeito, a gestão da água que se verificou em Fevereiro, utilizando a água armazenada nos reservatórios para conseguir ganhos importantes, foi no mês de Agosto acrescentada de um novo factor — a escassez de afluências hidrológicas num mês particularmente seco.

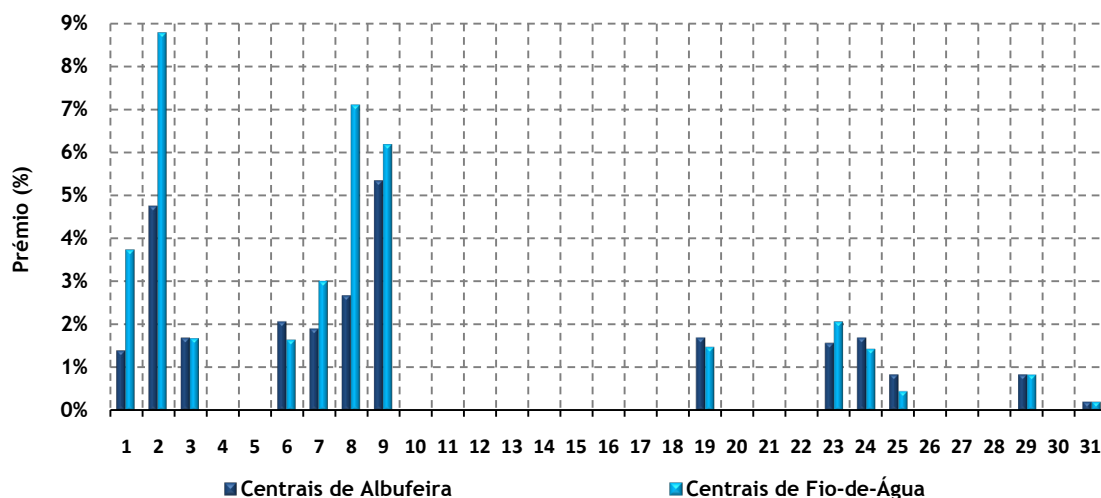


Gráfico 7.41 — Variação do Prémio das centrais hidroeléctricas ao longo do mês de Agosto.

Assim, como é possível verificar pela análise do Gráfico 7.41 e, relativamente, ao Gráfico 7.19, ocorreu uma troca do tipo de aproveitamento hídrico que apresenta, na maior parte dos dias do mês de Agosto, um prémio mais elevado. Desta forma, as centrais de fio-de-água tiveram um prémio superior às centrais de albufeira, ou seja, os aproveitamentos de fio-de-

água foram utilizados para, permitir às empresas concessionárias dos mesmos, conseguir ganhos expressivos em ambiente de mercado.

Outro aspecto importante verificado também no Gráfico 7.19 e no Gráfico 7.41 é a ocorrência paralela, nos mesmos dias, de prémio para os aproveitamentos de albufeira e de fio-de-água. Isto aconteceu devido à configuração hidráulica, maioritariamente em cascata, do Sistema Electroprodutor Português. Esta designação é utilizada para os aproveitamentos que se encontram interligados nos mesmos cursos de água, em que o caudal turbinado, bombeado ou descarregado tem influência nas afluências dos aproveitamentos a jusante ou a montante (no caso da bombagem).

7.2.8.3 - Proveitos das centrais hídricas

O mês de Agosto, como referido anteriormente, foi um mês seco, ou seja, as afluências hidrológicas foram baixas o que se repercutiu na produção hídrica (ver Gráfico 7.40). Com efeito, devido maioritariamente à água guardada nos reservatórios, os aproveitamentos de albufeira e de fio-de-água tiveram uma remuneração média diária de 11460,5 € e de 10205,1 €, respectivamente.

O Gráfico 7.20, referente ao mês de Fevereiro, e o Gráfico 7.42 ilustram a volatilidade da produção de energia eléctrica a partir de aproveitamentos hídricos. Além disso, a produção média mensal no ano de 2009 apresenta um desvio padrão de 138,6 GWh, para as centrais de albufeira, e de 227,5 GWh para as centrais de fio-de-água

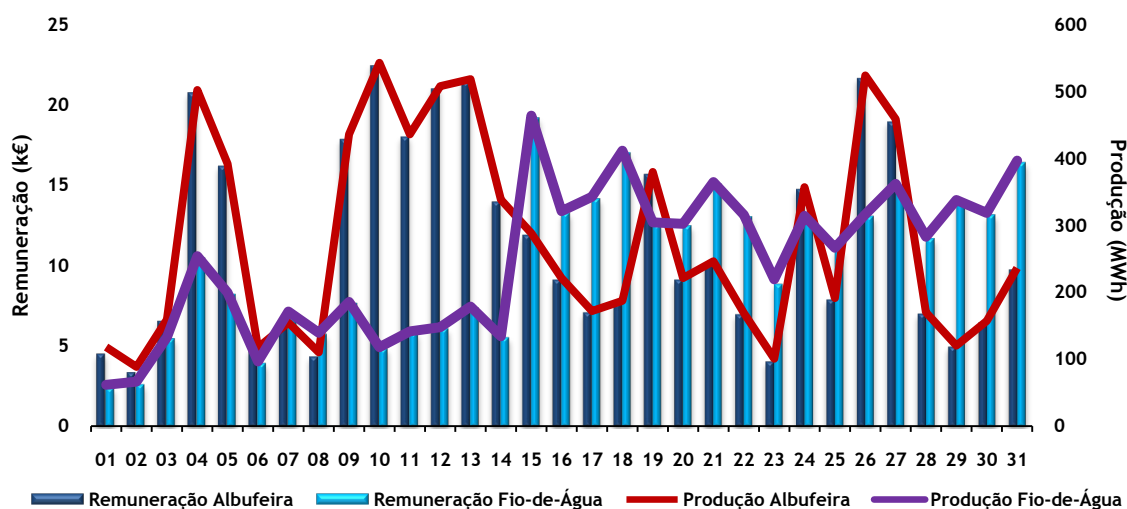


Gráfico 7.42 — Evolução dos Proveitos e da Produção média dos aproveitamentos hídricos no mês de Agosto.

Por outro lado, e como Portugal é um dos países da União Europeia com maior potencial hídrico por explorar, foi aprovado o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH) com o objectivo de reduzir de 54% para 33% o potencial hídrico por aproveitar e garantir uma maior estabilidade no abastecimento do consumo, até 2020 (fonte: <http://pnbeph.inag.pt/>).

Finalmente, as remunerações médias mensais para os restantes meses ao longo do ano podem ser consultadas na Tabela A.7.

7.2.9 - Setembro

7.2.9.1 - Produção vs. Consumo

No mês de Setembro, o consumo total de energia eléctrica abastecido a partir da rede pública aumentou quase 2% relativamente ao mês anterior, com a potência máxima solicitada à rede a ser atingida no dia 9 às 15 horas, com 7181 MW.

Relativamente à repartição da produção em comparação com o mês de Agosto, a produção hídrica aumentou 11%, sinal de um aumento da pluviosidade e, conseqüente, incremento da utilização das centrais hídricas no abastecimento dos consumidores, aumentando para 10% a sua contribuição no consumo, dos quais 5,6% foram produzidos em centrais de albufeira e 4,4% em centrais de fio-de-água.

Por outro lado, o conjunto da PRE diminuiu 4,3%, face ao mês anterior, abastecendo 23% do consumo dos quais 0,2% dizem respeito à PRE hidráulica, 12,2% à PRE térmica, 10,4% à PRE eólica e, por último, a PRE fotovoltaica com uma percentagem perto dos 0,2%.

A produção térmica aumentou perto de 6%, ocorrendo um aumento simultâneo da produção das centrais a carvão em 2% e de gás natural em 9%. Por outro lado, as centrais a fuelóleo mantiveram-se praticamente com o mesmo valor do mês anterior.

Relativamente à importação, esta diminuiu 21% face ao mês passado, correspondendo a 9% da energia consumida, o mesmo acontecendo com o saldo importador que diminuiu 20,5%. De referir ainda que a produção das centrais a carvão abasteceu 26% consumo, a de fuelóleo é desprezável e a de gás natural atingiu os 32%.

De referir ainda que a potência fotovoltaica sofreu um crescimento acentuado nos meses anteriores com a sua potência instalada a situar-se nos 65 MW em Setembro. Já a potência instalada a partir de centrais de PRE hidráulica tinha aumentado, até Setembro de 2009, em 11 MW, situando-se nos 396 MW. Assim, a potência instalada do Sistema Electroprodutor atingiu os 16485 MW, sendo que no final de 2008 era de 14923 MW, ou seja, houve um aumento de 1562 MW.

O Gráfico 7.43 ilustra graficamente a repartição da produção no mês de Setembro do ano considerado. Esta análise foi realizada em concordância com [44].

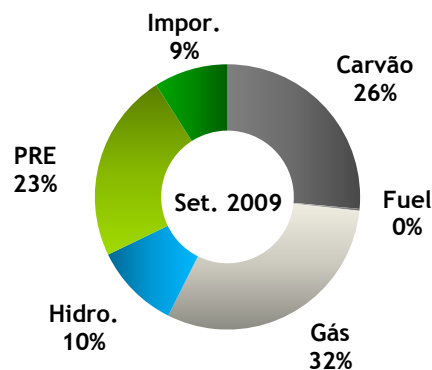


Gráfico 7.43 — Repartição da Produção em Setembro de 2009.

No Gráfico 7.44 apresenta-se o diagrama de carga do Sistema Eléctrico Nacional visto da Rede de Transporte, para o mês de Setembro, em que se verificou uma potência máxima

produzida (ponta) de 7190 MW, às 15 horas do dia 9, uma produção total de energia de 4214 GWh e um consumo total de energia de 4033 GWh.

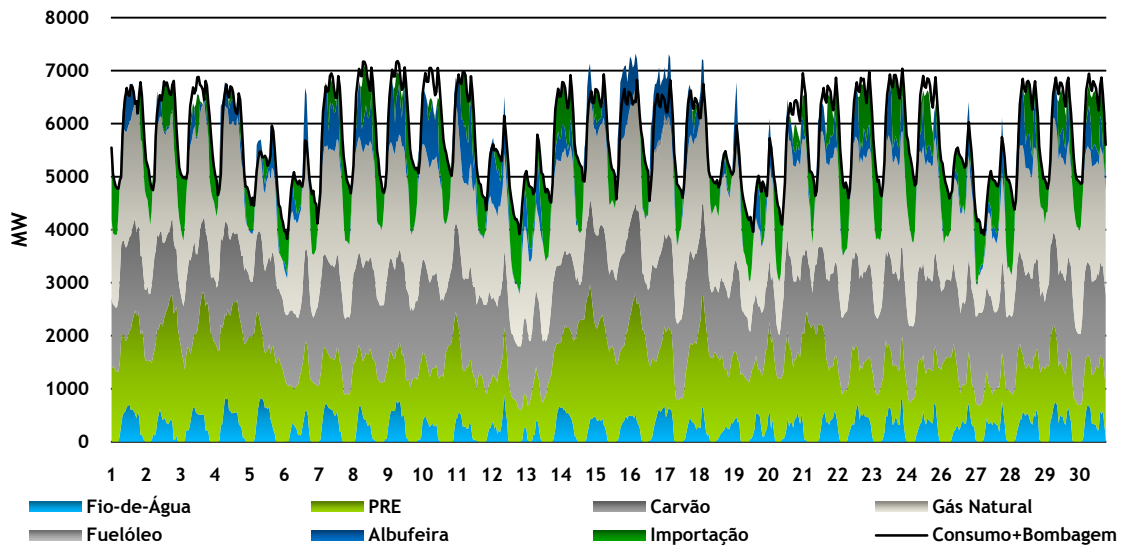


Gráfico 7.44 — Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Setembro de 2009.

O mês de Setembro é caracterizado pela elevada produção de electricidade a partir de centrais a gás natural como se pode verificar no Gráfico 7.44, em que a área a cinzento claro ocupa uma parte substancial do diagrama, assim como acontece com as centrais a carvão, que, juntamente com a produção a partir das centrais a fuelóleo (maioritariamente utilizadas em serviços de sistema), tornam Setembro o mês em que se produziu mais electricidade a partir de centrais térmicas, cerca de 2382 GWh.

Pela análise do Gráfico 7.45 verifica-se que a produção das centrais do Ribatejo e da Turbo Gás ultrapassa diversas vezes a barreira dos 2000 MW, tendo a área do diagrama o valor de 1274 GWh. Este é o valor máximo da produção de centrais a gás natural no ano de 2009.

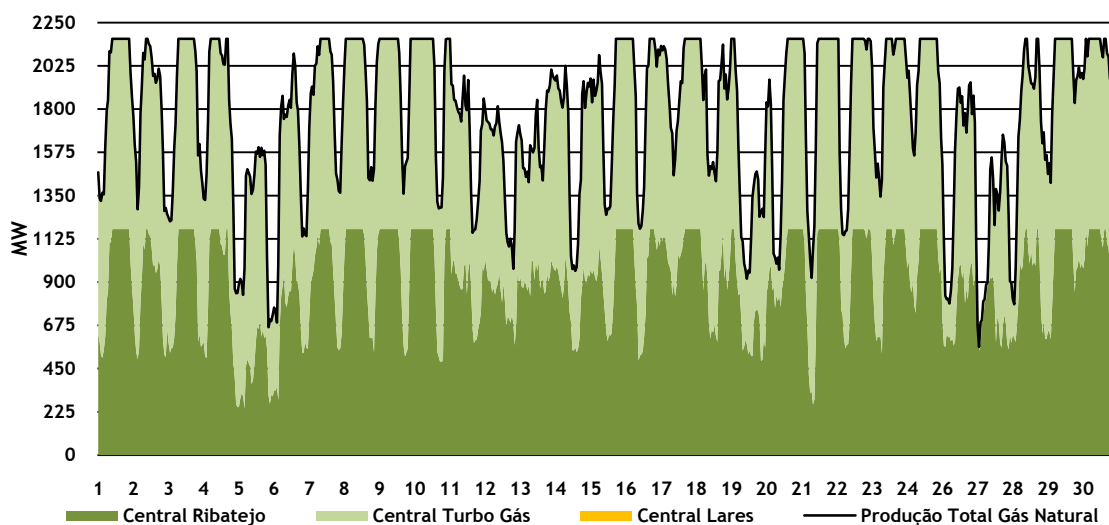


Gráfico 7.45 — Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Setembro de 2009.

Neste mês ficou disponível para entrar em serviço o segundo grupo da central de Lares.

7.2.10 - Outubro

7.2.10.1 - Produção vs. Consumo

No mês de Outubro, o consumo total de energia eléctrica abastecido a partir da rede pública aumentou 1% relativamente ao mês transacto, com a potência máxima solicitada à rede a ser atingida no dia 6 às 14 horas, com 7249 MW. Deve referir-se que pela diferença entre a potência máxima consumida e a potência máxima produzida (7778 MW), se concluiu que ocorreu exportação de electricidade a partir de Portugal, devido ao aumento de produção de energia eléctrica a partir de aproveitamentos eólicos (ver Gráfico 7.47).

Relativamente à repartição da produção em comparação com o mês passado, a produção hidroeléctrica aumentou 3%, aumentando para 11% a sua contribuição para o abastecimento do consumo, dos quais 5,5% foram produzidos em centrais de albufeira e 5,5% em centrais de fio-de-água.

Por outro lado, o conjunto da PRE aumentou 25% face ao mês anterior, abastecendo 28% do consumo dos quais 0,3% dizem respeito à PRE hidráulica, 14,8% à PRE térmica, 12,6% à PRE eólica e, por último, a PRE fotovoltaica com uma percentagem perto dos 0,3%.

A produção térmica diminuiu consideravelmente (40%), começando a verificar-se a diminuição da contribuição das centrais térmicas para abastecer o consumo sendo substituída pela produção hídrica e pela PRE. No entanto, ocorreu um aumento da produção das centrais a carvão em quase 1%, mas uma diminuição da produção nas centrais a gás natural em 22% e de fuelóleo em 7,7%. A importação aumentou 25,6% face ao mês passado, correspondendo a 11% da energia consumida do presente mês, o mesmo acontecendo com o saldo importador que aumentou 42%. De referir que a produção das centrais a carvão abasteceu 26% consumo, a de fuelóleo 0,2% e a de gás natural 24%.

O Gráfico 7.46 apresenta a distribuição percentual da produção em Outubro do ano considerado. Esta análise foi feita em concordância com [45].

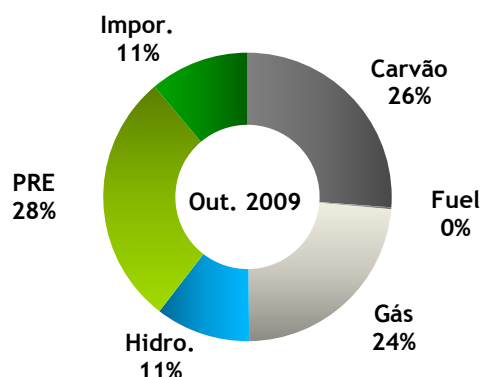


Gráfico 7.46 — Repartição da Produção em Outubro de 2009.

No Gráfico 7.47 apresenta-se o diagrama de carga do Sistema Eléctrico Nacional visto da Rede de Transporte, para o mês de Outubro, em que se verificou uma potência máxima produzida (ponta) de 7778 MW, às 14 horas do dia 6, uma produção total de energia de 4284 GWh e um consumo total de energia de 4076 GWh.

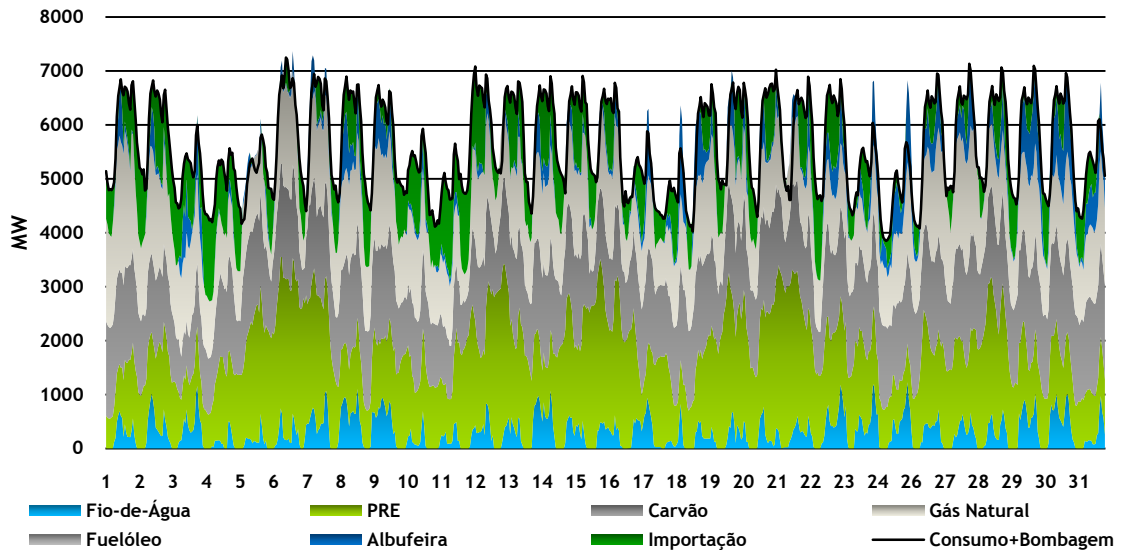


Gráfico 7.47 — Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Outubro de 2009.

O mês de Outubro ficou assinalado pela entrada em serviço da central de ciclo combinado a gás natural de Lares, que teve o seu início de construção em Junho de 2007. Portugal atingiu com esta construção os objectivos a que se propôs, nomeadamente aumentar a segurança do sistema produtor, diminuindo as emissões de dióxido de carbono (CO₂) e a dependência externa.

Assim, o Gráfico 7.48 ilustra a evolução da produção de electricidade a partir do gás natural, agora com a contribuição de três centrais, Ribatejo, Turbo Gás e Lares, sendo que esta última entrará em funcionamento nas horas de ponta, contribuindo para alimentar a consumo nesses períodos.

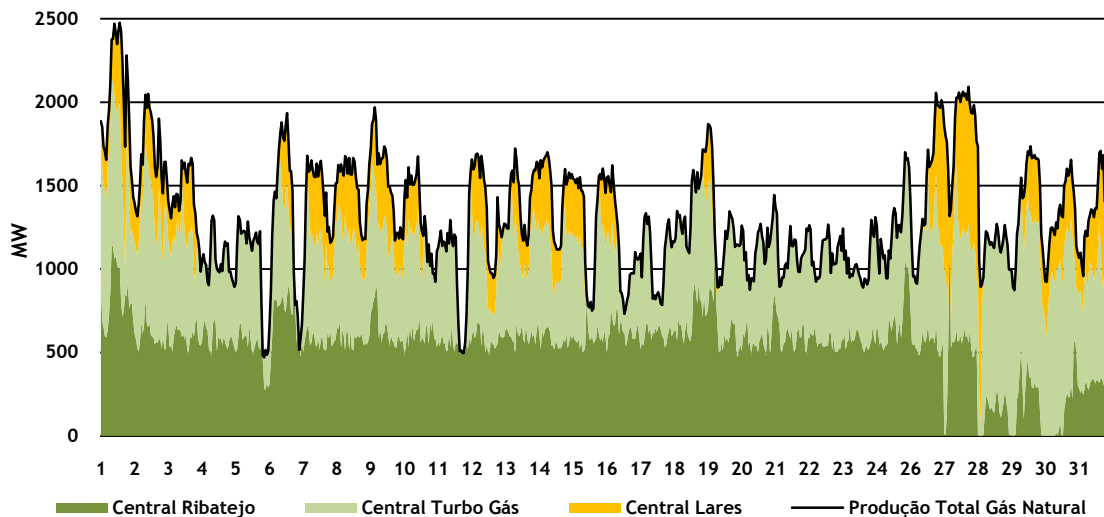


Gráfico 7.48 — Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Outubro de 2009.

O diagrama de cargas ilustrado pelo Gráfico 7.49 apresenta a variação da produção de energia eléctrica, repartido por tecnologia, entre dias típicos da estação de Outono e em que se pode verificar uma clara gestão entre as diferentes tecnologias, com relevância para as centrais hídricas de albufeira. A linha a preto assinala o consumo total nacional de

electricidade que na maioria do tempo, é superado pela produção eléctrica, originando a ocorrência de exportação.

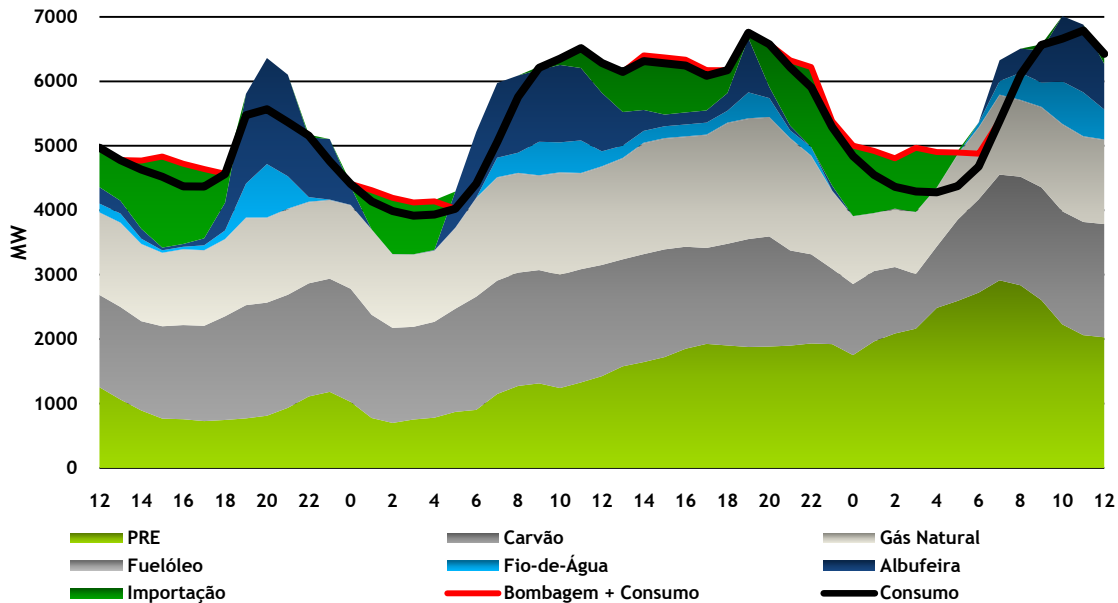


Gráfico 7.49 — Diagrama diário de carga entre as 12 horas do dia 18/10/2009 e as 12 horas do dia 21/10/2009, ilustrando a gestão da água no Sistema Electroprodutor Português.

Uma das razões para esta exportação prende-se com a produção de energia eólica (inserida na área a verde-claro), que pelos contratos estabelecidos com os produtores e pela legislação existente, nunca é “desligada” ou reduzida e que atinge produções elevadas predominantemente à noite. Além disso, a produção de origem térmica a gás natural, não pode também ser parada devido aos motivos já enunciados e a produção hidroeléctrica a fio-de-água (área azul-claro) turbinada quando lhe é imposto pela sua incapacidade de armazenar água.

Assim, para fazer face à diferença entre a produção e o consumo, entram em serviço nas horas em vazio, as centrais hidroeléctricas com turbinas reversíveis (linha a vermelho) para consumir energia em excesso, armazenando-a na forma de água nas albufeiras. Após esta gestão, nas horas de menor consumo — horas de vazio durante grande parte da noite, a água armazenada é turbinada, e a energia é de novo devolvida à rede. Ocorreu no entanto um diferencial muito favorável entre o valor pago pela energia utilizada na bombagem e a remuneração da central hídrica de albufeira nas horas de ponta.

7.2.10.2 - Encargos vs. Proveitos das centrais térmicas

Pela análise do Gráfico 7.50 observa-se que neste mês a central de Lares já é remunerada, ainda que de uma forma intermitente, apresentando uma remuneração média de 7120,8 €. Por outro lado, as centrais da Turbo Gás e do Ribatejo têm uma remuneração de 23716,6 € e 22252,3 €, respectivamente. Este último valor ficou ainda distante do atingido no mês de Setembro com 35607 €, que corresponde ao máximo verificado em 2009.

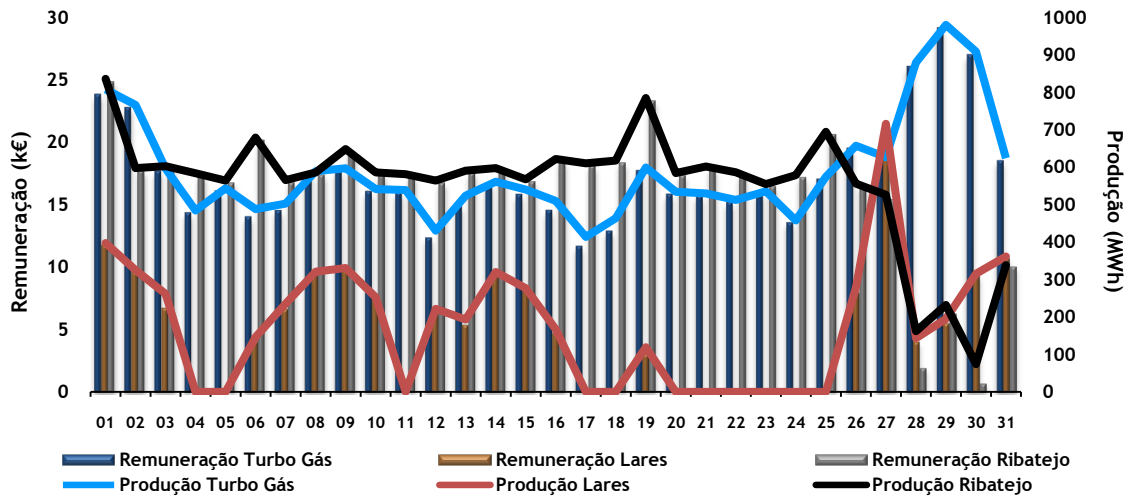


Gráfico 7.50 — Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Outubro.

7.2.11 - Novembro

7.2.11.1 - Produção vs. Consumo

No mês de Novembro, o consumo total de energia eléctrica abastecido a partir da rede pública aumentou 1% relativamente ao mês anterior, com a potência máxima solicitada à rede a ser atingida no dia 25 às 18 horas, com 7756 MW.

Relativamente à repartição da produção em comparação com o mês passado, a produção hidroeléctrica aumentou 35,6%, aumentando para 15% a sua contribuição para o abastecimento do consumo, dos quais 8% foram produzidos em centrais de albufeira e 7% em centrais de fio-de-água.

Por outro lado, as tecnologias incluídas na PRE aumentaram 37%, face ao mês anterior, abastecendo 39% do consumo dos quais 2,3% dizem respeito à PRE hidráulica, 12% à PRE térmica, 24% à PRE eólica e, por último, a PRE fotovoltaica não foi além dos 0,4%.

A produção térmica diminuiu 28,7%, ocorrendo uma diminuição da produção das centrais a carvão em 28% e a gás natural em 30%, enquanto que a produção das centrais a fuelóleo teve um aumento desprezável. A importação aumentou 2% face ao mês passado, correspondendo a 11% da energia consumida no presente mês, o mesmo acontecendo com o saldo importador que aumentou 5%. De referir ainda que a produção das centrais a carvão abasteceu 19% do consumo, a de fuelóleo 0,2% e a de gás natural 16%.

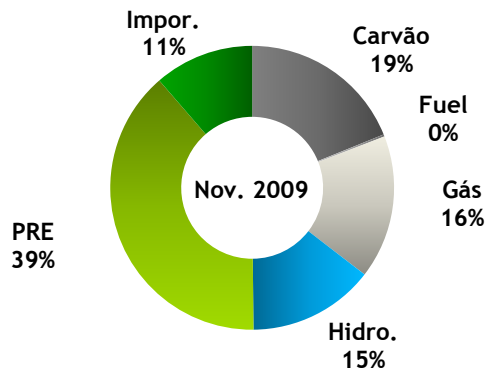


Gráfico 7.51 — Repartição da Produção em Novembro de 2009.

O Gráfico 7.51 apresenta a repartição de produção no mês de Novembro e resume o que foi dito em parte anteriormente. Esta análise foi realizada em concordância com [46].

No Gráfico 7.52 apresenta-se o diagrama de carga do Sistema Eléctrico Nacional visto da Rede de Transporte, para o mês de Novembro, em que se verificou uma potência máxima produzida (ponta) de 7762 MW, às 18 horas do dia 25, uma produção total de energia de 4276 GWh e um consumo total de energia de 4120 GWh.

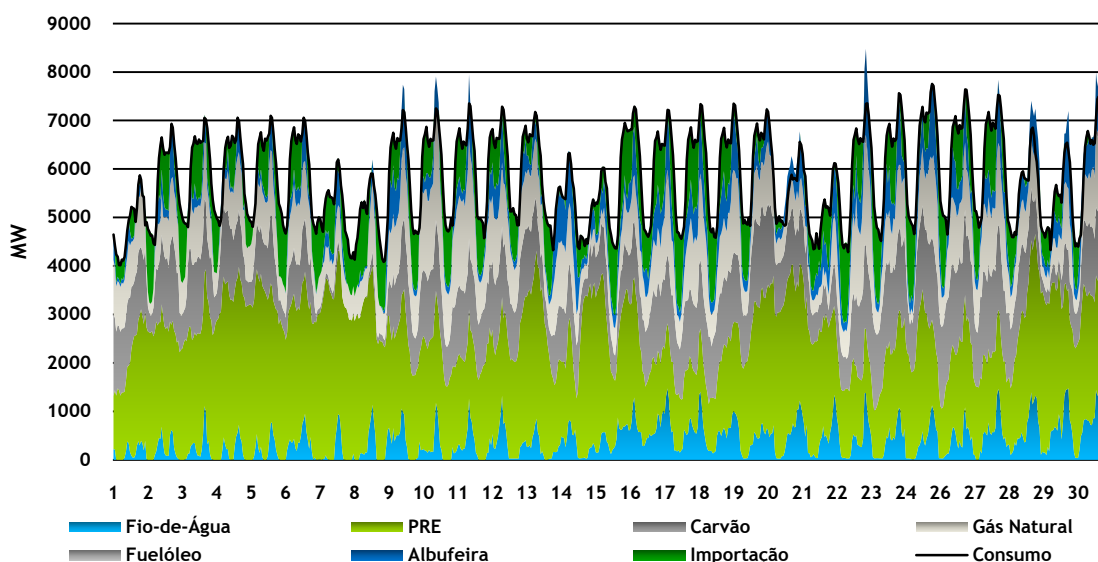


Gráfico 7.52 – Diagrama da Produção desagregada por tecnologia em Novembro de 2009.

7.2.12 - Dezembro

7.2.12.1 - Produção vs. Consumo

No mês de Dezembro, o consumo total de energia eléctrica abastecido a partir da rede pública aumentou 13% relativamente ao mês anterior, com a potência máxima solicitada à rede a ser atingida no dia 15 às 19 horas, com 9032 MW.

Relativamente à repartição da produção em comparação com o mês passado, a produção hidroeléctrica aumentou 101%, aumentando para 24% a sua contribuição para a alimentação do consumo, dos quais 10,8% foram produzidos em centrais de albufeira e 13,2% em centrais de fio-de-água.

Por outro lado, a PRE aumentou 17%, face ao mês anterior, abastecendo 39% do consumo dos quais 3,8% dizem respeito à PRE hidráulica, 11,7% à PRE térmica, 23,4% à PRE eólica e, por último, a PRE fotovoltaica com uma percentagem 0,1%.

A produção térmica aumentou 14%, ocorrendo um aumento simultâneo da produção das centrais a carvão em 9% e a gás natural em 18%. As centrais a fuelóleo tiveram um aumento de 233,39% face ao mês anterior.

Relativamente à importação, esta diminuiu em quase 70% face ao mês passado, correspondendo a 3% da energia consumida do presente mês. Assim, verificou-se uma maior quantidade de energia eléctrica total exportada (272 GWh) do que importada (164 GWh) e que se pode observar pelo Gráfico 7.1. Assim, esta situação contraria o que aconteceu, ao longo do ano, relativamente ao saldo de trocas entre Portugal e Espanha.

De referir ainda que a produção das centrais a carvão abasteceu do 17% consumo, a de fuelóleo 1% e a de gás natural 16%.

O Gráfico 7.53 apresenta a repartição mensal de produção para o mês de Dezembro e resume o que foi dito em parte anteriormente. Esta análise foi realizada em concordância com [47].

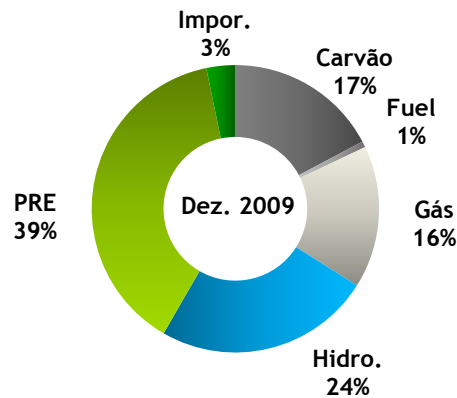


Gráfico 7.53 — Repartição da Produção em Dezembro de 2009.

No Gráfico 7.54 apresenta-se o diagrama de carga do Sistema Eléctrico Nacional visto da RT, para o mês de Dezembro, em que se verificou uma potência máxima produzida (ponta) de 9040 MW, às 19 horas do dia 15, uma produção total de energia de 4859 GWh e um consumo total de energia de 4661 GWh.

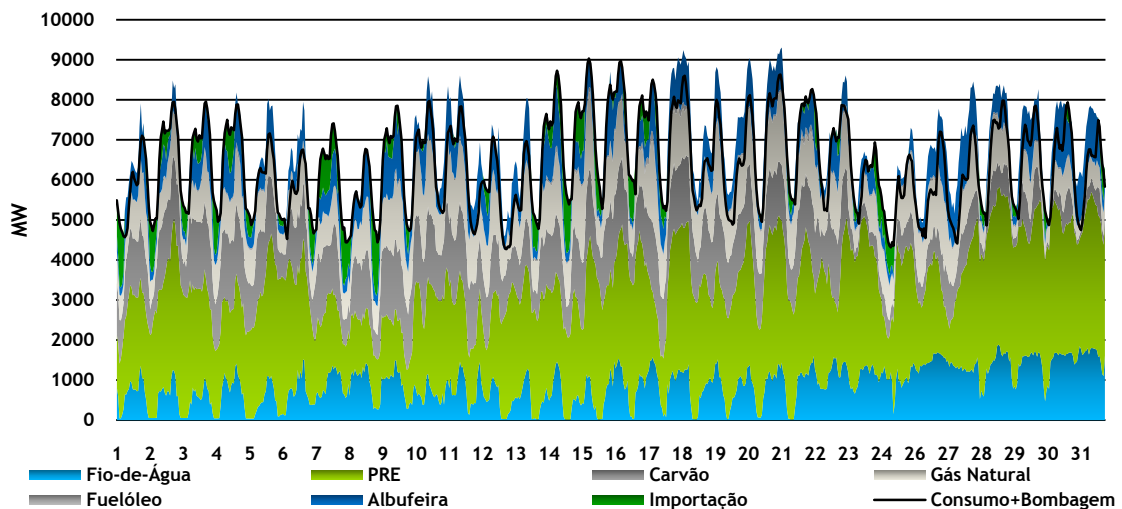


Gráfico 7.54 — Diagrama de Produção desagregada por tecnologia em Dezembro de 2009.

O mês de Dezembro caracterizou-se por ter sido atingida a máxima produção de electricidade no ano de 2009 a partir de aproveitamentos hidroeléctricos de albufeira (perto de 556 GWh), assim como de Produção em Regime Especial (perto de 1937 GWh), mais concretamente, nas diversas tecnologias em que esta se divide como a PRE hidráulica (199 GWh), PRE térmica (575 GWh) e PRE eólica (1163 GWh). Com efeito, foi um mês em que se aproveitou todo o potencial armazenado nas albufeiras, rapidamente restituído pela água da chuva, para turbinamento nas horas de ponta e assim retirar os maiores proveitos económicos com base no preço marginal do mercado.

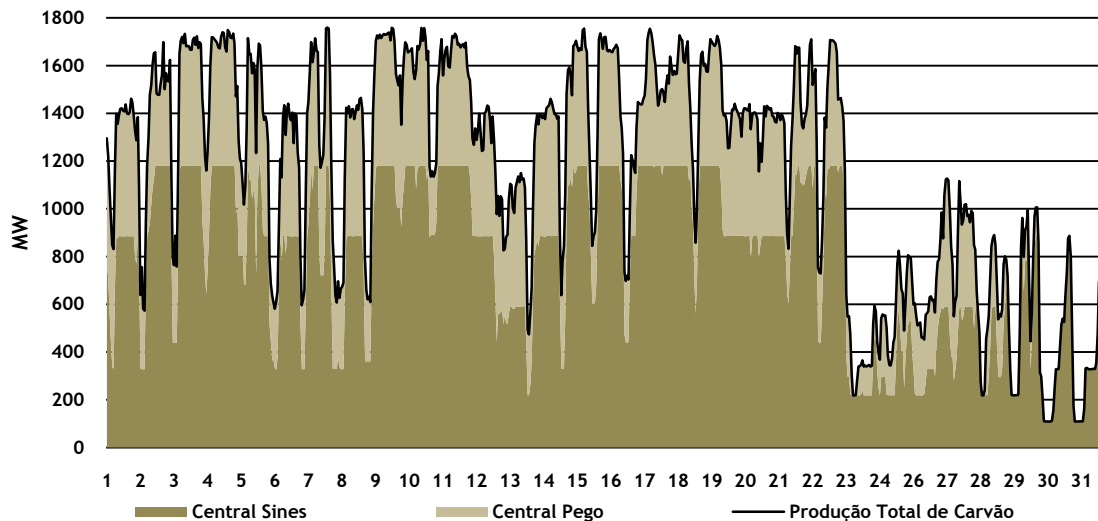


Gráfico 7.55 — Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Dezembro de 2009.

No dia 23 de Dezembro de 2009 caíram mais de 20 torres de AT devido ao mau tempo que se fez sentir em várias zonas do país. Esta situação originou que a produção de electricidade a partir de centrais térmicas a carvão tivesse sofrido uma redução, como se constata pelo Gráfico 7.55. Esta redução ocorreu devido a constrangimentos impostos pela Rede de Transporte.

Devido a situações deste tipo, o mês de Dezembro caracterizou-se pela necessidade da entrada em serviços de todas as centrais a fuelóleo, de modo a manter a fiabilidade do Sistema Eléctrico Nacional, como se verifica no Gráfico 7.56.

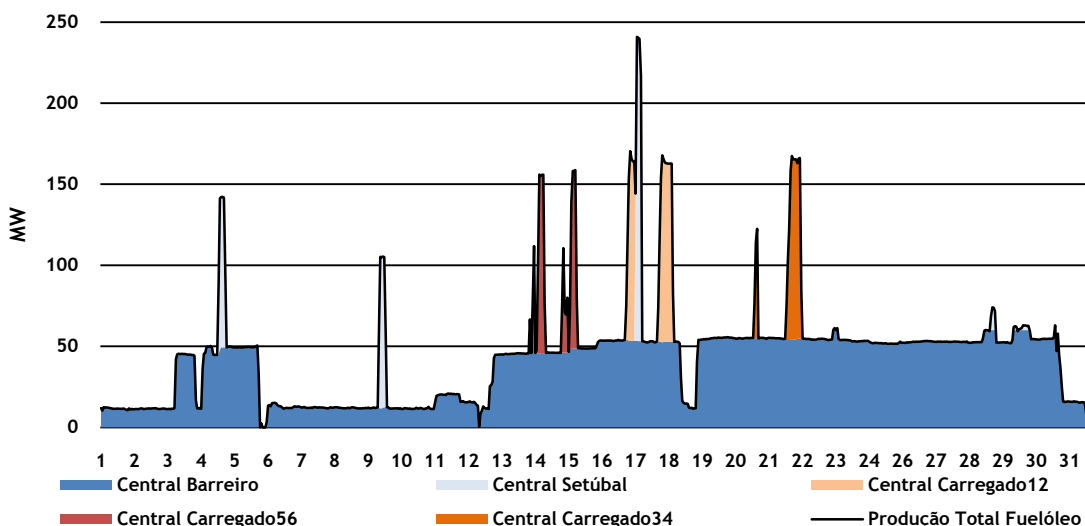


Gráfico 7.56 — Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Dezembro de 2009.

No mês de Dezembro, ocorreu uma situação curiosa apresentada de seguida, que aborda a complementaridade entre centrais hídricas, a produção eólica e o reforço de potência previsto para Portugal. Este reforço de potência é realizado em aproveitamentos hidroeléctricos em serviço, utilizando estruturas já existentes, com o objectivo económico de evitar o desperdício energético decorrente de descarregamentos e/ou utilizar as barragens

para “armazenar” energia eólica e, conseqüentemente, regularizar a intermitência da mesma.

Assim, este desperdício pode ser devido à reduzida capacidade de armazenamento dos reservatório dos aproveitamentos de albufeira e/ou à reduzida potência instalada em aproveitamentos hidroeléctricos. Por outro lado, o conceito de “armazenamento” de energia eólica caracteriza-se pelo consumo da própria energia em excesso, para realizar a operação de bombagem, armazenando a água nos reservatórios. Depois, nas horas de maior consumo e menos vento, a água armazenada é turbinada e a energia que foi consumida é utilizada para abastecer o consumo.

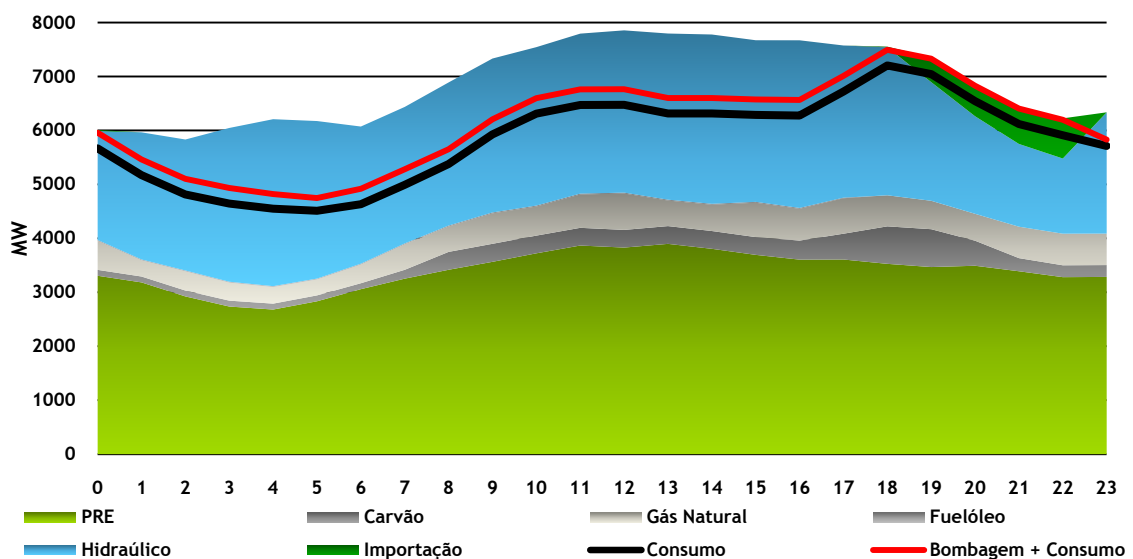


Gráfico 7.57 — Diagrama diário da Produção desagregada por tecnologia no dia 31/12/2009.

No entanto, o investimento no reforço da potência instalada e/ou o equipamento dos aproveitamentos com capacidade para bombear água de jusante para montante, pode não ser suficiente para uma coordenação fiável com os aproveitamentos eólicos e, conseqüentemente, obter preços de mercado inferiores, reduzindo assim a dependência da produção exterior.

O Gráfico 7.57 ilustra como o consumo (linha a preto) de electricidade foi inferior, no dia 31 de Dezembro de 2009, à soma da produção hidroeléctrica (azul claro), térmica (diferentes tons de cinzento) e Produção em Regime Especial, independente e não desligável (verde claro), excepto entre as 18 e as 23 horas.

Ainda sobre o Gráfico 7.57, verifica-se que foi realizado a bombagem por parte das centrais hidroeléctricas equipadas com essa função. Isto acontece, apesar do excesso de recurso hídrico, que se verifica pela elevada produção hidroeléctrica ilustrada no Gráfico 7.59, aproveitando assim o excesso de produção eólica, com o intuito de armazenar energia nas horas de vazio para posterior turbinamento nas horas de ponta.

Pela análise do Gráfico 7.58, verifica-se que apesar do dia em estudo ser caracterizado por uma abundância de produção eólica, esta é muito volátil, atingindo perto de 2700 MW às 13 horas, mas horas antes, às 4 horas da manhã, a produção era de pouco mais de 1700 MW.

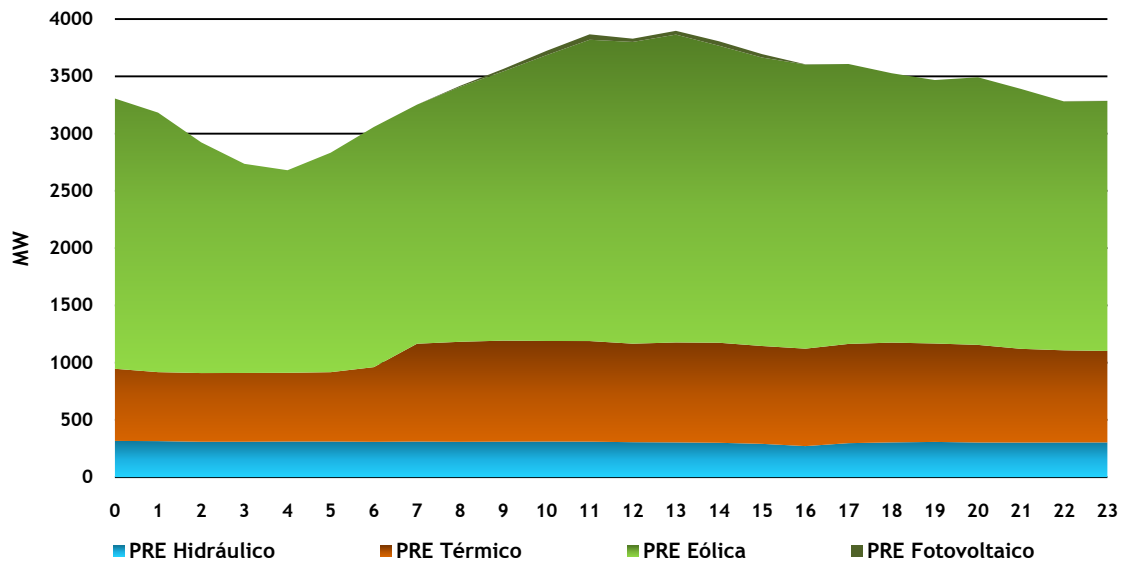


Gráfico 7.58 — Diagrama diário da Produção em Regime Especial desagregada por tipo de tecnologia no dia 31/12/2009.

Pela análise do Gráfico 7.59, constata-se que apesar da elevada produção por via eólica, não foi possível diminuir o funcionamento das centrais hídricas. Esta situação deve-se ao facto de as respectivas albufeiras terem atingido a sua cota máxima e, portanto, não conseguirem reter ou armazenar mais recurso hídrico.

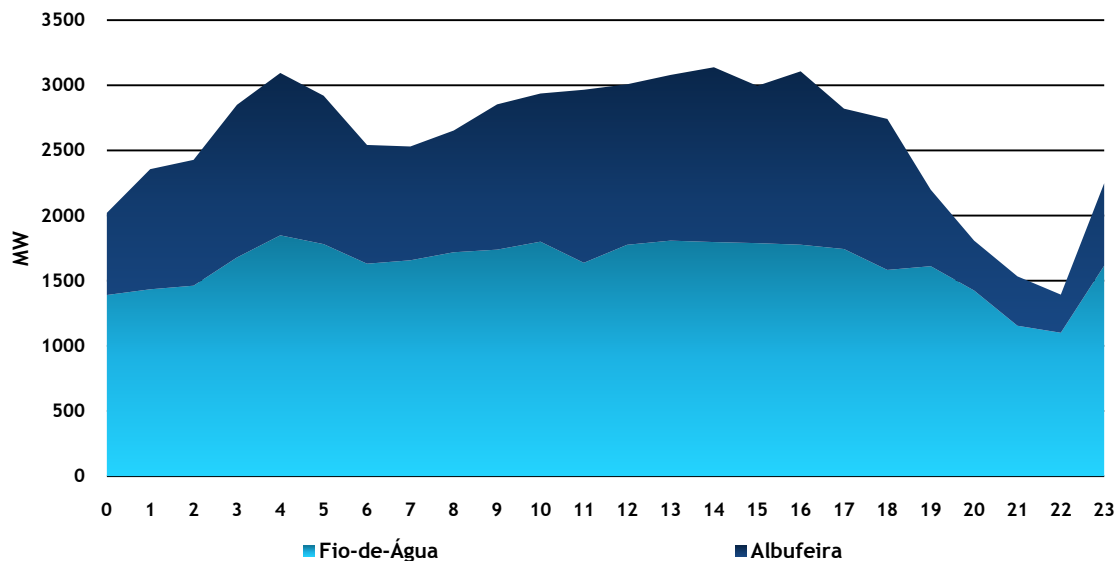


Gráfico 7.59 — Diagrama diário da Produção Hídrica desagregada por tipo de aproveitamento hidroeléctrico no dia 31/12/2009.

Pelo Gráfico 7.60, verifica-se que durante as primeiras horas do dia 31 de Dezembro a produção térmica reduziu-se, sendo que relativamente ao combustível de carvão, apenas a central de Sines se encontra a funcionar com um dos quatro grupos ligados. Por outro lado, a central do Ribatejo é a única de ciclo combinado em funcionamento, ao passo que a central de Setúbal assegura os serviços de sistema.

No entanto, considerando o que foi dito anteriormente, ocorreu exportação devido ao excesso de produção eólica, uma vez que o consumo era inferior e não existe opção para o armazenamento de electricidade, como se observa no Gráfico 7.61.

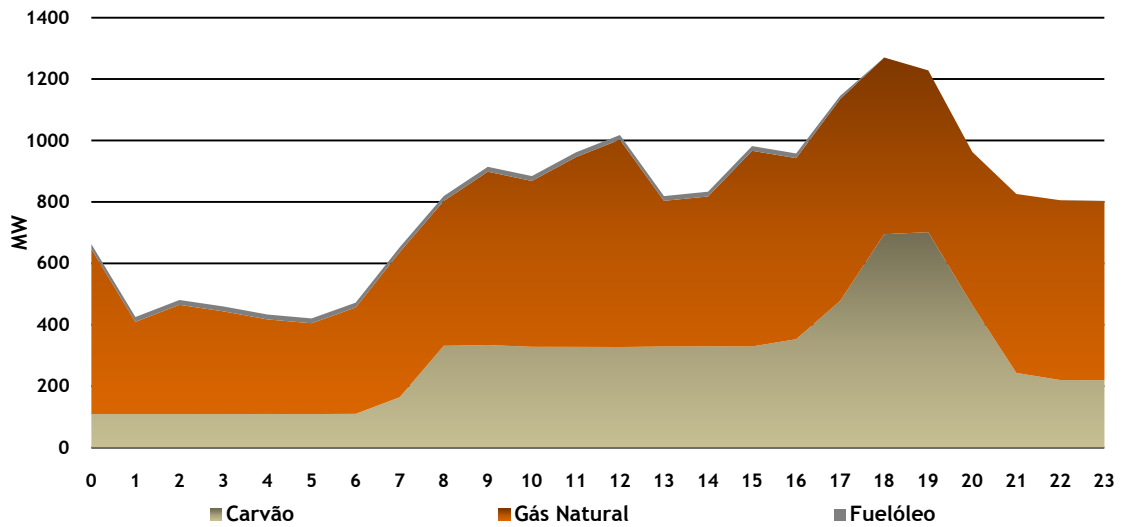


Gráfico 7.60 — Diagrama diário da Produção Térmica desagregada por tipo de tecnologia no dia 31/12/2009.

Entre as 4 e as 5 horas da madrugada verificou-se um menor consumo em Portugal Continental, cerca de 4500 MW, sendo a altura em que foi atingido o valor máximo de electricidade exportada, pouco menor que 1500 MW. Nas horas posteriores, até às 16 horas, a exportação situou-se em torno dos 1000 MW.

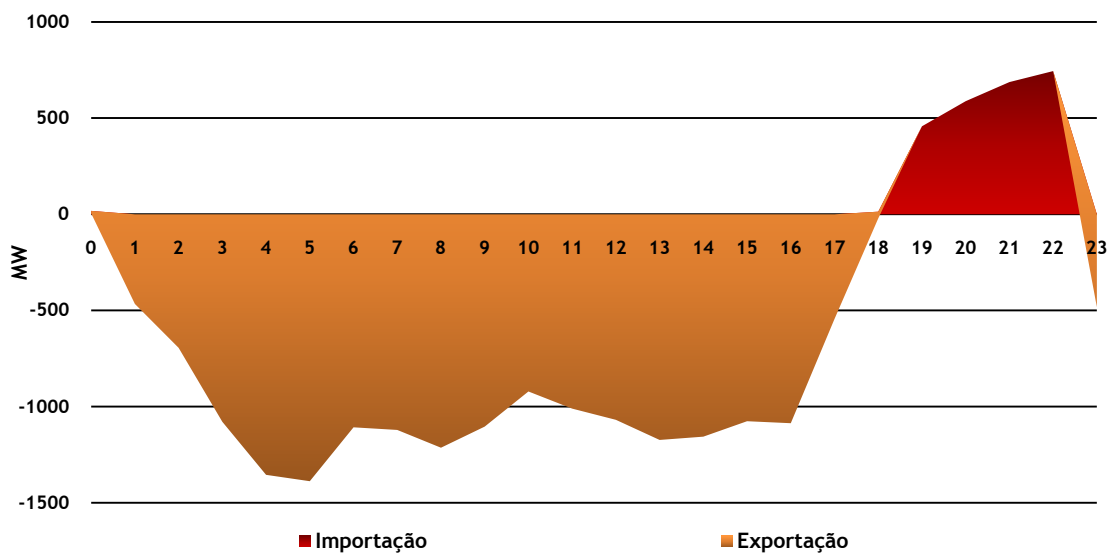


Gráfico 7.61 — Diagrama de diário de energia transaccionada entre Portugal e Espanha no dia 31/12/2009.

Por último, a Figura 7.1 apresenta a variação do preço (c€) do kWh no Mercado Ibérico de Electricidade no dia 31/12/2009. Observa-se que o preço alcançado nas horas de exportação, entre as 3 e as 9 horas da manhã e entre as 2 e as 6 horas da tarde, tem o valor de zero e o máximo preço atingido neste dia é pouco mais de 2,2 €/MWh às 21 horas, quando a produção hídrica decaiu e foi necessário importar.

Este resultado de mercado terá consequências directas na obtenção dos objectivos propostos neste trabalho, uma vez que este tem como intenção demonstrar que a partir dos custos marginais de cada uma das centrais produtoras presentes no mercado, é possível determinar o preço marginal de mercado. Como é facilmente depreendido, a situação ocorrida no dia 31/12/2009 dificulta atingir este objectivo sendo, no entanto, uma situação que raramente ocorre.

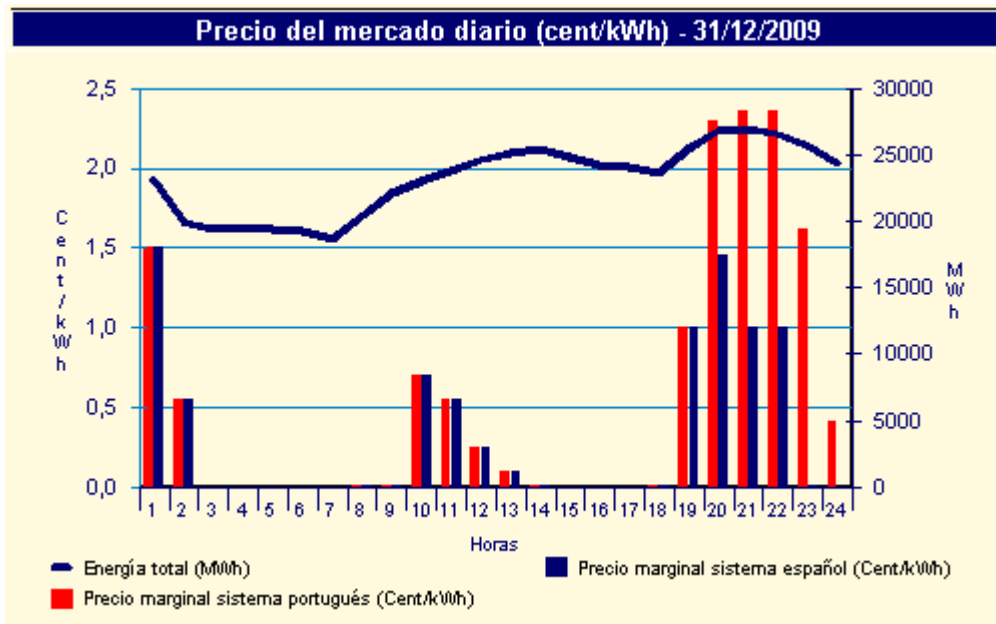


Figura 7.1 — Preço do mercado diário (c€/kWh) no MIBEL no dia 31/12/2009 – OMEL [29].

O preço do mercado que se verificou é o resultado de um excesso de produção eólica instalada e da falta de condições legais para a poder reduzir em situações como a do dia 31/12/2009, uma vez que toda a produção eólica é obrigatoriamente adquirida e, consequentemente, paga aos produtores para depois ser exportada sem ter qualquer proveito.

Em regimes hídricos, este problema tem tendência a agravar-se, e com o aumento da potência eólica instalada para 5600 MW, previsto pelo Governo Português para o ano de 2012, a sua ocorrência poderá ser mais habitual.

7.2.12.2 - Encargos vs. Proveitos das centrais térmicas

Relativamente aos custos de produção, no mês de Dezembro, estes aumentaram nas centrais a fuelóleo (ver Gráfico 7.62) como consequência de uma maior actividade por parte destes aproveitamentos.

Verificaram-se encargos variáveis anormais face aos meses anteriores, com a central do Barreiro a despende, em média, 3238,1 € e as centrais de Setúbal e do Carregado a entrar em serviço em situações pontuais, com encargos máximos de 2854,1 € e de 4140,8 €, respectivamente.

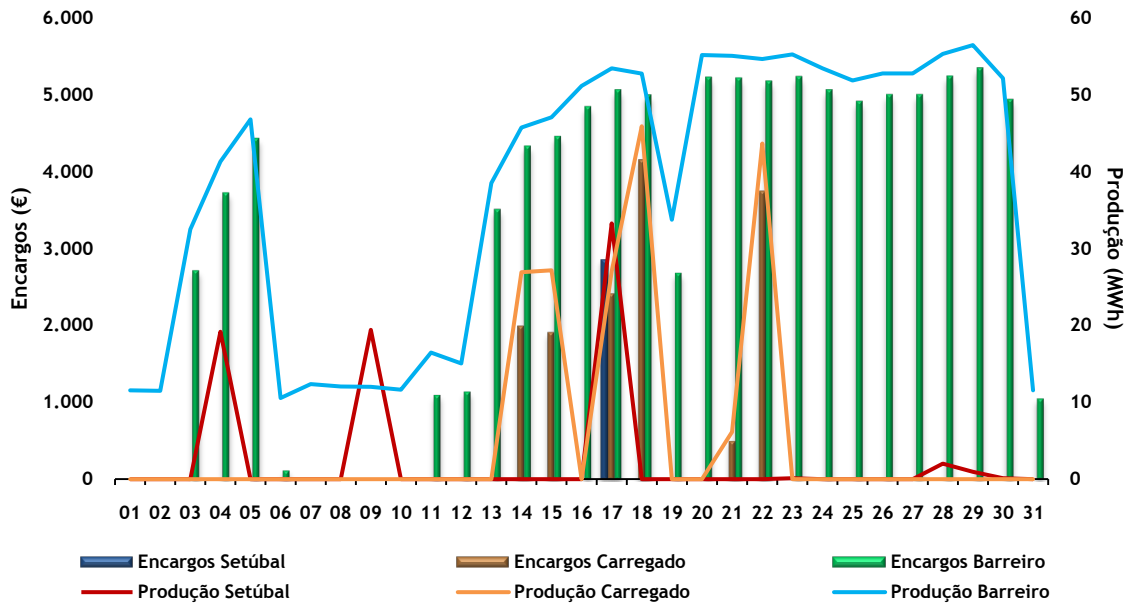


Gráfico 7.62 — Evolução dos Encargos variáveis e da Produção média das centrais a fuelóleo no mês de Dezembro.

Para as centrais a gás natural (ver Gráfico 7.63), verifica-se que a central de Lares atinge o seu custo médio mais elevado com 8066,3 €, neste mês. As restantes centrais têm um encargo variável médio semelhante aos meses anteriores, i.e., no caso da central da Turbo Gás com 15129,6 € e da central do Ribatejo com 11465,8 €.

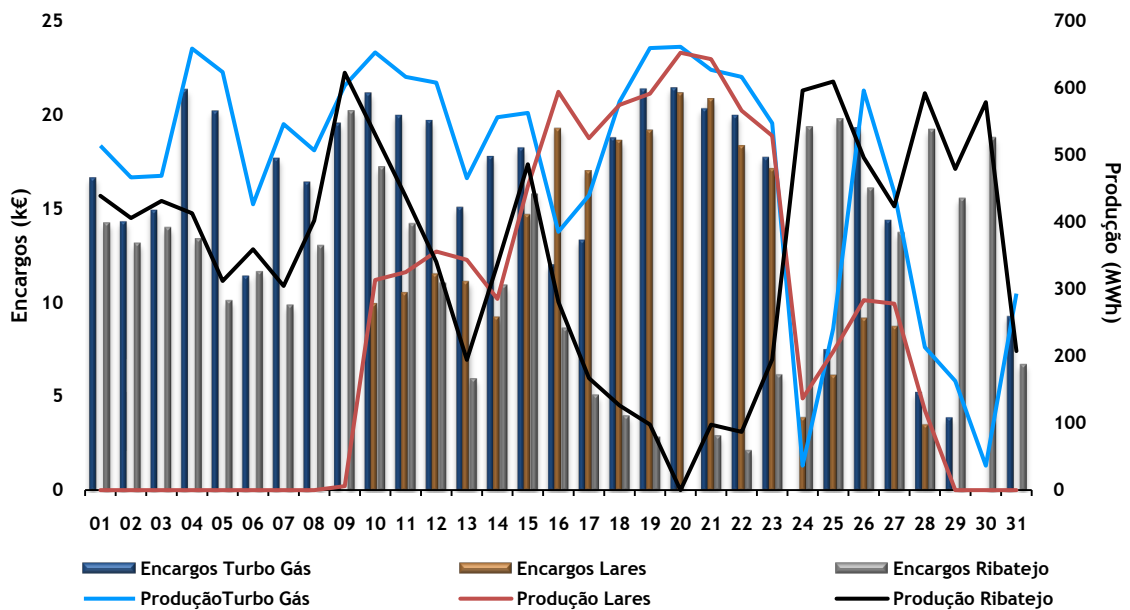


Gráfico 7.63 — Evolução dos Encargos e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Dezembro.

Relativamente aos proveitos da actividade de produção, como referido na secção 7.2.12.1, a evolução das produções das centrais a carvão e a fuelóleo influenciou as remunerações, assistindo-se a uma diminuição, a partir do dia 23 de Dezembro, dos proveitos obtidos pelas centrais de Sines e do Pego, como se ilustra no Gráfico 7.64.

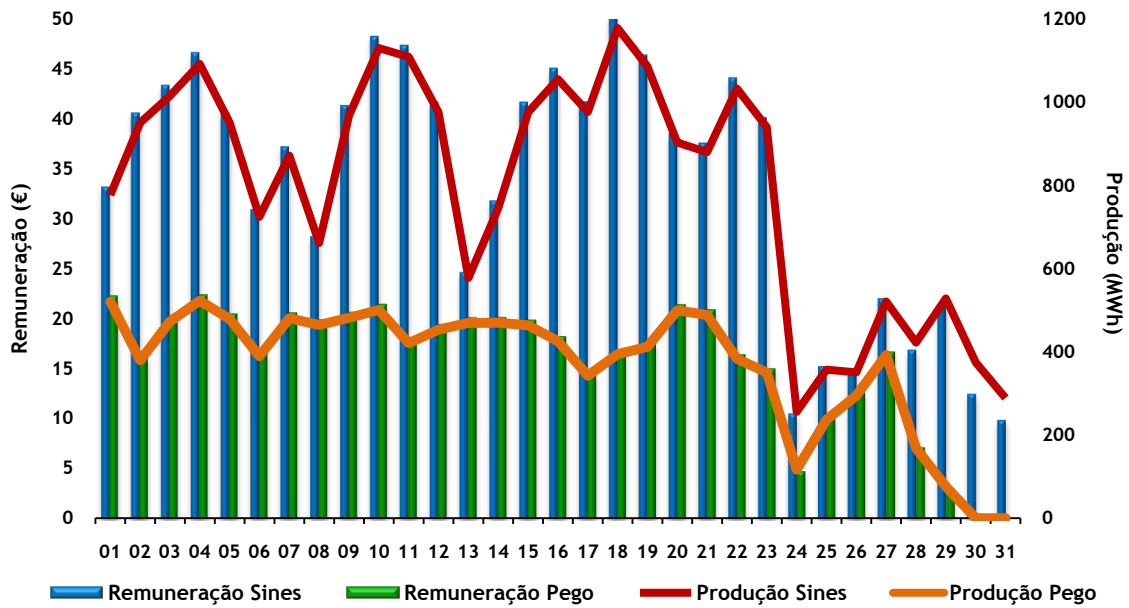


Gráfico 7.64 — Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a carvão no mês de Dezembro.

Assim, a central de Sines teve uma remuneração média diária de 33692,7 €, enquanto que a central do Pego teve uma remuneração de 15882,5 €, sendo menos volátil que a central do Sines.

Todas as centrais a fuelóleo arrecadaram proveitos, como consequência da entrada em serviço deste tipo de central, verificando-se remunerações anormais face aos meses anteriores, com a central do Barreiro a atingir o seu valor máximo de remuneração diária com 1428,8 €, enquanto que as centrais do Carregado e de Setúbal tiveram uma remuneração máxima de 1869,2 € e de 1288,4 €, respectivamente, como se ilustra no Gráfico 7.65.

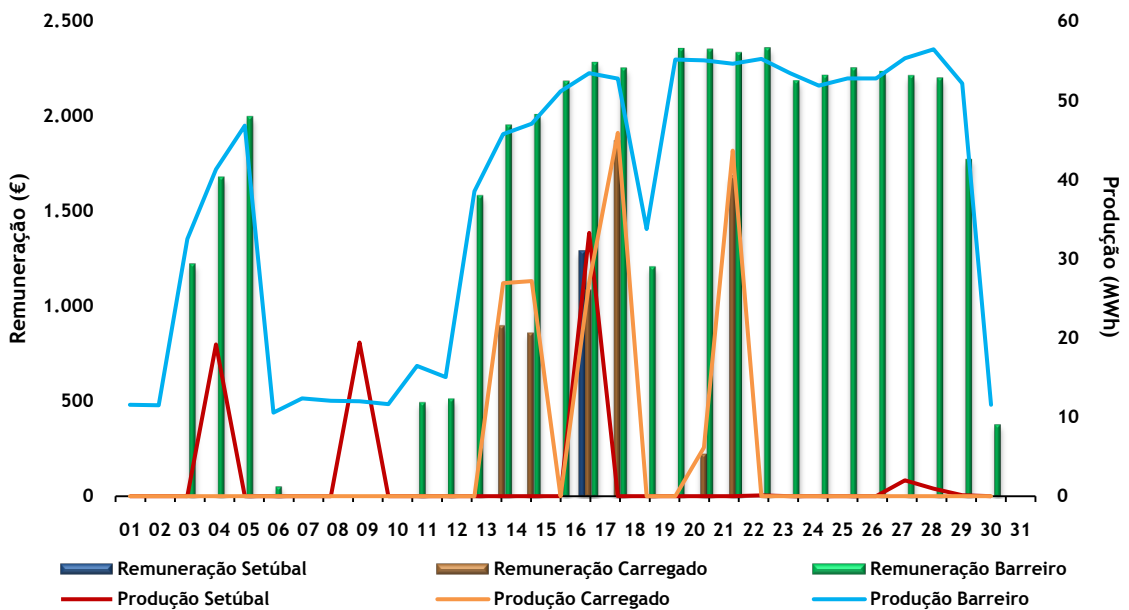


Gráfico 7.65 — Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a fuelóleo no mês de Dezembro.

Por último, importa dizer que a central de Lares atingiu a sua remuneração média diária máxima no mês de Dezembro com 10619,4 €. O Gráfico 7.66 ilustra a sua maior actividade neste mês. Além disso, as restantes centrais a gás tiveram uma remuneração média de 19858,3 € para a central da Turbo Gás e 14779,3 € para a central do Ribatejo, mas não igualando a remuneração máxima no mês de Setembro, que registou 35607 €.

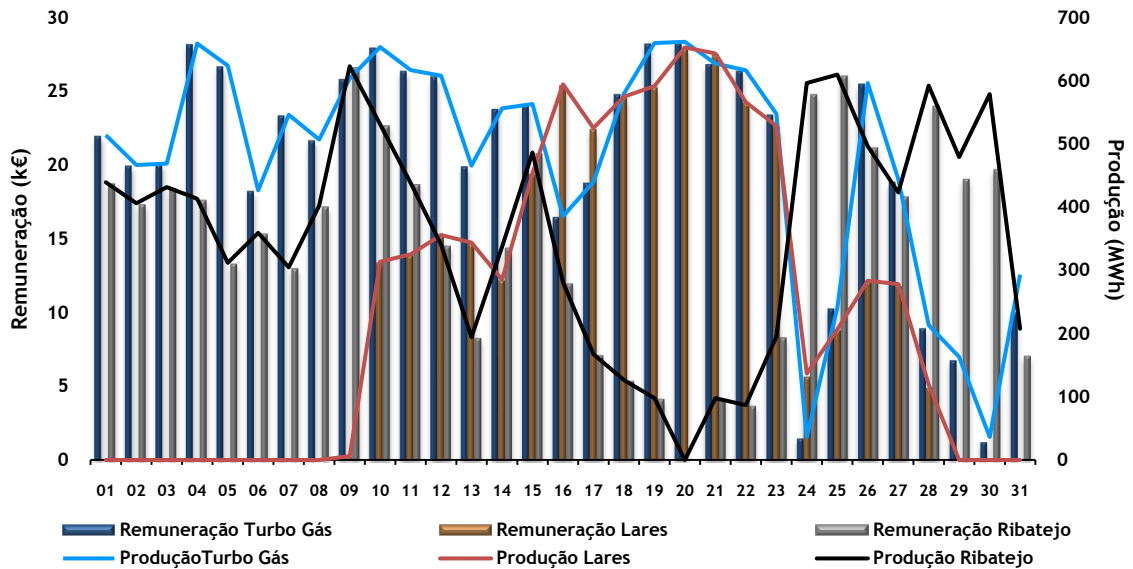


Gráfico 7.66 — Evolução da Remuneração e da Produção média das centrais a gás natural no mês de Dezembro.

7.2.12.3 - Margens das centrais térmicas

No mês de Dezembro importa destacar pela análise do Gráfico 7.67, que a central do Pego não obteve qualquer margem em nenhum dos dias, devido ao preço marginal do mercado diário corresponder aos custos de exploração variáveis sempre que a central participou no mercado de electricidade. Já a central de Sines teve uma margem média de 6518,1 € por dia.

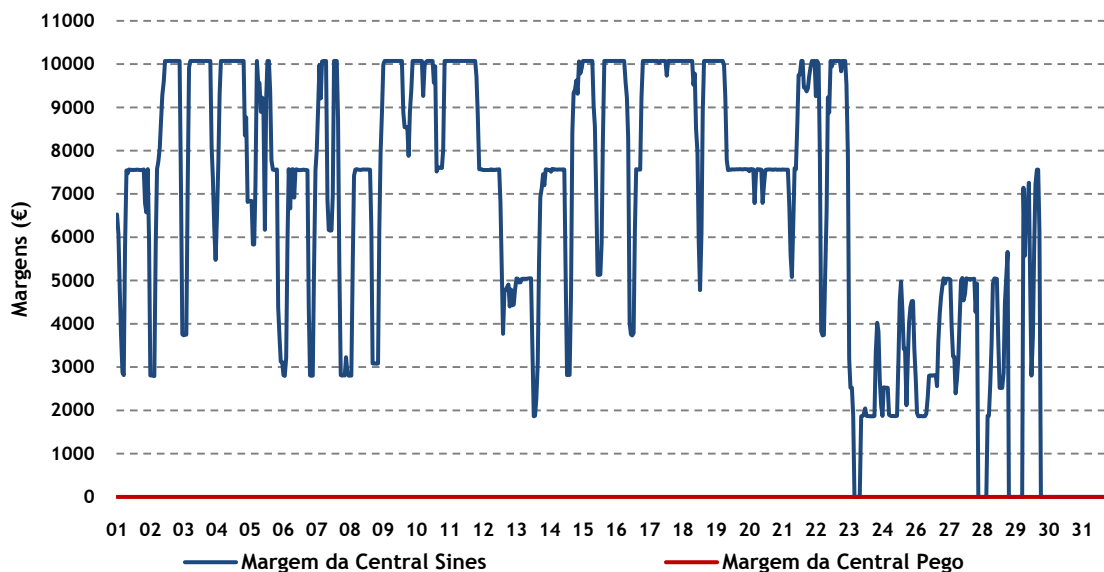


Gráfico 7.67 — Evolução das Margens das centrais a carvão no mês de Dezembro.

Relativamente às centrais a fuelóleo (ver Gráfico 7.68), regista-se uma situação diferente do que acontecera ao longo do ano de 2009, ou seja, as margens médias diárias são negativas ao longo de todo o mês. Assim, a central do Barreiro teve uma margem média de -1809,3 €.

Por outro lado, a central do Carregado fixou a sua margem máxima média em -6058 €, enquanto que para central de Setúbal, se verificou uma margem de -9719,8€.

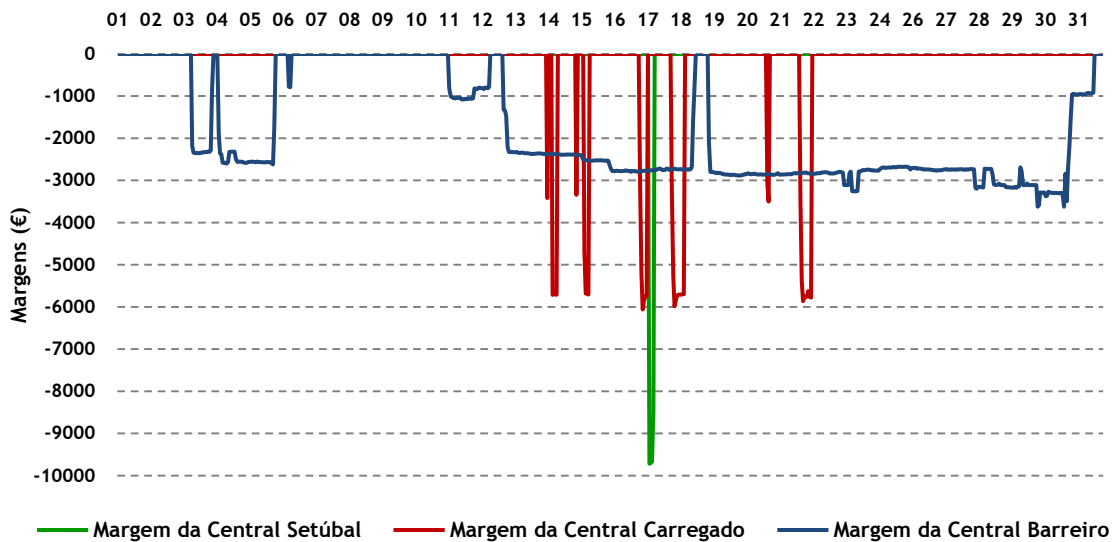


Gráfico 7.68 — Evolução das Margens das centrais a fuelóleo no mês de Dezembro.

Esta situação deveu-se a condicionamentos da Rede Eléctrica Nacional que são explicados na secção 7.3.

O Gráfico 7.69 ilustra a volatilidade diária das margens das centrais a gás natural, verificando-se para a central da Turbo Gás e do Ribatejo uma margem média diária de 4728,7 € e de 3313,5 €, respectivamente. Por outro lado, a central de Lares apresentou uma margem compreendida entre 0 € e 8070,6 €. De referir, por último, que a margem máxima foi fixada pela central do Ribatejo com 10420,7 €.

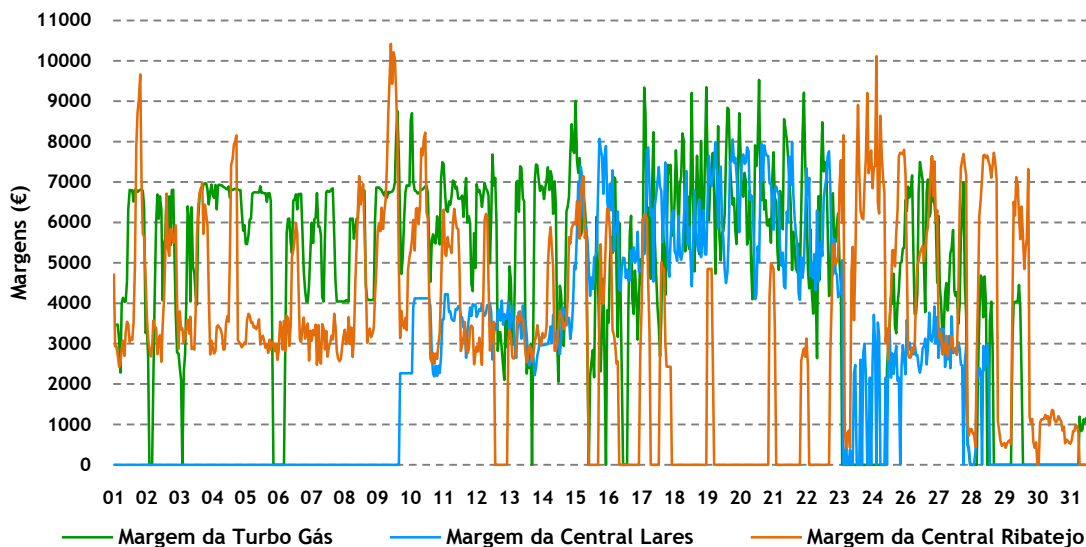


Gráfico 7.69 — Evolução das Margens das centrais a gás natural no mês de Dezembro.

7.3 - Custo de substituição das centrais térmicas por hídricas

A partir da aplicação desenvolvida no âmbito deste trabalho foi possível estimar o preço do mercado diário, para cada hora, ao longo do ano de 2009 para o pólo português, através dos custos marginais de exploração de cada uma das centrais térmicas do Subsistema Termoeléctrico. Este preço foi interpretado como o custo de substituição das centrais térmicas por hídricas ao longo do ano, podendo ser utilizado como um elemento auxiliar na gestão das centrais hídricas, nomeadamente em albufeira.

A apresentação dos resultados, para cada hora, seria demasiado exaustiva. Assim, optou-se por apresentar a variação do preço médio aritmético do mercado diário de Janeiro a Dezembro de 2009, como caracterizado na Tabela A.5 e ilustrado no Gráfico 7.70. Neste gráfico são comparados os valores obtidos, utilizando a aplicação desenvolvida (coluna a azul), com os valores históricos (coluna a verde-claro) resultantes da operação do MIBEL.

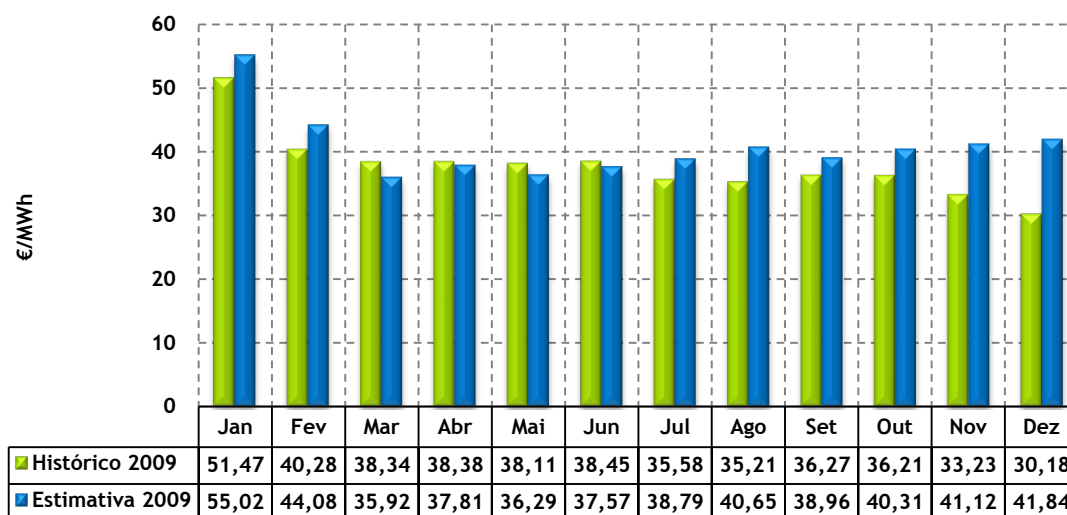


Gráfico 7.70 — Evolução do valor médio aritmético do preço do mercado diário em Portugal (fonte: [26]).

Pela análise do gráfico anterior, verifica-se que relativamente ao preço estimado do mercado diário, o valor médio aritmético mensal é de 40,69 €/MWh com um desvio padrão de 5,09 €/MWh, superior ao histórico, que se fixou em 37,64 €/MWh com um desvio padrão de 5,13 €/MWh.

É possível ainda constatar a partir do cálculo do *MAPE* que a ferramenta computacional permite obter com uma exactidão aceitável, em cada mês, o preço médio do mercado diário de energia eléctrica, com um valor de 10,63% para o *MAPE*, como se pode verificar pela Tabela 7.2.

Tabela 7.2 — Análise estatística do erro de previsão do preço do mercado diário.

Ano 2009	Média Aritmética (\bar{x})	Desvio Padrão (σ)	<i>MAPE</i> (%)
Preço do mercado diário histórico (€/MWh)	37,64	5,09	10,63
Preço do mercado diário estimado (€/MWh)	40,69	5,13	

Deve referir-se que a diferença existente entre o valor real e o estimado é acentuada no início e no fim do ano, existindo meses em que essa diferença é diminuta, como nos meses de Abril, Maio e Junho, e outros em que é relevante, como nos meses de Janeiro, Novembro e Dezembro.

Finalmente, o valor do *MAPE* não é menor devido ao mês de Dezembro, em que a diferença entre o valor estimado e o histórico do valor médio do preço de mercado é de quase 12 €/MWh. Isto deve-se a situações como a exemplificada na secção 7.2.12.1 em que o preço de mercado em algumas horas foi de 0 €/MWh, devido à situação climática particular. Esta situação caracterizou-se pela ocorrência de muita precipitação e ventos muito fortes que originaram uma elevada produção de energia eléctrica a partir de centrais hídricas e eólicas.

Naturalmente, a média do preço do mercado diário decresceu, não se verificando o que tinha sido reiterado na secção 4.4.1, ou seja, “o produtor deve oferecer em ambiente de mercado a quantidade de energia correspondente ao custo marginal”. Com efeito, como a aplicação desenvolvida não prevê este tipo de situações, o resultado obtido foi superior ao real.

O segundo aspecto a considerar prende-se com a relação entre os custos marginais de exploração de cada tecnologia e o preço do mercado diário. De acordo com o Gráfico 7.71 e o Gráfico 7.72, concluiu-se que nos primeiros 5 meses do ano, à excepção do mês de Março, a tecnologia de gás natural influenciou bastante o preço marginal de mercado diário, ou seja, a última tecnologia a ser aceite em cada hora de funcionamento do mercado foi, com frequência, o gás natural.

Após esse período, as centrais a carvão surgiram como a tecnologia que condicionou as últimas propostas de venda de energia eléctrica a serem casadas na bolsa de electricidade.

De referir, por último, que a tecnologia de fuelóleo influenciou os preços do mercado diário nos meses de Janeiro e Dezembro, sendo que no primeiro, a justificação se encontra no ponto 7.2.1.1 e no segundo encontra-se no ponto 7.2.12.1.

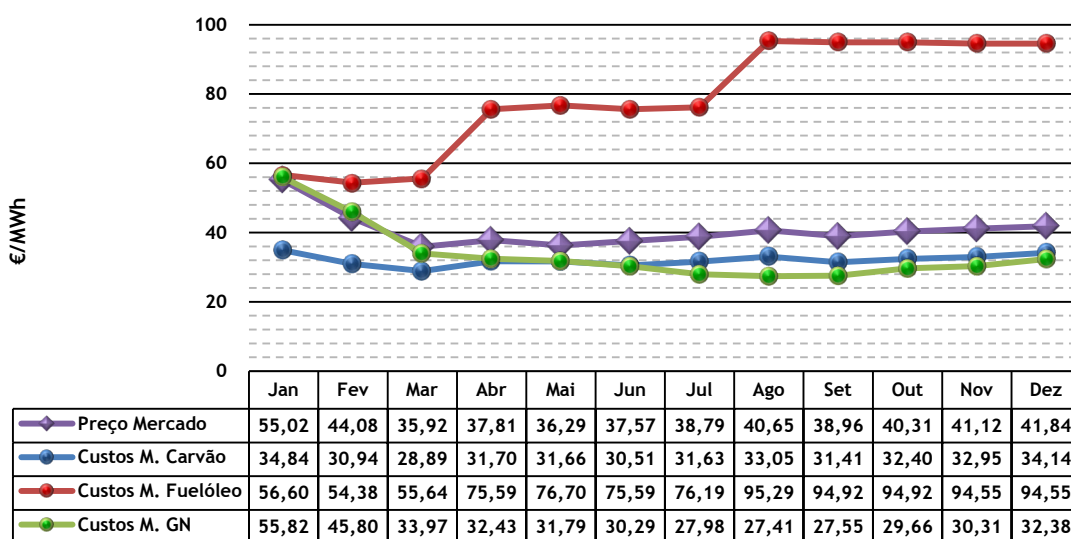


Gráfico 7.71 — Evolução dos valores médios dos custos marginais de exploração e do preço do mercado diário ao longo de 2009.

Por último, a variação dos preços marginais de mercado, bem como dos custos marginais de exploração aliados à produção de electricidade por tipo de tecnologia, influencia directamente a variação das margens das centrais.

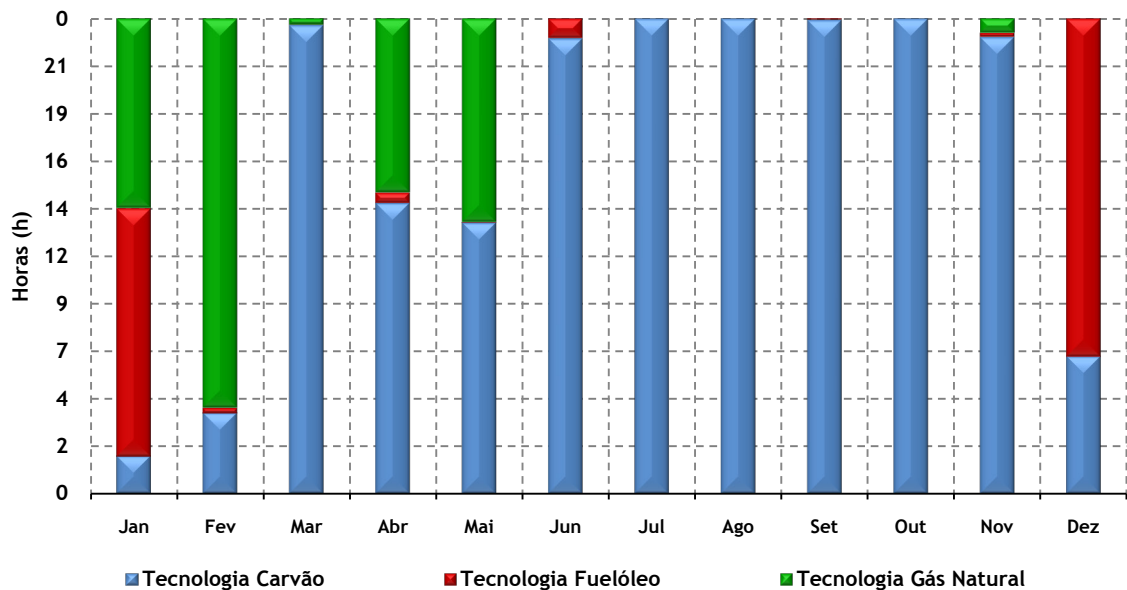


Gráfico 7.72 — Valor médio do número de horas, por dia, que cada tecnologia determinou o preço marginal do mercado diário.

Com efeito, observa-se pela análise do Gráfico 7.73, que no mês de Janeiro as centrais a carvão tiveram um margem bastante elevada. No entanto, nos meses seguintes, o preço marginal médio do mercado diário diminuiu e, apesar de os custos de exploração também diminuïrem, a margem média obtida reduziu-se em 70% no mês de Março face a Janeiro.

No mês de Junho inverteu-se a tendência de diminuição das margens das centrais a carvão, estabilizando nos restantes meses.

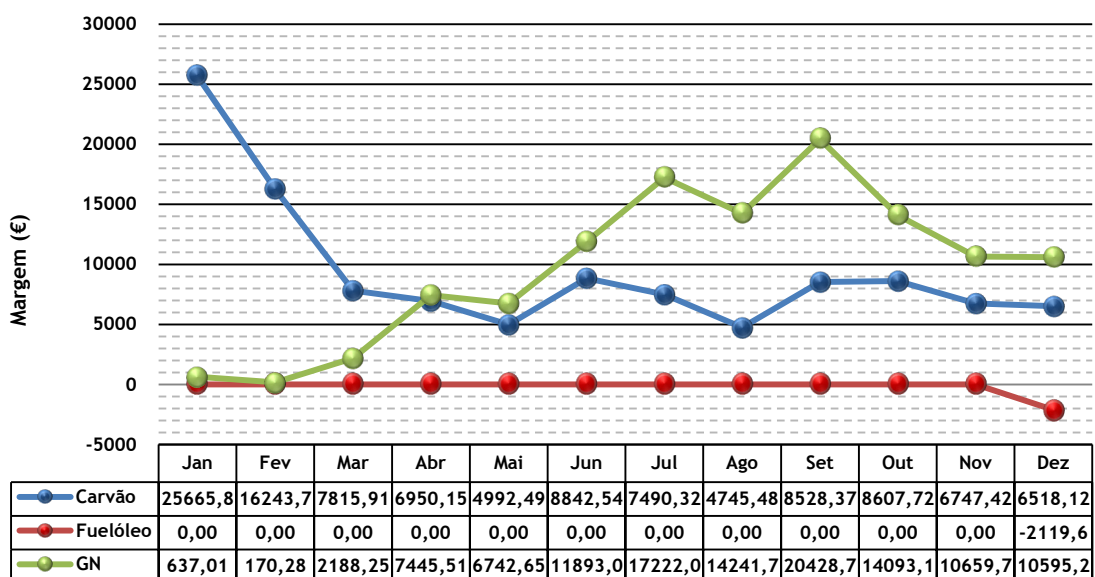


Gráfico 7.73 — Evolução do somatório das margens médias das centrais térmicas desagregadas por tecnologia no ano de 2009.

No caso das centrais a fuelóleo, verificou-se ao longo de todo o ano uma margem média nula, devido à pouca utilização que este tipo de central tem no abastecimento do consumo e com tendência a diminuir cada vez mais e a ser utilizada maioritariamente em situações em que os serviços de sistema necessitam de ser assegurados. No entanto, no mês de Dezembro, devido a condicionalismos da rede derivados de situações como a descrita no ponto 7.2.12.1, foi necessário utilizar estas centrais para o abastecimento do consumo. Assim, verificou-se um aumento dos encargos das centrais mas sem que tenham sido remuneradas, pelo menos, ao preço do seu custo marginal de exploração.

Nesta situação, o aumento da produção das centrais a fuelóleo, aliado ao facto dos seus custos marginais serem bastante altos e o preço do mercado diário ser inferior a metade destes, originou a diminuição acentuada da margem correspondente.

Finalmente, no caso das centrais a gás natural, quando esta tecnologia deixou de determinar o preço de mercado, devido à diminuição efectiva do seu custo de exploração, por troca com as centrais a carvão e ao aumento da sua produção, as suas margens de exploração aumentaram face ao que ocorreu no primeiro trimestre do ano.

Capítulo 8

Conclusão

A operação conjunta das diversas entidades com responsabilidades nos Sistemas Eléctricos de Energia de Portugal e de Espanha, iniciada em 1 de Julho de 2007, e que resultou na implementação do Mercado Ibérico de Electricidade, iniciou uma profunda reestruturação no funcionamento do Sector Eléctrico Português. Neste contexto, o estudo necessário e a análise de resultados inerente ao trabalho realizado permitiu avaliar se alguns dos objectivos principais propostos pelo estabelecimento do MIBEL foram cumpridos:

- Efectivo aumento da concorrência entre empresas do sector eléctrico, beneficiando os consumidores ibéricos, e resultando numa diminuição dos preços de electricidade. O cumprimento deste objectivo é provado na secção 5.3.1, onde se verifica uma clara diferença entre os preços praticados no ano de 2008 e os que vigoraram no ano em estudo, onde se identifica uma tendência descendente dos preços do mercado diário;
- Apesar de constituir objectivo o estabelecimento de um preço de referência único para todo o mercado de electricidade ibérico com o auxílio da possibilidade de intercâmbio de energia através dos pontos de interligação entre Portugal e Espanha, este não se verificou. Assim, no ano de 2009 em todos os meses, ocorreram preços distintos entre o pólo espanhol e o pólo português (ver secção 5.3.1), com este último, a reportar preços superiores ao seu vizinho;
- Neste contexto, conclui-se que o mecanismo de *market splitting*, exposto na secção 5.2, foi frequentemente utilizado devido à ainda capacidade limitada de interligação entre os dois pólos, e que impediu uma diminuição mais acentuada do preço da electricidade. De referir que os lucros resultantes de situações de congestionamento são investidos no reforço das interligações, de acordo com o estipulado no n.º 2 do artigo 8 da Resolução da Assembleia da República n.º 57 de 23 de Março de 2009;
- Aumento do número de clientes e agentes no mercado de electricidade liberalizado, como se pode verificar na secção 5.1.

Com efeito, a exploração do SEE Português tem sofrido importantes desenvolvimentos no sentido de alcançar os objectivos inerentes à participação no mercado de electricidade. Neste contexto, existe interesse por parte de uma empresa como a EDP, no desenvolvimento

de uma ferramenta de apoio à decisão na exploração dos aproveitamentos eléctricos por si concessionados, nomeadamente, incluídos em sistemas hidro-térmicos.

Assim, devido à crescente complexidade em assegurar a gestão otimizada do Sistema Electroprodutor Português e aos possíveis benefícios económicos que daí poderão resultar, foi desenvolvida, no âmbito desta dissertação, uma ferramenta computacional que se mostrou capaz de cumprir os seguintes objectivos:

- Determinar o custo de substituição de uma central térmica por um aproveitamento hídrico, para cada hora, num horizonte temporal de um ano;
- Obter resultados que permitam estudar e caracterizar o tipo de gestão que foi realizada na exploração do Sistema Electroprodutor Português, ao longo de um ano, tendo em conta as decisões dos agentes produtores e o funcionamento do Mercado Diário Ibérico de Electricidade;
- Desenvolver um interface, intuitivo e de fácil utilização, para a comunicação entre o utilizador e a ferramenta computacional, e que fosse capaz de reflectir toda a informação referida nos Capítulos 6 e 7.

Desta forma, estes objectivos permitiram concluir:

- A produção de energia eléctrica para o abastecimento do consumo, ao longo do ano de 2009 em Portugal Continental, caracterizou-se por ser maioritariamente de origem térmica. No entanto, acentuou-se a tendência dos anos mais recentes, ou seja, um aumento da produção de electricidade a partir de fontes de energia renovável, mais concretamente, aproveitamentos eólicos e fotovoltaicos, ou ainda centrais mini-hídricas, centrais térmicas de biomassa ou de biogás, entre outras tecnologias menos desenvolvidas, formando a classe dos PRE. Com efeito e em termos médio, a PRE abasteceu 28% do consumo, divididos em 1,7% para a PRE hidráulica, 11,5% para a PRE térmica, 14,6% para a PRE eólica e 0,2% para a PRE fotovoltaica;
- Por outro lado, a contribuição dos aproveitamentos hídricos no abastecimento do consumo aumentou em 23% face a 2008, apesar de 2009 ser um ano de afluências abaixo da média. A produção a partir de centrais hídricas atingiu 15%, dos quais 6,3% correspondem a centrais de albufeira e 8,7% a centrais de fio-de-água;
- Já a produção térmica teve uma variação nula, abastecendo 46% do consumo, repartido por 23% para as centrais a carvão, 22% para as de gás natural e 1% para as de fuelóleo. Por último, a importação permitiu abastecer 10% do consumo nacional, diminuindo a sua contribuição que foi de 19%, em 2008;
- Finalmente, e relativamente às políticas energéticas de incentivo ao crescimento de centros produtores de energia eléctrica a partir de recursos renováveis, concluiu-se que os recursos hídricos desempenham um papel essencial na operação do Sistema Electroprodutor nacional. Esta importância justifica-se pela flexibilidade e segurança na operação e pela fiabilidade e economia na produção. Contrariamente, os aproveitamentos eólicos apresentam uma elevada volatilidade de produção e uma reduzida operacionalidade.

O Gráfico 8.1 ilustra a repartição da produção para o ano de 2009 e, juntamente com a Tabela A.9, resume o que foi dito em parte anteriormente.

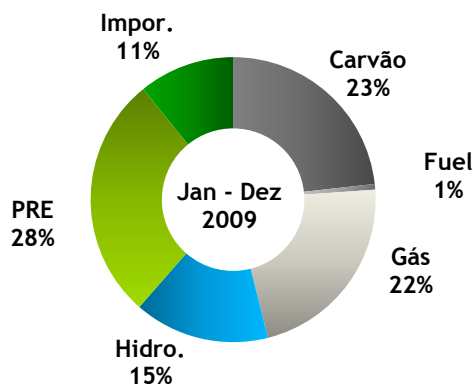


Gráfico 8.1 — Repartição da Produção de Janeiro a Dezembro de 2009.

- Relativamente às centrais térmicas concluiu-se que estas são caracterizadas pelas suas remunerações e pelos encargos variáveis associadas à sua exploração. Assim, por um lado, as remunerações variam consoante a quantidade de energia eléctrica que é oferecida em mercado e o preço marginal correspondente. Por outro lado, os encargos são constituídos por uma parcela variável que depende, como a remuneração, da produção de energia eléctrica casada por central e dos custos variáveis de exploração. A diferença entre as remunerações obtidas e os encargos associados resultam nas margens das centrais térmicas. As centrais a carvão apresentaram ganhos elevados no primeiro trimestre do ano de 2009, enquanto que as centrais a gás natural obtiveram excedentes consideráveis no terceiro trimestre. Por último, as centrais a fuelóleo apresentaram uma margem nula ao longo do horizonte temporal definido, à excepção do mês de Dezembro, como se pode observar na secção 7.3;
- Deve referir-se que os custos marginais das centrais térmicas dependem da variação do preço do combustível e do preço de emissão do CO₂ e que para a tecnologia do fuelóleo, foram sempre superiores às do gás natural e do carvão, que alternaram entre si na posição de segunda tecnologia mais cara, como verificado no ponto 6.3;
- Relativamente aos aproveitamentos hidroeléctricos conclui-se que estes são caracterizados pelo prémio e pela remuneração associados à sua exploração. Assim, este prémio depende do preço médio do mercado diário e do preço médio de venda de energia eléctrica por parte da central hidroeléctrica. Já a remuneração depende da quantidade de energia eléctrica produzida pelos aproveitamentos e, novamente, do preço do mercado;
- Por último, o custo de substituição horário de uma central térmica por uma hídrica teve o seu valor médio mais elevado no mês de Janeiro e, seguidamente, diminuiu até atingir o seu valor mínimo em Março. Nos restantes meses e, até ao final do ano, este preço caracterizou-se por uma curva crescente pouco acentuada, como se observa no ponto 7.3.

Neste contexto, e uma vez que a água armazenada num reservatório de um aproveitamento hídrico é um recurso finito, a decisão de a guardar ou não, deverá ter em conta a maximização dos benefícios económicos. Assim, o valor do custo de substituição poderá ser utilizado, na gestão optimizada de um Sistema Electroprodutor, tendo em conta o preço a pagar pela utilização da água num aproveitamento de albufeira em detrimento de

uma central térmica. Esta opção surge como alternativa à metodologia descrita no ponto 3.3, onde ao invés de atribuir um custo de utilização do recurso hidrológico num aproveitamento hídrico, é especificado um volume de água a turbinar. Portanto, este volume não corresponde a mais do que a potência disponível para abastecer o consumo por parte daquele recurso.

A finalizar considera-se que foram atingidos os objectivos inicialmente propostos, esperando-se que a aplicação desenvolvida e o trabalho que agora termina sejam úteis à empresa proponente deste tema.

Referências Bibliográficas

- [1] J. P. S. Paiva, “*Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistémica*”, Lisboa, IST Press, 2005, Capítulos: 6, 12, 13 e 14.
- [2] J. A. M. d. Sousa, “*Apontamentos da disciplina Mercados de Energia*”, ISEL, Lisboa, 2009.
- [3] C. M. S. M. d. Abreu, “*Custos Financeiros e Sociais da Geração de Electricidade em Parques Eólicos*”, Tese de Mestrado em Tecnologia do Ambiente, Universidade do Minho – Escola de Engenharia, Braga, Outubro de 2006.
- [4] A. Gómez Expósito, “*Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*”, Madrid, McGraw-Hill/Inter Americana de España, S. A. U., 2002, Capítulos: 6 e 7.
- [5] R. C. Burchett, H. H. Happ, D. R. Vierat, K. A. Wirgau, “*Developments in Optimal Power Flow*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS - 101, n.º 2, pág. 406 - 414, Fevereiro de 1982.
- [6] M. P. S. Ferreira, S. P. da Silva, “*À procura do OPF difuso*”, Trabalho para obtenção do grau de Licenciado em Engenharia Electrotécnica e Computadores – Especialização em Sistemas de Energia, FEUP, Porto, Julho de 2004.
- [7] R. C. Burchett, H. H. Happ, K. A. Wirgau, “*Large Scale Optimal Power Flow*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS - 101, n.º 10, pág. 3722 - 3732, Outubro de 1982.
- [8] J. A. A. Simões, “*Modelo de Optimal Power Flow utilizando Sequential Linear Programming*”, Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores – Especialização em Energias Renováveis, FEUP, Porto, Setembro de 2007.
- [9] L. K. Kirchmayer, “*Economic Operation of Power Systems*”, New York: J. Wiley & Sons, Inc., 1958.
- [10] J. J. Grainger, W. D. Stevenson, “*Power System Analysis*”, McGraw-Hill, Inc., Singapore, 1998.
- [11] J. P. T. Saraiva, J. L. P. Pereira da Silva, M. T. Ponce de Leão, “*Mercados de Electricidade – Regulação e Tarifação de Uso das Redes*”, FEUP Edições, Porto, 2002.

- [12] B. Stott, O. Alsac, J. L. Marinho, “*Electric Power Problems: The Mathematical challenge*”, Edited by: A. M. Erisma, K. W. Neves, M. H. Dwarakanath, Philadelphia, SIAM, 1980, Capítulo: “*The Optimal Power Flow Problem*”.
- [13] B. Santos, I. Araújo, N. Silva, “*Gestão de Energia*”, Editado por: F. P. M. Barbosa, FEUP, Porto, 2009, Capítulo 14: “*Sistemas de supervisão (SCADA, EMS, DMS)*”.
- [14] M. A. Matos, “*Introdução ao Trânsito de Potências*”, Apontamentos para a disciplina de Sistemas Eléctricos de Energia I, FEUP, Porto, 1999.
- [15] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE. Disponível em: <<http://www.erse.pt/>>. [Consultado em: 30-04-2010].
- [16] H. W. Dommel e W. F. Tinney, “*Optimal Power Flow solutions*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS - 87, n.º 10, Outubro de 1968.
- [17] L. S. Vargas, V. H. Quintana, A. Vanelli, “*A Tutorial Description of an Interior Point Method and its Applications to Security-Constrained Economic Dispatch*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, n.º 3, pág. 1315 - 1323, Agosto de 1993.
- [18] V. H. Quintana, M. Santos-Nieto, “*Reactive-Power Dispatch by Successive Quadratic Programming*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS - 4, n.º 3, pág. 425 - 435, Setembro de 1989.
- [19] G. L. Torres, V. H. Quintana, “*Optimal Power Flow by a Nonlinear Complementarity Method*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, n.º 3, pág. 1028 - 1033, Agosto de 2000.
- [20] Divisão Planeamento de Centros Produtores, “*Potencial Hidroeléctrico Nacional – Importância sócio-económica e ambiental do seu desenvolvimento*”, REN, S.A., Novembro de 2006.
- [21] J. P. d. S. Catalão, “*Novas Metodologias de Optimização em Sistemas de Energia Hidro-térmicos*”, Dissertação de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, Covilhã, 2006.
- [22] R. Martins, R. Bidarra, “*Gestão de Energia*”, Editado por: F. P. M. Barbosa, FEUP, Porto, 2009, Capítulo 9: “*Sistemas Tarifários/Liberalização do Mercado de Energia*”.
- [23] J. R. Ubeda e R. N. Allan, “*Stochastic Simulation and Monte Carlo Methods Applied to the Assessment of Hydro-Thermal Generating System Operation*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, n.º 1, pág. 1 - 24, Junho de 1994.
- [24] J. C. V. Sousa, “*Estimativa da Remuneração de Centrais Hídricas em Mercados de Electricidade*”, Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Especialização em Energias Renováveis, FEUP, Porto, Setembro de 2007.
- [25] J. P. T. Saraiva, “*Apontamentos da disciplina Mercados e Qualidade*”, FEUP, Porto, 2009.
- [26] CMVM, CNE, CNMV, ERSE, “*Descrição do Funcionamento do MIBEL*”, Trabalho realizado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL, Novembro de 2009.
- [27] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE, (2007, 2008 e 2009). “*Resumo Informativo sobre o Mercado Liberalizado – Informação Mensal*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.erse.pt/>>. [Consultado em: 10-05-2010].

- [28] Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português. Disponível em: <<http://www.omip.pt/>>. [Consultado em: 22-04-2010].
- [29] Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol. Disponível em: <<http://www.omel.es/>>. [Consultado em: 23-04-2010].
- [30] ERSE, CNE, “*Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade*”, Trabalho realizado pela Comisión Nacional de Energía e Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Março de 2002.
- [31] A. J. Wood & B. F. Wollenberg, “*Power Generation, Operation and Control*”, 2.^a Ed., New York: J. Wiley and Sons, Inc., 1996.
- [32] N. Hein, M. S. Biembengut, T. M. d. Silva, E. M. Vieira, “*Sobre a programação horária de centrais termoeléctricas*”, XXVI ENEGEP, ABEPRO, Fortaleza, 9 a 11 de Outubro de 2006.
- [33] H. F. d. S. Heitor, N. M. P. Correia, “*Análise numérica dos resultados do mercado português nos meses de Julho, Agosto e Setembro de 2007*”, Projecto, Seminário ou Trabalho Final de curso L.E.E.C. 2006/07, FEUP, Porto, Dezembro de 2007.
- [34] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE. (2008, Junho). “*Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2008-2009 – Junho 2008*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.erse.pt/>>. [Consultado em: 15-04-2010].
- [35] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE. (2009, Junho). “*Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2009-2010 – Junho 2009*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.erse.pt/>>. [Consultado em: 15-04-2010].
- [36] Redes Energéticas Nacionais – REN. (2009, Fevereiro 26). “*Informação mensal do Sistema Electroprodutor — Janeiro 2009*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>>. [Consultado em: 25-05-2010].
- [37] Redes Energéticas Nacionais – REN. (2009, Abril 1). “*Informação mensal do Sistema Electroprodutor — Fevereiro 2009*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>>. [Consultado em: 25-05-2010].
- [38] Redes Energéticas Nacionais – REN. (2009, Abril 28). “*Informação mensal do Sistema Electroprodutor — Março 2009*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>>. [Consultado em: 25-05-2010].
- [39] Redes Energéticas Nacionais – REN. (2009, Maio 22). “*Informação mensal do Sistema Electroprodutor — Abril 2009*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>>. [Consultado em: 25-05-2010].
- [40] Redes Energéticas Nacionais – REN. (2009, Junho 23). “*Informação mensal do Sistema Electroprodutor — Maio 2009*” [Em linha]. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>>. [Consultado em: 25-05-2010].
- [41] Redes Energéticas Nacionais – REN. (2009, Julho 27). “*Informação mensal do Sistema Electroprodutor — Junho 2009*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>>. [Consultado em: 25-05-2010].
- [42] Redes Energéticas Nacionais – REN. (2009, Agosto 27). “*Informação mensal do Sistema Electroprodutor — Julho 2009*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>>. [Consultado em: 25-05-2010].

- [43] Redes Energéticas Nacionais – REN. (2009, Setembro 28). “*Informação mensal do Sistema Electroprodutor — Agosto 2009*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>>. [Consultado em: 25-05-2010].
- [44] Redes Energéticas Nacionais – REN. (2009, Outubro 22). “*Informação mensal do Sistema Electroprodutor — Setembro 2009*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>>. [Consultado em: 25-05-2010].
- [45] Redes Energéticas Nacionais – REN. (2009, Novembro 20). “*Informação mensal do Sistema Electroprodutor — Outubro 2009*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>>. [Consultado em: 25-05-2010].
- [46] Redes Energéticas Nacionais – REN. (2009, Dezembro 22). “*Informação mensal do Sistema Electroprodutor — Novembro 2009*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>>. [Consultado em: 25-05-2010].
- [47] Redes Energéticas Nacionais – REN. (2010, Janeiro 21). “*Informação mensal do Sistema Electroprodutor — Dezembro 2009*”. [Em linha]. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>>. [Consultado em: 25-05-2010].

Anexo A

Tabela A.1 — Consumo total e potência máxima consumida em cada mês do ano de 2009.

Consumo (GWh)		
Ano 2009	Consumo Total	Máximo (MW)
Janeiro	4862,62	9193,85
Fevereiro	4103,99	8860,18
Março	4066,01	7805,18
Abril	3832,59	6926,68
Maio	3902,66	6762,45
Junho	3904,18	7228,23
Julho	4180,49	7125,13
Agosto	3965,98	6805,73
Setembro	4032,92	7180,58
Outubro	4076,24	7248,90
Novembro	4119,82	7755,70
Dezembro	4661,32	9031,55

Tabela A.2 — Produção total e potência máxima produzida em cada mês do ano de 2009.

Produção (GWh)		
Ano 2009	Produção Total	Máximo (MW)
Janeiro	4995,30	9197,58
Fevereiro	4201,37	9162,68
Março	4158,97	7816,93
Abril	4001,74	6941,88
Maio	4100,57	6897,23
Junho	4070,09	7238,33
Julho	4390,44	7182,03
Agosto	4138,78	7108,03
Setembro	4214,06	7189,85
Outubro	4284,48	7777,60
Novembro	4276,16	7762,00
Dezembro	4859,07	9040,08

Tabela A.3 — Remuneração média de cada central térmica em cada mês do ano de 2009.

Remuneração média diária das centrais térmicas (€)								
Ano 2009	Sines	Pego	Setúbal	Carregado G ₁ -G ₆	Barreiro	Turbo Gás	Lares	Ribatejo
Janeiro	53536,10	25158,99	13943,82	253,55	0,00	36190,08	0,00	34161,94
Fevereiro	44666,29	16372,86	215,31	0,00	0,00	14890,39	0,00	25880,15
Março	39777,74	15714,41	0,00	0,00	0,00	14995,93	0,00	22054,15
Abril	39941,52	9232,40	164,78	0,00	63,26	12931,15	0,00	33482,14
Maio	38296,44	7003,99	0,00	0,00	1,55	17882,81	0,00	33291,49
Junho	42950,60	12574,70	125,29	0,00	70,86	25288,24	0,00	31023,56
Julho	39932,23	14214,88	0,00	0,00	0,00	31682,81	0,00	29577,92
Agosto	43182,71	15932,90	0,00	0,00	0,00	30984,45	0,00	32854,63
Setembro	43454,98	16145,13	0,00	0,00	15,08	33535,64	0,00	35606,99
Outubro	43759,69	16099,87	0,00	0,00	0,00	23716,56	7120,84	22252,29
Novembro	30814,30	15523,03	110,82	0,00	6,83	15844,52	7592,15	15752,64
Dezembro	33692,92	15882,54	41,56	473,67	1428,75	19858,34	10619,36	14779,25

Tabela A.4 — Encargo variável médio de cada central térmica em cada mês do ano de 2009.

Encargo variável médio diário das centrais térmicas (€)								
Ano 2009	Sines	Pego	Setúbal	Carregado G ₁ -G ₆	Barreiro	Turbo Gás	Lares	Ribatejo
Janeiro	33422,67	19606,55	13943,82	253,55	0,00	35886,47	0,00	33828,53
Fevereiro	30859,48	13935,92	215,31	0,00	0,00	14799,75	0,00	25800,50
Março	31961,83	15714,41	0,00	0,00	0,00	14109,11	0,00	20752,72
Abril	33311,79	8911,98	164,78	0,00	63,26	10609,62	0,00	28358,17
Maio	33303,95	7003,99	0,00	0,00	1,55	15394,98	0,00	29036,67
Junho	34835,63	11847,12	125,29	0,00	70,86	19744,76	0,00	24674,02
Julho	32441,91	14214,88	0,00	0,00	0,00	22775,66	0,00	21263,07
Agosto	34989,54	15932,90	0,00	0,00	0,00	20832,09	0,00	22051,24
Setembro	35015,95	16055,78	0,00	0,00	15,08	23636,90	0,00	25077,01
Outubro	35151,98	16099,87	0,00	0,00	0,00	17394,49	5225,19	16376,82
Novembro	24305,54	15284,37	110,82	0,00	6,83	11468,85	5573,64	11487,02
Dezembro	27174,80	15882,54	92,07	473,67	3238,05	15129,63	8066,29	11465,75

Tabela A.5 — Evolução do preço médio aritmético estimado e histórico do mercado diário em Portugal.

Portugal	Ano 2009	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	Histórico	51,47	40,28	38,34	38,38	38,11	38,45	35,58	35,21	36,27	36,21	33,23	30,18
	Estimado	55,02	44,08	35,92	37,81	36,29	37,57	38,79	40,65	38,96	40,31	41,12	41,84
	H – E	3,55	3,80	2,42	0,57	1,82	0,88	3,21	5,44	2,69	4,10	7,89	11,66

Tabela A.6 — Margem média de cada central térmica em cada mês do ano de 2009.

Margem média diária das centrais térmicas (€)								
Ano 2009	Sines	Pego	Setúbal	Carregado G ₁ -G ₆	Barreiro	Turbo Gás	Lares	Ribatejo
Janeiro	20113,43	5552,44	0,00	0,00	0,00	303,61	0,00	333,40
Fevereiro	13806,80	2436,94	0,00	0,00	0,00	90,64	0,00	79,64
Março	7815,91	0,00	0,00	0,00	0,00	886,82	0,00	1301,44
Abril	6629,73	320,42	0,00	0,00	0,00	2321,53	0,00	5123,97
Maio	4992,49	0,00	0,00	0,00	0,00	2487,83	0,00	4254,82
Junho	8114,96	727,58	0,00	0,00	0,00	5543,48	0,00	6349,54
Julho	7490,32	0,00	0,00	0,00	0,00	8907,15	0,00	8314,85
Agosto	2649,90	2095,57	0,00	0,00	0,00	5238,94	3601,13	5401,69
Setembro	8439,03	89,34	0,00	0,00	0,00	9898,73	0,00	10529,98
Outubro	8607,72	0,00	0,00	0,00	0,00	6322,06	1895,64	5875,48
Novembro	6508,76	238,66	0,00	0,00	0,00	4375,67	2018,51	4265,62
Dezembro	6518,12	0,00	-50,51	-259,85	-1809,30	4728,70	2553,06	3313,50

Tabela A.7 — Remuneração média dos aproveitamentos hídricos em cada mês do ano de 2009.

Remuneração média diária dos aproveitamentos hídricos (€)		
Ano 2009	Albufeira	Fio-de-Água
Janeiro	26355,40	39418,42
Fevereiro	34061,47	59981,03
Março	11571,42	24956,41
Abril	8579,58	18240,40
Maio	7790,05	15785,14
Junho	8597,93	12829,83
Julho	7957,00	11535,90
Agosto	11460,54	10205,09
Setembro	13489,63	10337,59
Outubro	12245,29	12228,29
Novembro	18967,67	16832,81
Dezembro	31264,83	37357,56

Tabela A.8 — Somatório da Produção desagregada para cada mês do ano de 2009.

Somatório da Produção Desagregada (GWh)															
Ano 2009	Produção Térmica	Carvão	Fuelóleo	Gás Natural	Produção Hídrica	Albufeira	Fio de Água	Bombagem	PRE	PRE Hidrául.	PRE Térmico	PRE Eólica	PRE FV	Saldo Importador	
														Importação	Exportação
Janeiro	2191,545	1048,896	199,597	943,051	891,33	355,60	535,73	61,03	1259,39	116,28	455,04	685,31	2,77	631,72	39,72
Fevereiro	1540,986	912,936	11,239	616,809	1425,76	514,08	911,68	44,10	1053,83	163,83	426,93	455,26	7,81	245,45	108,75
Março	1925,807	1145,482	8,563	771,761	753,54	238,36	515,18	42,38	1174,63	91,83	473,48	598,13	11,20	378,24	115,64
Abril	1808,432	921,124	10,989	876,319	492,40	156,13	336,26	79,56	1027,76	55,88	424,26	535,73	11,89	613,02	19,42
Mai	1974,984	916,425	8,668	1049,891	478,76	158,25	320,51	93,73	1015,21	36,52	450,75	512,46	15,48	554,28	16,39
Junho	2117,420	1046,223	10,621	1060,576	391,72	156,64	235,07	77,85	884,72	28,58	456,11	386,16	13,86	603,98	5,59
Julho	2212,863	1032,295	8,656	1171,911	371,28	151,18	220,10	99,72	1108,01	14,37	505,56	570,47	17,60	608,22	10,72
Agosto	2251,291	1076,548	8,722	1166,019	391,50	207,35	184,15	81,35	1003,18	9,81	498,75	477,82	16,79	475,57	94,54
Setembro	2381,539	1097,393	9,685	1274,460	435,02	245,45	189,57	86,44	960,16	6,03	505,70	435,19	13,24	375,05	72,31
Outubro	2104,956	1105,046	8,938	990,972	449,68	225,02	224,66	100,10	1200,27	20,24	525,92	641,57	12,53	471,14	41,67
Novembro	1500,962	798,676	10,186	692,100	609,60	323,43	286,17	71,30	1642,03	92,58	515,36	1025,83	8,27	480,98	28,71
Dezembro	1711,586	869,613	33,959	808,013	1227,20	555,88	671,32	91,11	1936,62	192,22	574,72	1163,38	6,30	164,01	271,46

Tabela A.9 — Somatório da Produção desagregada de Janeiro a Dezembro no ano de 2009.

Somatório da Produção Desagregada (GWh)															
Ano 2009	Produção Térmica	Carvão	Fuel	Gás Natural	Produção Hídrica	Albufeira	Fio de Água	Bombagem	PRE	PRE Hidrául.	PRE Térmico	PRE Eólica	PRE FV	Saldo Importador	
														Importação	Exportação
Jan-Dez	23722,3	11970,66	329,82	11421,88	7917,77	3287,36	4630,41	928,67	14265,79	828,16	5812,59	7487,30	137,74	5601,64	824,93

Anexo B

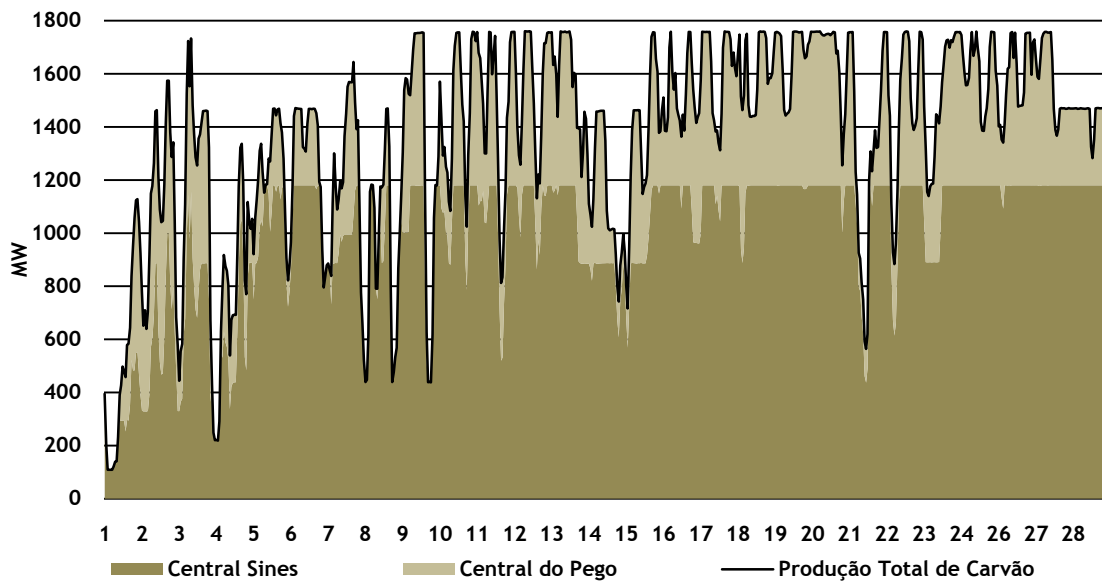


Gráfico B.2 — Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Fevereiro de 2009.

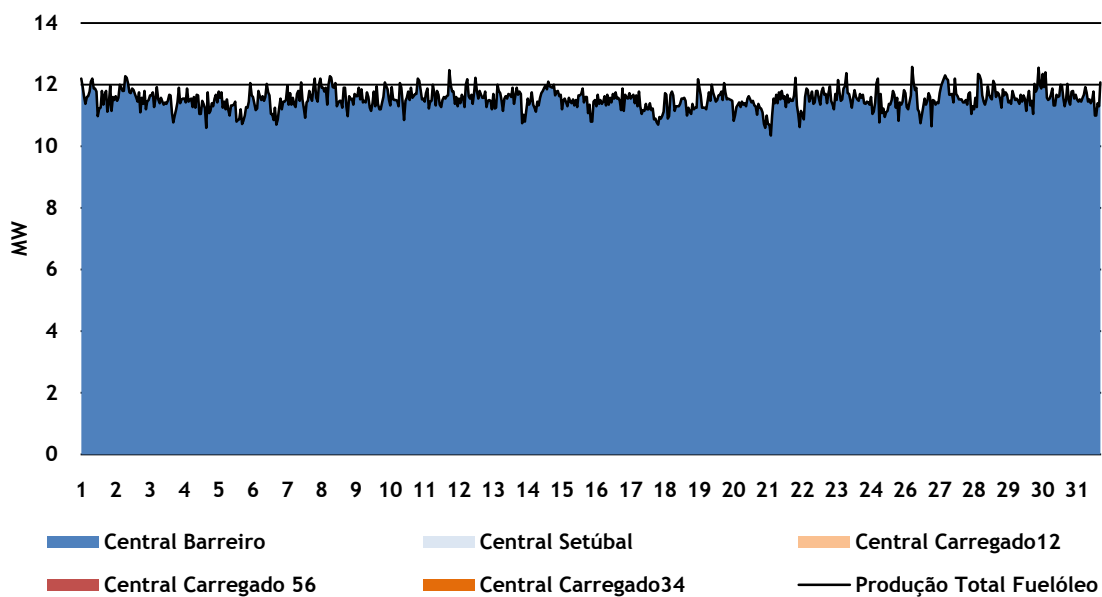


Gráfico B.3 — Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Março de 2009.

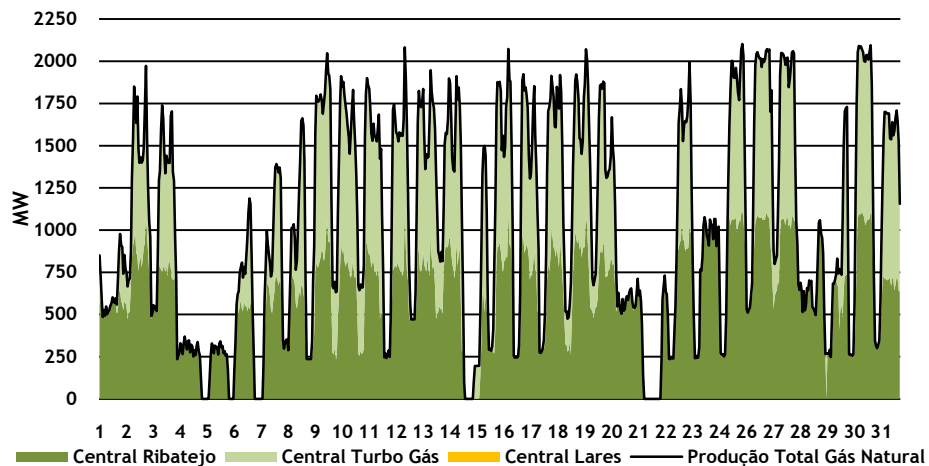


Gráfico B.4 — Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Março de 2009.

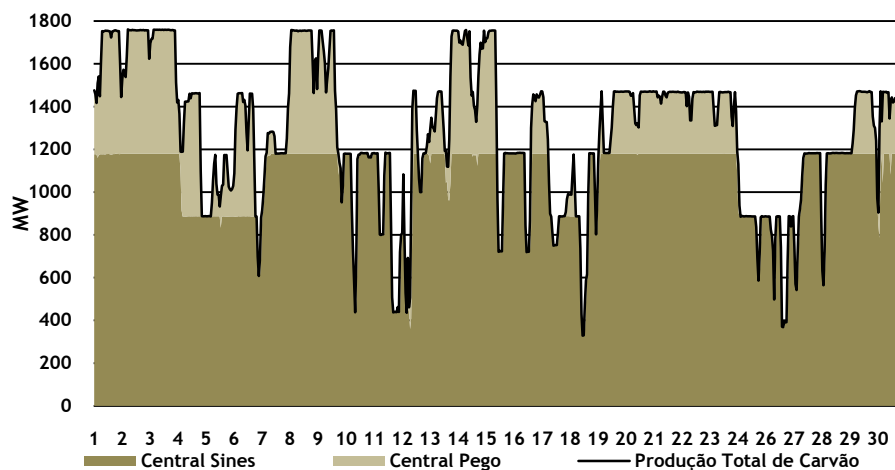


Gráfico B.5 — Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Abril de 2009.

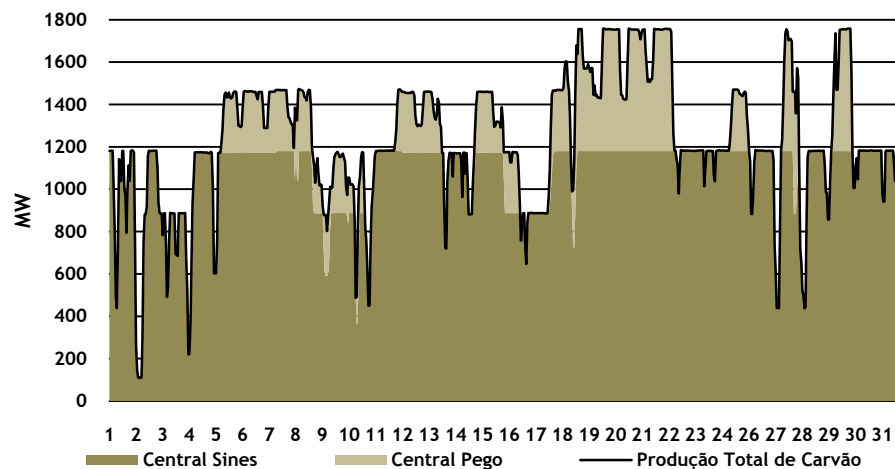


Gráfico B.6 — Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Maio de 2009.

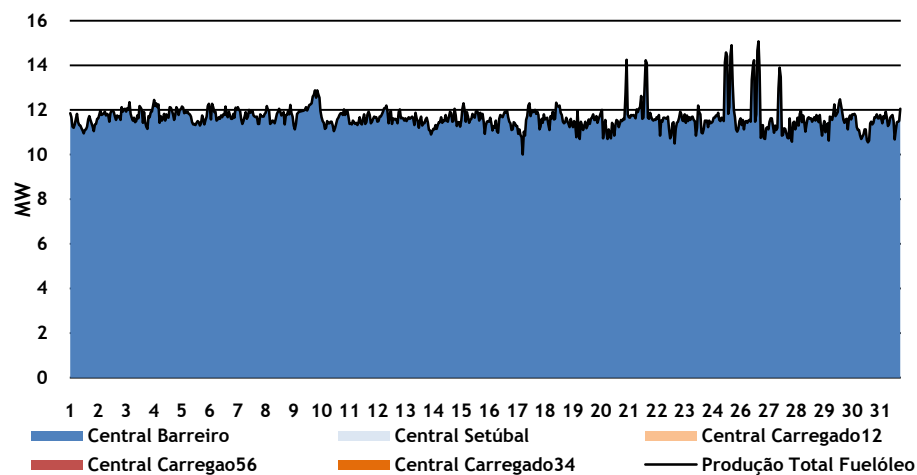


Gráfico B.7 — Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Maio de 2009.

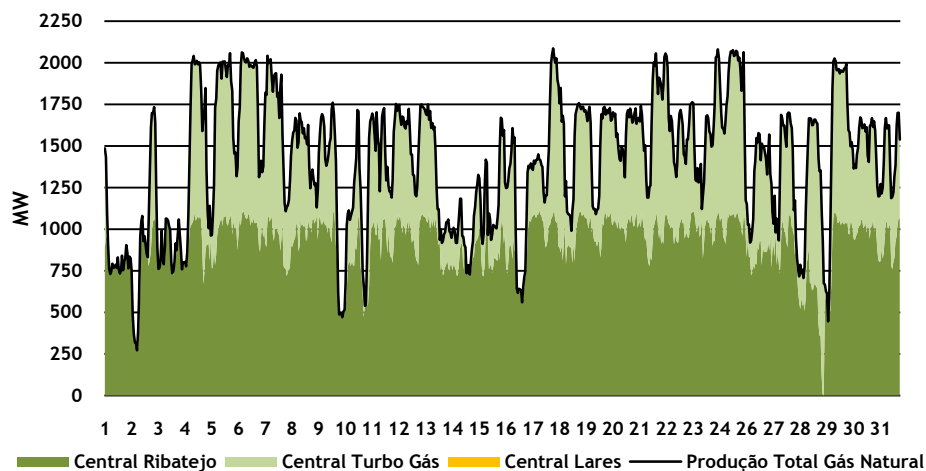


Gráfico B.8 — Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Maio de 2009.

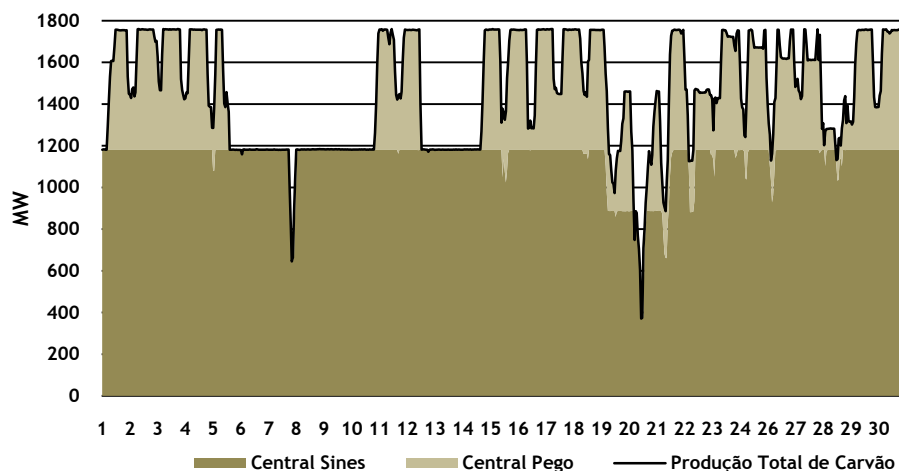


Gráfico B.9 — Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Junho de 2009.

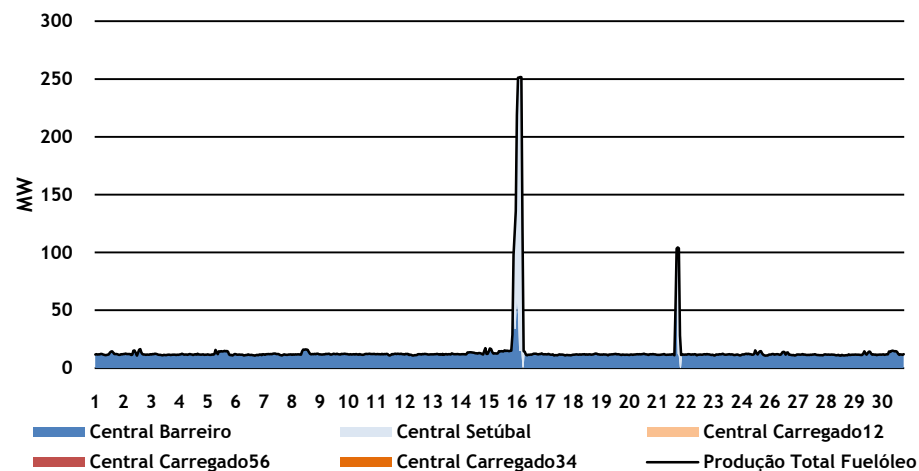


Gráfico B.10 — Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Junho de 2009.

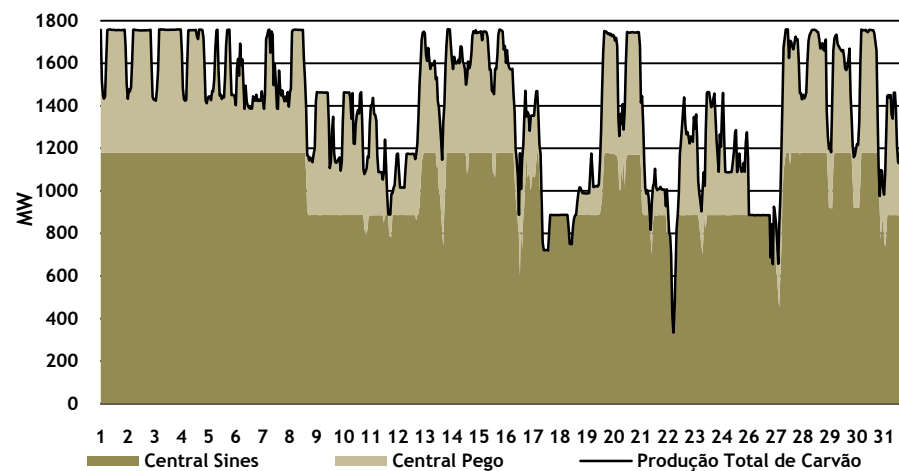


Gráfico B.11 — Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Julho de 2009.

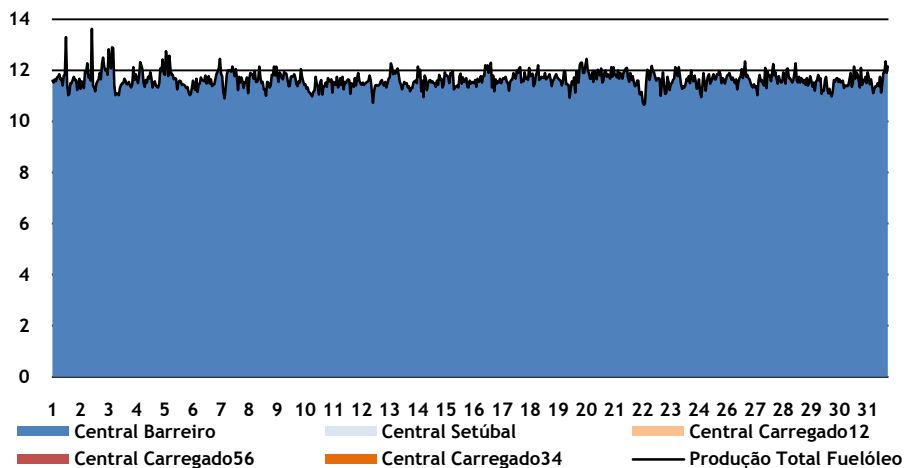


Gráfico B.12 — Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Julho de 2009.

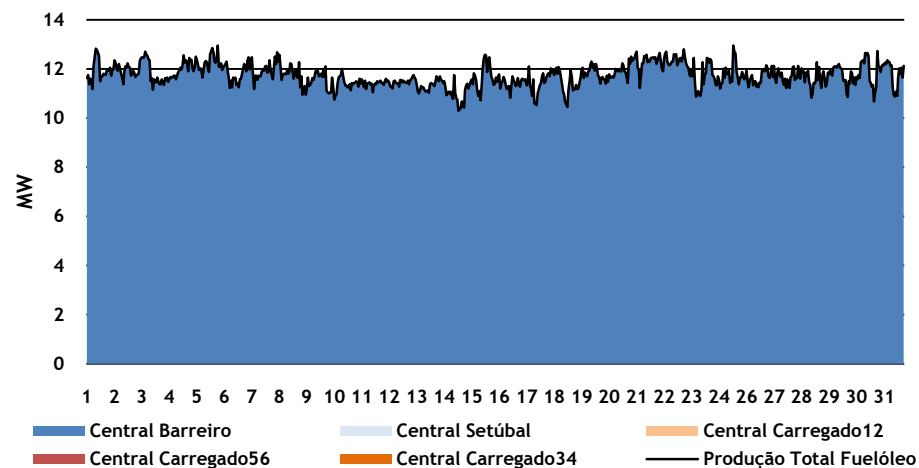


Gráfico B.14 — Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Agosto de 2009.

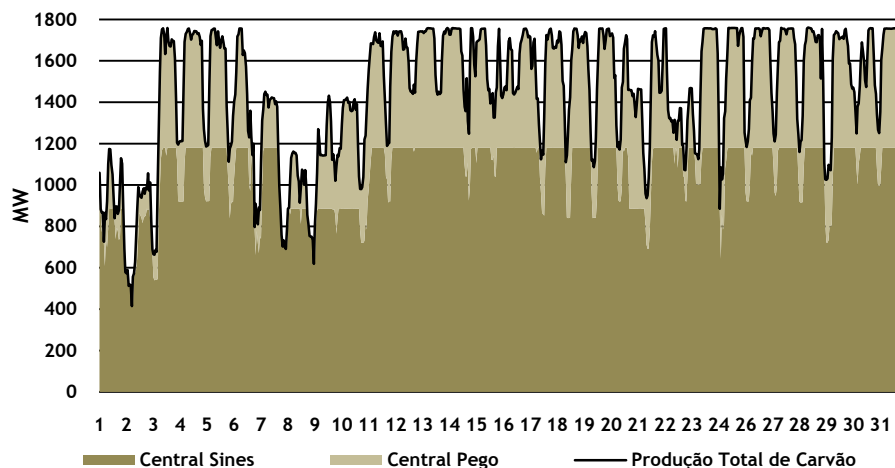


Gráfico B.13 — Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Agosto de 2009.

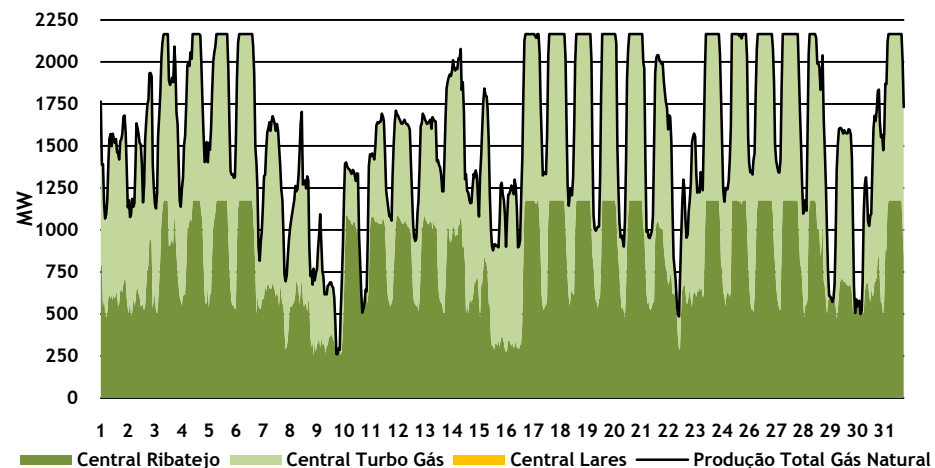


Gráfico B.15 — Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Agosto de 2009.

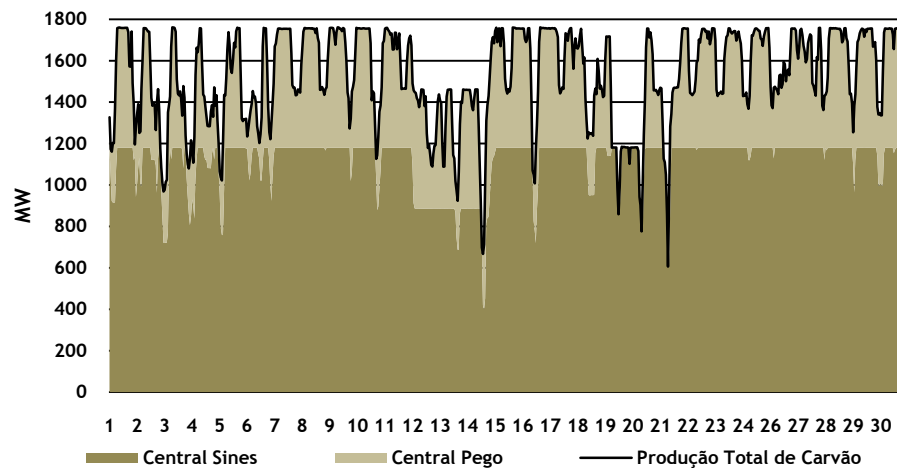


Gráfico B.16 — Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Setembro de 2009.

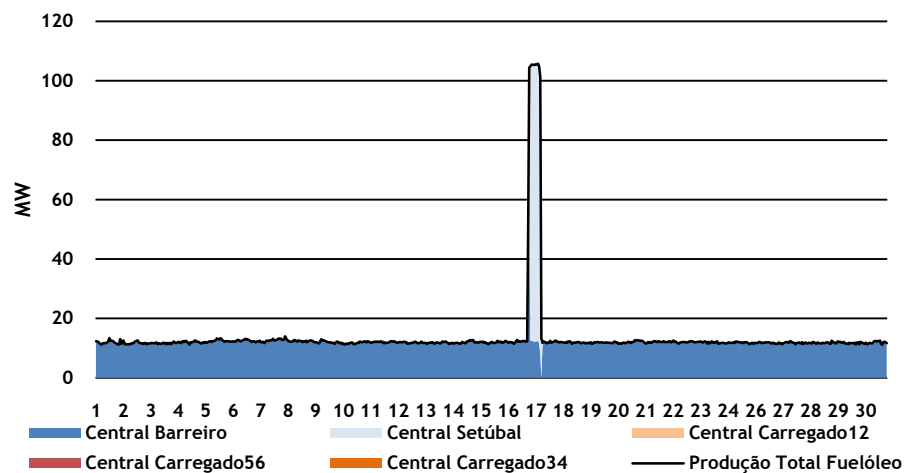


Gráfico B.17 — Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Setembro de 2009.

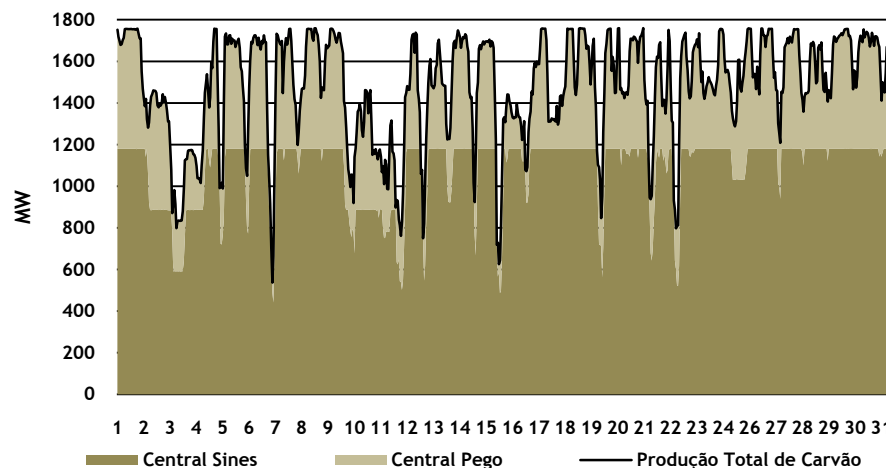


Gráfico B.18 — Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Outubro de 2009.

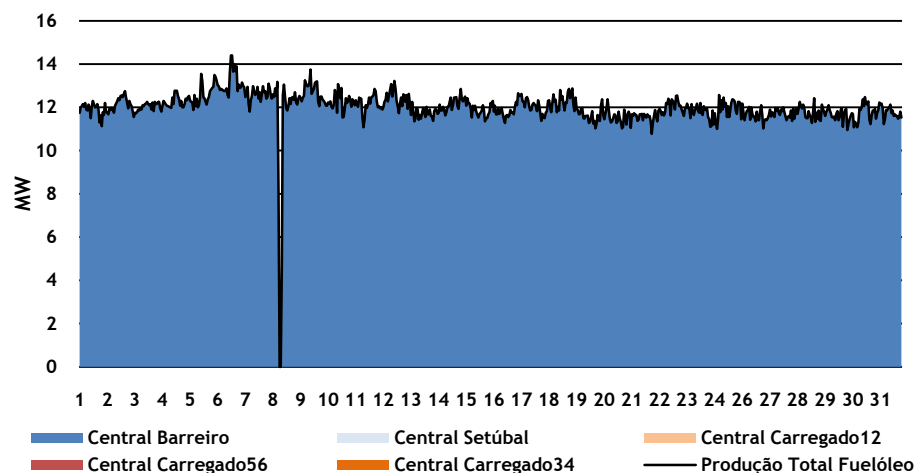


Gráfico B.19 — Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Outubro de 2009.

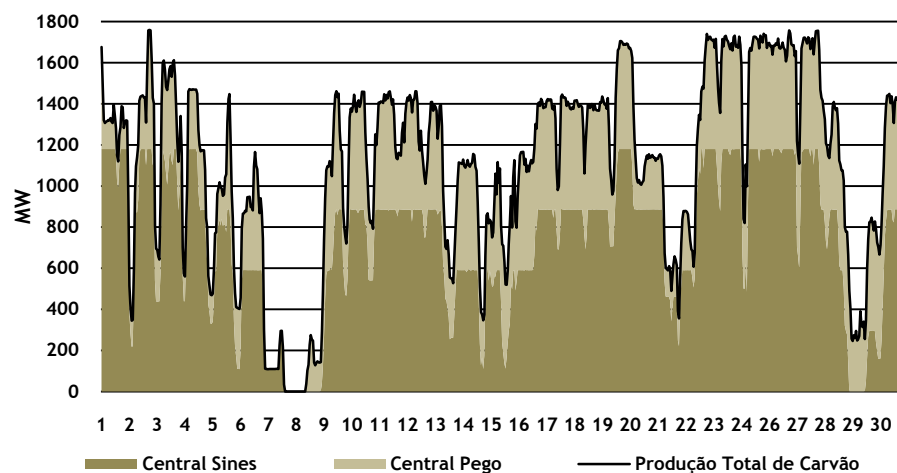


Gráfico B.20 — Diagrama da Produção das centrais a carvão desagregada por central em Novembro de 2009.

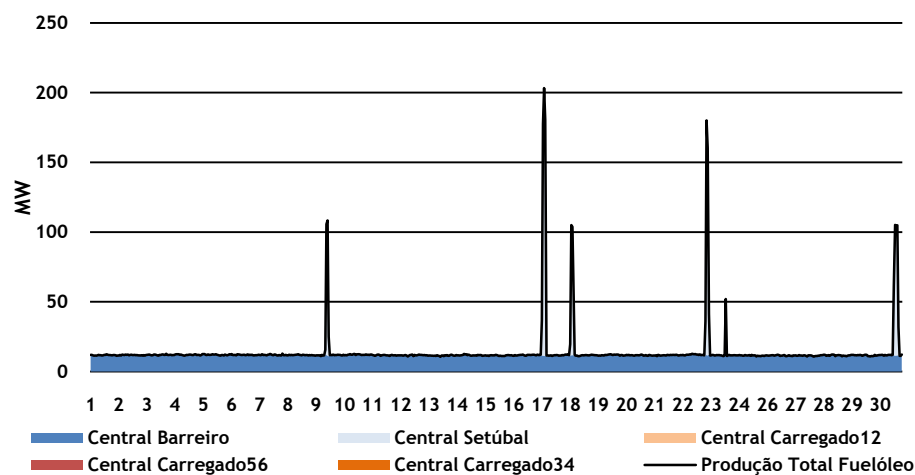


Gráfico B.21 — Diagrama da Produção das centrais a fuelóleo desagregada por central em Novembro de 2009.

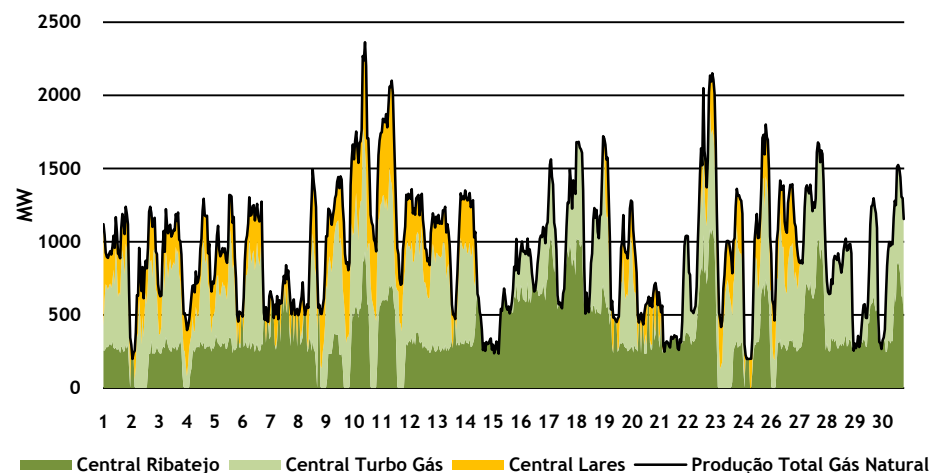


Gráfico B.22 — Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Novembro de 2009.

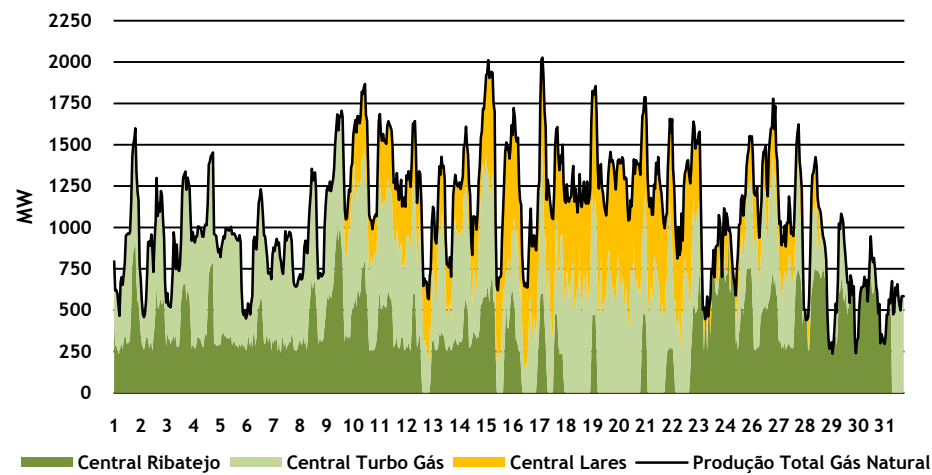


Gráfico B.23 — Diagrama da Produção das centrais a gás natural desagregada por central em Dezembro de 2009.