



Relatório sobre a formação dos preços
grossistas da energia eléctrica em Portugal no
segundo semestre de 2007

Maio 2009

Relatório sobre a formação dos preços grossistas da energia eléctrica em Portugal no segundo semestre de 2007

Autoridade da Concorrência
Rua Laura Alves, n.º 4
1050-138 Lisboa
Portugal
Tel: (+351) 217902000
Fax (+351) 217902099
www.concorrencia.pt

Índice

Sumário executivo	3
1. Introdução.....	9
2. Caracterização do Sector eléctrico.....	12
2.1 A cadeia de valor	12
2.2 Produção	12
2.3 Transporte	15
2.4 Distribuição.....	15
2.5 Comercialização.....	16
3. Caracterização sumária do MIBEL.....	17
3.1 Introdução	17
3.2 Mercado diário, intra-diário e de contratação dos serviços de ajuste de sistema.....	18
3.3 Gestão de congestionamentos	20
4. Estrutura da Oferta na Produção de Electricidade.....	24
4.1 Quotas de mercado.....	24
4.2 Indispensabilidade da EDP	26
4.3 Ordem de mérito das ofertas de produção de energia eléctrica em mercado.....	30
4.4 Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).....	34
4.5 Leilões de Capacidade Virtual (VPP)	39
4.6 Produção em Regime Especial	41
4.7 Novas licenças de produção	43
4.8 Capacidade de interligação	46
4.9 Licenças de CO ₂	47
5. Estrutura da oferta na comercialização de electricidade.....	49
6. Os primeiros 6 meses de negociação do MIBEL	54
6.1 Níveis de congestionamento e preços	54
6.2 Transição do regime do Sistema Eléctrico de Serviço Público para o regime de mercado do MIBEL.....	57
6.3 Evolução da Capacidade de Importação	61
6.4 Diferenças de <i>mix</i> produtivo entre Portugal e Espanha	67
6.5 Evolução do regime hidrológico	70
6.6 A evolução do nível de concorrência no mercado Espanhol	73
6.7 Relação entre os preços de oferta das centrais em mercado e os custos variáveis de produção de energia eléctrica	84
6.7.1 Introdução	84
6.7.2 Centrais térmicas.....	84
6.7.2.1 Centrais a carvão.....	88
6.7.2.2 Centrais de ciclo combinado a gás natural.....	97
6.7.2.2 Centrais a fuel.....	107
6.7.3 Centrais hidroeléctricas	109
6.7.5 Conclusão.....	118
6.8 Paragens técnicas de centrais a carvão e a gás natural.....	122
6.9 Desvios de previsão entre a procura em mercado diário e a procura real	132
6.9.1 Introdução	132
6.9.2 Caracterização da procura em mercado	132
6.9.3 Análise dos desvios de previsão da procura	133
6.9.4 Conclusão da análise dos desvios.....	138
7. Conclusão	139
Glossário	141

Sumário executivo

1. O presente relatório tem por objectivo analisar a formação dos preços grossistas da energia eléctrica em Portugal no segundo semestre de 2007, período que coincide com os primeiros 6 meses de funcionamento do mercado diário do MIBEL.
2. Com a criação do mercado diário do MIBEL e a cessação antecipada da maior parte dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) introduziu-se uma alteração estrutural na forma como se procede ao aprovisionamento grossista da energia eléctrica, concretizando um passo importante na progressiva liberalização do sector eléctrico nacional.
3. A formação do preço grossista da energia eléctrica passou a obedecer a um mecanismo de mercado, assente no encontro entre a oferta e a procura de energia. Para um dado produtor vender a sua energia, este deve apresentar em mercado organizado ofertas de preço para a energia que pretende fornecer ou, alternativamente, proceder a um contrato bilateral com um agente comercializador.
4. Um dos elementos centrais do processo de formação de preços no contexto do MIBEL reside no mecanismo de gestão de congestionamentos adoptado para a interligação entre Portugal e Espanha. No contexto do modelo de separação de mercados aplicado aos mercados diários, os fluxos de importação/exportação entre Portugal e Espanha são determinados em função das diferenças de preço verificadas nas unidades marginais de oferta dos dois países.
5. Ocorrendo congestionamentos no sentido importador, a concorrência para a oferta da unidade marginal de produção, que garante o equilíbrio entre oferta e procura, processar-se-á em função das condições da oferta em Portugal. Nessa medida, quando ocorrem congestionamentos, os mercados Português e Espanhol separam-se, constituindo, necessariamente, dois mercados geográficos distintos.
6. O advento do mercado ibérico veio demonstrar diferenças de preços entre os dois mercados, gerando, desta forma, elevados níveis de congestionamento na capacidade de interligação entre os dois sistemas eléctricos. Com efeito, no segundo semestre de 2007, registaram-se congestionamentos na utilização da

capacidade de importação a partir do sistema Espanhol em 80,6% das horas. Daqui resultou que o mercado se separou em duas zonas de preço em cerca de 80% das horas.

7. Em resultado da ocorrência frequente de congestionamentos, os preços grossistas em Portugal foram, em média, cerca de 31% superiores aos preços em Espanha aquando da ocorrência de congestionamentos durante o segundo semestre de 2007, sendo idênticos na ausência de congestionamentos. Tal traduziu-se numa diferença média diária superior a 23% nesse período (preço médio grossista em Portugal de aproximadamente 52,2 €/MWh vs um preço médio em Espanha de 42,2 €/MWh no segundo semestre de 2007).
8. O presente relatório analisa um leque alargado de factores que terão contribuído para a existência destas diferenças de preços, desde questões relacionadas com diferenças nos custos de geração e indisponibilidades de centrais térmicas, a questões relacionadas com a estrutura da oferta dos dois países, seja do ponto de vista do respectivo *mix* produtivo seja do ponto de vista dos níveis de concentração.
9. Em primeiro lugar, existem, desde logo, factores conjunturais no período analisado, que podem justificar parte da diferença de preços. Com efeito, no Outono de 2007, dado o baixo nível de afluências às albufeiras em Portugal, diminuiu significativamente a utilização de meios de produção hidroeléctricos de mais baixo custo de produção. As indisponibilidades programadas e fortuitas de meios térmicos de baixo custo variável originaram a necessidade de recorrer a meios de produção mais caros. A capacidade de importação foi, pontualmente, reduzida a zero, limitando a possibilidade de recorrer a importações que, tendencialmente, apresentavam preços mais baixos.
10. Em segundo lugar, identificam-se diferenças de *mix* produtivo entre os dois países, com maior relevo no peso relativo das centrais de ciclo combinado, reflectindo, em particular, a entrada massiva de centrais de ciclo combinado em regime de concorrência no mercado Espanhol.
11. Na verdade, verifica-se que os custos de produção mais elevados em Portugal tendem a reflectir o défice de centrais custo-eficiente, que decorre da ausência de entradas relevantes de novos agentes no mercado nos últimos anos, nomeadamente na tecnologia de centrais de ciclo combinado a gás natural.

12. Em terceiro lugar, as diferenças de estrutura de oferta contribuem, adicionalmente, para explicar as diferenças de preço assinaladas. De facto, quando se analisam os preços marcados pelas centrais de ciclo combinado a gás natural em Portugal e Espanha assinalam-se diferenças importantes. Em Portugal, os preços marcados pelas centrais térmicas a gás natural tendem a reflectir os respectivos custos variáveis, ainda que apresentando margens de venda positivas nos preços que são ofertados. Em Espanha, um nível de concorrência mais elevado no segmento das centrais de ciclo combinado, conjugado com modelos de aprovisionamento das centrais a gás natural diferentes dos adoptados em Portugal – reflectindo modelos de negócio que pressupõem a integração vertical da cadeia de valor das duas indústrias –, resultaram, frequentemente, em preços de marcação das centrais a gás natural em Espanha mais baixos do que os verificados em Portugal.
13. No que respeita à colocação da produção hidroeléctrica em mercado notam-se, igualmente, diferenças importantes nos dois países. Em Espanha, uma estrutura de oferta menos concentrada, com reflexos numa concorrência mais intensa do que a verificada em Portugal no segmento das centrais a ciclo combinado, conjugada com a cada vez menor utilização das centrais a fuel, determina que, tendencialmente, as centrais hidroeléctricas sejam colocadas em mercado ao custo de referência das centrais a ciclo combinado, a tecnologia térmica que as centrais hidroeléctricas de albufeira Espanholas tendem a substituir.
14. Em Portugal, pelo contrário, o custo de referência de colocação das centrais hidroeléctricas em mercado continua a ser o da térmica a fuel, reflectindo o facto destas centrais ainda serem necessárias à satisfação da procura, embora a sua utilização tenha vindo a decrescer ao longo da presente década.
15. A diferença de preços/custos variáveis entre as centrais térmicas a gás natural e a fuel é elevada, contribuindo para a explicação das diferenças de preços de colocação em mercado das centrais hidroeléctricas nos dois países.
16. Os elementos analisados permitem, deste modo, concluir que mais concorrência, com a entrada de terceiros concorrentes com centrais de ciclo combinado, modificaria o comportamento dos agentes nacionais no modo como têm colocado as centrais em mercado, sejam as centrais térmicas, sejam as centrais hidroeléctricas.

17. Identificou-se ainda que, nas ofertas apresentadas em mercado, os agentes reflectem o nível concorrencial presente na estrutura de oferta em Portugal, mais concentrada que em Espanha.
18. Decorre de todo exposto que os benefícios da livre entrada na actividade de produção em Portugal estimam-se vir a ocorrer: (a) nos primeiros anos da próxima década, no que respeita a centrais de ciclo combinado; e (b) nos anos seguintes, no que respeita às novas capacidades hidroeléctricas atribuídas a concorrentes da EDP no âmbito do Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico. A par desses desenvolvimentos registem-se, ainda, os novos reforços da capacidade de interligação programados pelos operadores da rede de transporte de Portugal e Espanha que contribuirão também para o aumento desses benefícios.
19. A criação do mercado diário MIBEL, enquanto mecanismo harmonizado de formação do preço no espaço ibérico é um passo essencial para concretizar os benefícios de entrada de novos concorrentes. As diferenças de preço fornecem sinais de preço para a entrada de novos concorrentes em Portugal.
20. A entrada de novos agentes na produção de electricidade depende, igualmente, da liberalização total do mercado de comercialização de energia eléctrica. A instalação de novas centrais por parte de novos concorrentes não decorre somente da exploração das oportunidades que são sinalizadas via preços grossistas. A possibilidade de utilizar essas centrais para servir clientes finais em Portugal é um factor que deverá estar igualmente presente nas estratégias das empresas. Deste modo, e tal como objectivo publicamente expresso pelos governos e reguladores do sector eléctrico dos dois países, é essencial promover a efectiva liberalização do mercado a retalho, o que depende da extinção progressiva das tarifas reguladas a clientes finais. A protecção que decorre das tarifas reguladas deverá ser apenas assegurada para os clientes mais vulneráveis.
21. Outra matéria analisada no presente relatório prende-se com o comportamento em mercado do Comercializador de Último Recurso (CUR), função que é exercida pela EDP Serviço Universal, no que respeita à colocação em mercado das quantidades procuradas pelos seus clientes. Os elementos que decorrem da análise efectuada em relação aos desvios entre a procura programada em mercado diário e a procura real por parte da EDP Serviço Universal denotam

desvios sistemáticos de previsão, que não se coadunam com comportamentos de agentes que visam minimizar os respectivos custos de aquisição em mercado.

22. A persistência do modelo de comercialização sem risco, que se caracteriza pelo *pass through* para as tarifas de todos os desvios financeiros entre custos de aquisição previstos e os ocorridos, não desenvolve incentivos suficientes para este agente adoptar previsões mais exigentes.
23. A EDP Serviço Universal deve ser incentivada a realizar as compras de energia em mercado ao melhor preço, seja limitando os desvios de previsão seja cobrindo convenientemente o risco preço através de uma participação mais activa no mercado a prazo, conforme, aliás, a ERSE já demonstrou intenção de o fazer em consulta pública de Junho de 2008.
24. Por fim, chama-se a atenção para o facto de algumas das referências que são feitas no contexto do período analisado terem perdido actualidade no decurso de 2008. De facto, a noção que se estabelece no presente documento de que as centrais a carvão serão as mais baratas no sistema eléctrico Português poderá ter deixado de fazer sentido no decurso de 2008.
25. Por um lado, em 2008, o preço das emissões de CO₂ passou a constituir um factor relevante na estrutura de custos das centrais. Sendo o nível específico de emissões de carbono das centrais a carvão mais elevado do que o de outras centrais térmicas, o custo variável destas centrais terá subido mais do que o de outras tecnologias. Por outro lado, a cotação internacional do carvão experimentou um máximo histórico no ano de 2008, reflexo das tensões altistas dos mercados energéticos verificadas no decurso do ano transacto.
26. Em 2008 assinala-se, ainda, que os níveis de congestionamento e a diferença de preços entre os sistemas eléctricos Português e Espanhol ter-se-ão atenuado face aos valores que foram apurados no presente relatório. De facto, durante o ano completo de 2008 a diferença média diária decresceu para 8,6% (preço médio grossista em Portugal de aproximadamente 69,9 €/MWh vs um preço médio em Espanha de 64,4 €/MWh em 2008).
27. Apesar da diferença de preços se ter reduzido, saliente-se, no entanto, que o conjunto de modificações na estrutura de custos verificado no decurso de 2008, não altera o sentido das conclusões gerais do presente documento: o sistema

eléctrico Português beneficiará significativamente com a entrada em serviço das centrais de ciclo combinado que se encontram licenciadas a empresas concorrentes da EDP e da efectiva liberalização do mercado a retalho.

1. Introdução

28. O presente relatório tem por objectivo analisar a formação dos preços grossistas da energia eléctrica em Portugal no segundo semestre de 2007, período que coincide com os primeiros 6 meses de funcionamento do mercado diário do MIBEL.
29. Com a criação do mercado diário do MIBEL introduziu-se uma alteração estrutural na forma como se procede ao aprovisionamento grossista da energia eléctrica, concretizando um passo importante na progressiva liberalização do sector eléctrico nacional.
30. Até à criação do mercado eléctrico, a formação do preço grossista da maior parte da energia eléctrica produzida em Portugal¹ obedecia às regras definidas nos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), que vinculavam uma parte substancial do parque electroprodutor nacional à REN, a qual, na qualidade de agente comercial do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), actuava como agente optimizador da produção de energia eléctrica.
31. Com a criação do mercado diário, e a cessação antecipada da maior parte dos CAE, a formação do preço grossista obedece a um mecanismo de mercado, assente no encontro entre a oferta e procura de energia eléctrica. Para um dado produtor vender a sua energia, este deve apresentar em mercado ofertas de preço para essa energia, ou, alternativamente, proceder a um contrato bilateral com um agente comercializador.
32. O nível de concorrência entre agentes é pois determinante na formação do preço. Quanto maior o nível de concorrência, maior a pressão concorrencial sentida por cada concorrente na formatação das ofertas de preço que submete a mercado.
33. Um dos elementos centrais do processo de formação de preços no contexto do MIBEL reside no mecanismo de gestão de congestionamentos adoptado para a interligação entre Portugal e Espanha, que recebeu a designação de "modelo de separação de mercados". No contexto da aplicação deste modelo aos mercados diários, os fluxos de importação/exportação entre Portugal e Espanha são

¹ As referências a Portugal no presente relatório reportam-se a Portugal Continental.

determinados em função das diferenças de preço verificadas nas unidades marginais de oferta dos dois países.

34. Ocorrendo congestionamentos no sentido importador, a concorrência para a satisfação da unidade marginal de produção, que garante o equilíbrio entre oferta e procura, processar-se-á em função das condições da oferta em Portugal. Nessa medida, quando ocorrem congestionamentos, os mercados Português e Espanhol separam-se, constituindo, necessariamente, dois mercados geográficos distintos.
35. O advento do mercado ibérico veio demonstrar diferenças de preço entre os dois mercados nacionais integrados num modelo harmonizado de negociação grossista da energia eléctrica, gerando, desta forma, elevados níveis de congestionamento na capacidade de interligação entre os dois sistemas eléctricos.
36. O presente relatório visa analisar precisamente os factores que podem justificar as diferenças nos preços grossistas de energia eléctrica de Portugal e Espanha. Note-se que os preços objecto de análise correspondem àqueles que são formados no mercado diário do MIBEL. Na comparação de preços entre os dois países ignoram-se as componentes referentes aos custos relacionados com serviços de sistema e pagamentos de garantia de potência²..
37. O estudo do diferencial de preços é contextualizado na análise à estrutura da oferta do mercado, nomeadamente em termos do seu grau de concentração e *mix* produtivo, salientando-se as diferenças observadas entre os dois países. Realce-se, também, a apresentação de alguns elementos essenciais à compreensão dos incentivos dos agentes em mercado e à evolução da estrutura da oferta, como sejam o mecanismo de compensações CMEC, os leilões de capacidade virtual, as novas licenças de produção, o reforço da capacidade de interligação, etc.
38. Procedeu-se, igualmente, a uma análise dos factores que poderão justificar as diferenças de preço constatadas no segundo semestre de 2007, tais como: a evolução da capacidade de importação, a evolução do regime hidrológico, nível de concorrência no mercado Espanhol, a relação entre os preços de oferta das centrais em mercado e os custos variáveis de produção de energia eléctrica, as

²O pagamento de garantia de potência existe somente em Espanha. Em Portugal, este tipo de pagamento, apesar de previsto, ainda não foi aplicado.

paragens técnicas de centrais térmicas a carvão e gás natural em Portugal e os desvios de previsão entre a procura em mercado diário e a procura real.

39. Esta análise é essencialmente suportada em informação pública recolhida do site público do Operador do Mercado Diário do MIBEL (OMEL), referente às ofertas de preço e quantidade de cada central, para as 4417 horas negociadas em mercado diário no segundo semestre de 2007. Para aprofundar a análise foram ainda solicitados elementos junto da EDP e da REN, alguns de natureza confidencial.
40. A partir da informação recolhida do site do OMEL analisaram-se os preços de oferta a que foi colocada a produção de cada central. A partir dessa informação elaboraram-se simulações de preço de mercado tendo em vista analisar os impactos na formação de preço das indisponibilidades programadas e fortuitas das centrais térmicas a carvão e a gás natural registadas no período analisado.
41. Os dados recolhidos em relação às centrais da Turbogás e da Tejo Energia decorreram, essencialmente, de informação que é publicada nos documentos tarifários da ERSE e de informação fornecida pela REN.
42. O presente relatório encontra-se estruturado do seguinte modo: nos capítulos 2 a 5 enquadram-se, sumariamente, os elementos de natureza estrutural e regulamentar que caracterizam o mercado de energia eléctrica nacional. No capítulo 6 analisam-se o conjunto de factores de custos e incidências que contribuem para a explicação do diferencial de preços apurado. No capítulo 7, apresentam-se as principais conclusões do estudo.

2. Caracterização do Sector eléctrico³

2.1 A cadeia de valor

43. A cadeia de valor no sector eléctrico integra a produção, transporte, distribuição, comercialização e consumo de energia eléctrica.
44. A produção, em centrais electroprodutoras – térmicas ou a partir de fontes renováveis, incluindo os grandes aproveitamentos hidroeléctricos –, cobre em Portugal grande parte do consumo de energia eléctrica, sendo a restante obtida por importação através das interligações com a rede espanhola. Esta energia é encaminhada para a rede de transporte, em alta ou muito alta tensão, que a entrega às redes de distribuição, em níveis de tensão mais baixos, para satisfação das necessidades dos consumidores.
45. De modo a manter as actividades do sector eléctrico abertas à entrada de novos operadores em regime de mercado, foi separada a propriedade da rede transporte das restantes actividades do sector e a distribuição foi juridicamente e funcionalmente separada da actividade de comercialização de energia eléctrica. Enquanto a distribuição veicula a energia nas condições técnicas adequadas através das redes, a comercialização garante os procedimentos comerciais inerentes à venda a grosso e a retalho de energia eléctrica.

2.2 Produção

46. Cerca de 65,1% da produção de electricidade em Portugal em 2007 teve origem térmica (centrais a carvão, gás natural e fuel) e em aproveitamentos hidroeléctricos de grande dimensão, correspondendo à designada Produção em Regime Ordinário. A produção de energia a partir do designado sistema de Produção em Regime Especial (PRE), que compreende aproveitamentos eólicos, solares fotovoltaicos, mini-hídricos, biomassa e biogás bem como a co-geração (modalidade de produção térmica em que é aproveitado o calor gerado na

³ Este capítulo reproduz parcialmente informação que é publicada no site da ERSE. Por razões de rigor e clareza de exposição optou-se por manter o texto próximo daquele que consta da fonte reproduzida.

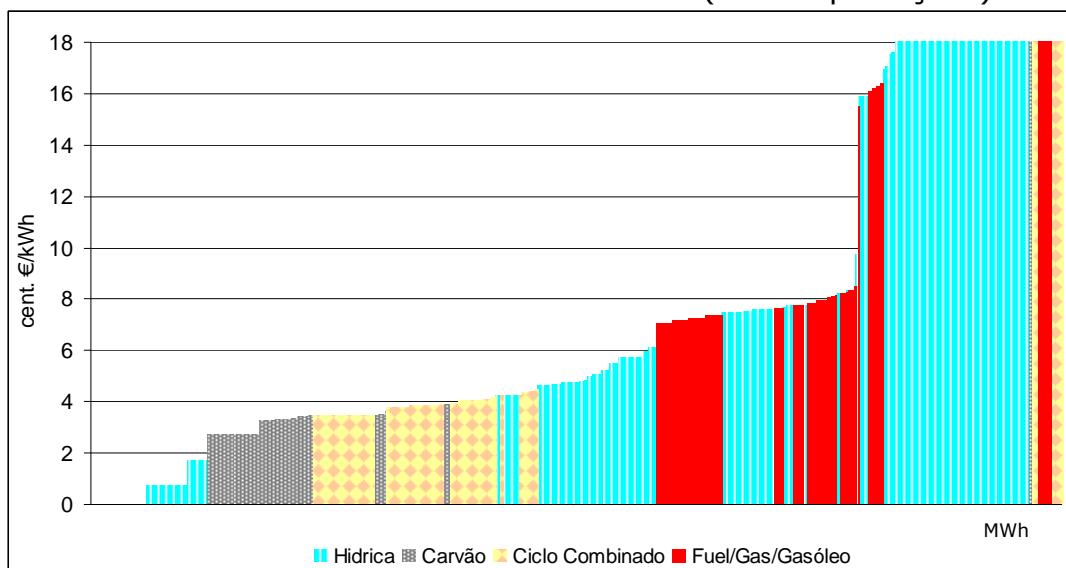
⁵ Este gráfico foi construído com base na curva da oferta de produtores nacionais para o dia 23 de Outubro de 2007, na hora 17, disponível em www.omel.es, considerando para as ofertas infra-marginais apenas aquelas que foram casadas.

combustão para fins industriais ou de aquecimento) contribuiu com cerca de 20% da produção nacional em 2007. Os restantes 14,9% tiveram origem em importações a partir do mercado Espanhol.

47. No parque electroprodutor nacional, entre as centrais térmicas, as que utilizam carvão são as que apresentam menor custo de produção – embora se se tomar em consideração o custo do CO₂ possam vir a ficar mais caras –, as centrais a gás natural ocupam um posição intermédia, enquanto que as centrais a fuel são as de custo mais elevado.
48. Já em relação à produção hídrica, o seu custo varia consoante o tipo de aproveitamento hidroeléctrico. As centrais de fio-de-água têm reduzida capacidade de armazenamento de água, turbinando o caudal do rio. O custo marginal de produção destas centrais é próximo de zero sendo o nível de produção, essencialmente, dependente do nível de afluência de água.
49. No que respeita a uma albufeira, a determinação do seu custo é bastante mais complexa, na medida em que depende de modelos de previsão de pluviosidade, do nível de armazenamento e dos preços futuros da energia. De facto, apesar do custo marginal de produção ser próximo de zero, como nos fios-de-água, a existência de capacidade de armazenamento permite uma gestão inter-temporal do recurso, ou seja, se se realiza um descarregamento de parte da capacidade de água de uma albufeira hoje, esta água já não pode ser utilizada amanhã.
50. A utilização da água tem assim associado um custo de oportunidade, que será tanto maior quanto maior a escassez do recurso. Este custo de oportunidade é susceptível de ser mensurado a partir de modelos matemáticos, sendo prática corrente no sector eléctrico a utilização destas ferramentas para determinar esse custo.
51. A ordenação dos centros electroprodutores por custo de produção, conforme se referiu, define uma “ordem de mérito” de utilização das centrais (vide figura seguinte). As centrais de mais baixo custo são utilizadas em praticamente 100% das horas, parando sobretudo para manutenção. São essas centrais que, tipicamente, marcam o preço nas horas da noite (horas de vazio). Às centrais nesta posição, na ordem de mérito, costuma dar-se o nome de centrais de “carga base”.

52. As centrais que ocupam a posição intermédia são utilizadas eminentemente durante o dia (horas fora de vazio), parando ou reduzindo a sua produção durante a noite. As centrais mais caras são utilizadas, sobretudo, nos períodos de maior procura (horas de ponta), marcando o preço nesses períodos.
53. As centrais hidroeléctricas de albufeira são utilizadas com um perfil idêntico ao das centrais térmicas de maior custo de produção, marcando o preço nas horas de maior procura.
54. O gráfico *infra* ilustra a resultante curva da oferta para um período exemplificativo, designadamente a hora 17 do dia 23 de Outubro.

Gráfico 1: Curva da Oferta de energia eléctrica para o mercado Português na Hora 17 do dia 23 de Outubro de 2007 (sem importações)



Fonte: OMEL⁵. Tratamento de dados pela AdC.

55. A PRE, em particular, a de origem renovável, tem custo marginal zero, e um perfil de utilização que depende da intensidade do vento no que respeita à eólica e do nível de precipitação no que respeita à mini-hídrica. A PRE térmica de co-geração, ao contrário, tem um perfil de utilização estável e associado ao nível de actividade das unidades industriais ou de serviços onde residem as co-gerações.
56. A PRE não entra, contudo, na constituição da curva de oferta de mercado dado que tem assegurada um regime de compra garantida, ou seja, a procura que é

levada a mercado será líquida da produção PRE que é necessariamente usada para a sua satisfação (ver ponto 4.4 mais adiante).

2.3 Transporte

57. A Rede Nacional de Transporte (RNT) assegura o escoamento da energia eléctrica produzida nas centrais electroprodutoras a ela ligadas até às redes de distribuição, que a conduz até às instalações de consumo.
58. A rede de transporte está interligada com a rede Espanhola em vários pontos, permitindo trocas de electricidade com Espanha, quer por razões de segurança, quer por razões de abastecimento. Estas ligações melhoram a segurança e a estabilidade da rede e do fornecimento de energia eléctrica bem como facilitam as trocas comerciais de energia eléctrica entre sistemas nacionais, contribuindo para a integração de mercados.
59. A separação da actividade de transporte das restantes actividades do sector, como forma de estabelecer um regime de acesso favorável à concorrência nas actividades de produção, é uma obrigação que decorre das directivas do mercado interno da electricidade.
60. Assim, em 1995, deu-se a separação jurídica e funcional da actividade de transporte no seio da EDP. Em 2000, no âmbito do processo de privatização da EDP, foi criada a REN, empresa detida em 70% pelo Estado e 30% pela EDP. Em 2007, em face da legislação publicada em 2006⁶, foi limitada a participação da EDP (e de outros agentes do sector) a não mais do que 5% do capital social da REN.

2.4 Distribuição

61. As redes de distribuição possibilitam o escoamento da energia eléctrica recebida da rede de transporte através das subestações e conduzem-na para as instalações consumidoras.

⁶ Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

62. A rede de distribuição em Baixa Tensão é uma concessão municipal. Em Portugal, a EDP detém a quase totalidade das concessões em Baixa Tensão. A actividade de distribuição de electricidade é exercida no seio da EDP em regime de separação jurídica e funcional das restantes actividades.

2.5 Comercialização

63. A comercialização de energia eléctrica encontrava-se integrada com a actividade de distribuição. Com a liberalização do sector procedeu-se à separação jurídica destas duas actividades, permitindo assim a entrada de novos agentes, introduzindo a concorrência no sector susceptível de aumentar a eficiência das empresas e de gerar benefícios para os consumidores.
64. No contexto previsto pela liberalização, os clientes relacionam-se directamente com os comercializadores no que se refere a questões de natureza comercial. Deste modo, 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.
65. Os comercializadores podem livremente comprar e vender electricidade. Nesse sentido, têm direito de acesso às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores podem livremente escolher o seu fornecedor, não sendo a mudança de fornecedor onerada do ponto de vista procedural.
66. Está também consagrada, para protecção dos consumidores, a figura do Comercializador de Último Recurso (CUR), cuja finalidade é servir de garante do fornecimento de electricidade aos consumidores, nomeadamente aos mais vulneráveis, em condições de qualidade e continuidade do serviço. A função de CUR foi atribuída à EDP Serviço Universal.
67. Na tabela seguinte pode ser observada a correspondência entre as actividades relacionadas com a electricidade em Portugal e os agentes económicos que as desenvolvem.

Tabela 1: Actividades constantes da cadeia de valor do sector eléctrico e respectivos agentes intervenientes

Produção	Transporte	Distribuição	Comercialização
TURBOGÁS			EDP Serviço Universal
Tejo Energia			EDP Comercial
EDP	REN	EDP Distribuição	Iberdrola
EDIA/Alqueva (até 24 de Junho de 2008)		Pequenos Distribuidores	Endesa
			Union Fenosa

Fonte: ERSE

3. Caracterização sumária do MIBEL

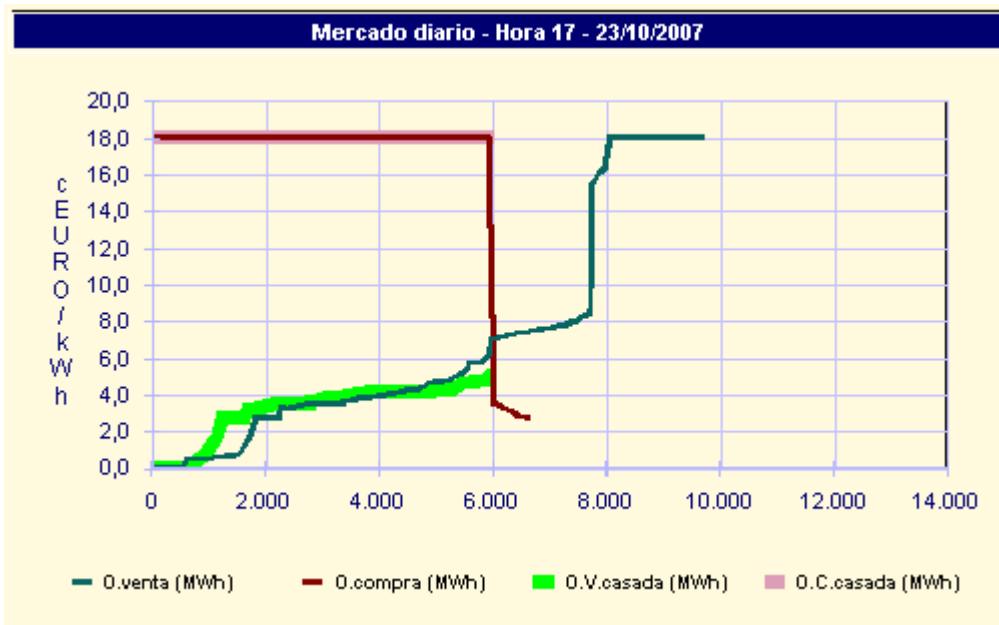
3.1 Introdução

68. Em 1 de Julho de 2007 entrou em funcionamento o mercado grossista diário do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), onde, numa base diária, os produtores de ambos os países colocam, em regime de concorrência, as suas ofertas de venda de energia eléctrica.
69. O MIBEL é constituído pelo conjunto de transacções derivadas da participação dos agentes de mercado nas sessões dos mercados diário e intra-diário e mercado a prazo e da aplicação dos procedimentos de operação técnica do sistema. Os mercados diário e intra-diário são geridos pelo OMIE, sediado em Madrid. O mercado a prazo é gerido pelo OMIP, sediado em Lisboa.
70. Fazem ainda parte integrante do mercado grossista da produção os contratos bilaterais físicos, concluídos entre vendedores e compradores, cuja negociação decorre à margem dos mercados organizados *supra* referidos.
71. Os agentes do mercado são empresas habilitadas para actuar no mercado de produção como vendedores e compradores de electricidade. Podem actuar como agentes de mercado os produtores, distribuidores e comercializadores de electricidade, assim como os consumidores qualificados de energia eléctrica e as empresas ou consumidores residentes noutras países externos ao Mercado Ibérico, que possuam a certificação de agentes externos.

3.2 Mercado diário, intra-diário e de contratação dos serviços de ajuste de sistema

72. O mercado diário é o mercado no qual ocorrem a maioria das transacções, realizando-se todos os dias até às 10:00 da manhã do dia anterior (hora Portuguesa) ao da entrega da energia.
73. Do lado da oferta, cada produtor, para cada hora, submete ofertas de venda, compostas por pares de preço e quantidade. Do lado da procura, para cada hora, os distribuidores e comercializadores de electricidade submetem ofertas de compra. O preço de equilíbrio da energia, para cada hora, obtém-se da oferta marginal de venda – de preço mais alto – necessária para a satisfação da procura (vide figura seguinte).

Gráfico 2: Oferta e procura em mercado diário em Portugal na hora 17 do dia 23 de Outubro de 2007

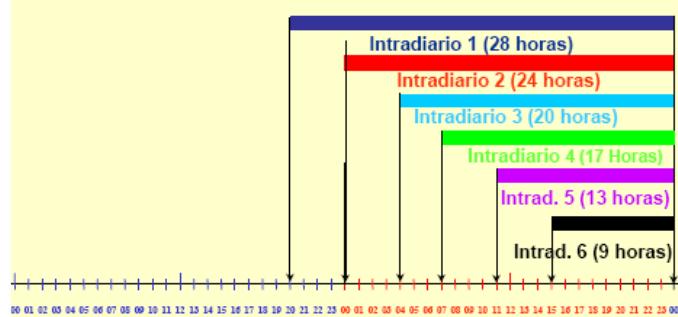


Nota: Ofertas de Venda; Ofertas de Compra; Ofertas de Venda Casada; Ofertas de Compra Casada

Fonte: OMEL

74. Para cada hora define-se um preço único, que remunera identicamente todas as unidades de oferta seleccionadas a produzir no âmbito do leilão competitivo. Do exposto resulta que cada agente produtor que tenha realizado uma oferta de preço infra-marginal – i.e. com um preço inferior ao preço de equilíbrio – recebe o preço de equilíbrio e não necessariamente o preço da sua oferta de venda.

Gráfico 3:Sessões do mercado intra-diário

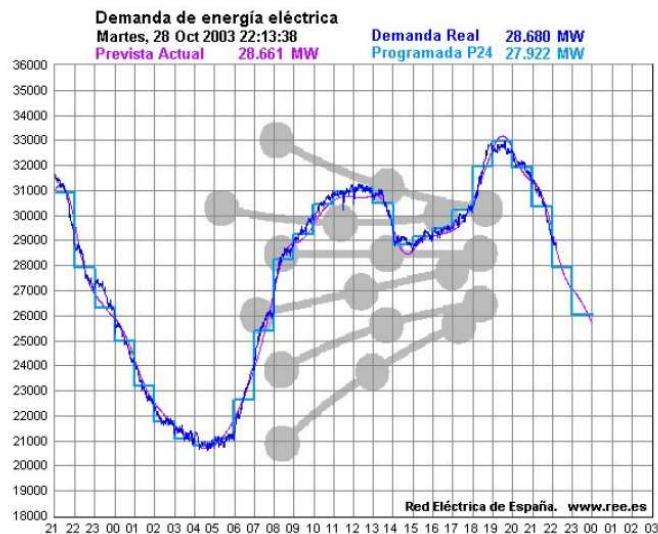


Nota: no eixo das abcissas representam-se as horas em que ocorrem os mercados

Fonte: OMEL

75. O mercado intra-diário é um mercado de ajustes, que visa incorporar desvios de previsão da procura e ajustamentos na programação de produção que os agentes queiram efectuar. Compreende seis sessões de negociação diárias, em aproximação ao momento da entrega da energia.
76. Por sua vez, o mercado de contratação dos serviços de ajuste de sistema, permite ao operador de sistema garantir o permanente equilíbrio entre a energia produzida e a energia consumida, gerindo os desvios que possam acontecer entre a energia que foi programada fornecer no mercado diário e intra-diário e aquela que é necessária à satisfação, em tempo real, da procura.
77. Na figura seguinte ilustra-se como os diferentes mercados se complementam. Do mercado diário e intra-diário resulta uma programação de produção para cada hora, que é definida como o encontro entre o conjunto das ofertas de produção de preço mais baixo e uma previsão de procura para cada hora. Resulta desta programação uma aproximação, em escada, a uma procura que, em termos reais, é uma variável contínua.
78. Em tempo real, o operador de sistema, a partir do centro de controlo do sistema eléctrico, gera o sistema no sentido de que a produção seja sempre igual à procura. Ocorrendo desvios entre produção e consumo resulta uma degradação da qualidade de fornecimento que pode culminar em interrupção do serviço de distribuição ao consumidor (vulgo "apagão"). Para gerir desvios, o operador do sistema (o proprietário da rede eléctrica) ora diminui a produção face ao programado ora aumenta essa produção, fazendo-o com recurso aos serviços de sistema que contrata com as centrais.

Gráfico 4: Desvios da quantidade transaccionada face ao consumo real



Nota: No eixo abcissas representam-se horas e nas ordenadas MW

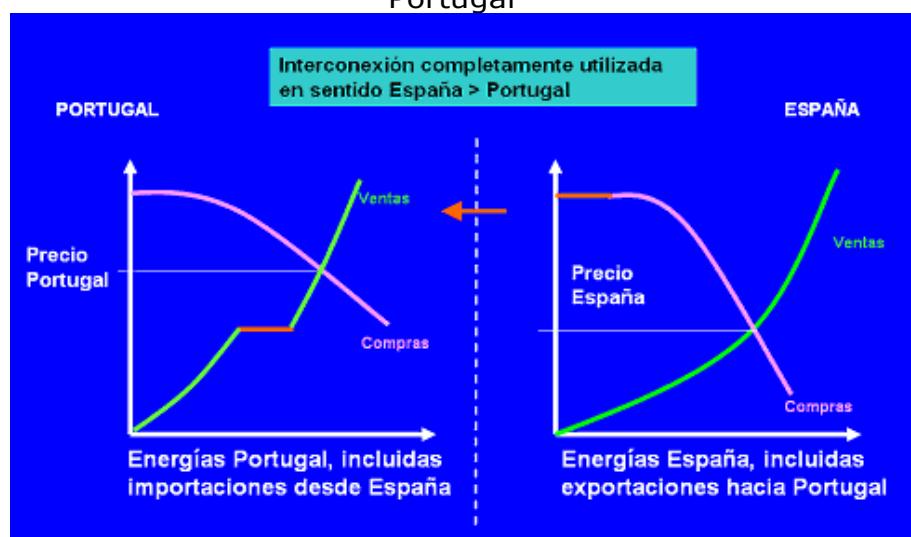
Fonte: REE

3.3 Gestão de congestionamentos

79. O mecanismo de gestão da interligação que foi proposto pelo Conselho de Reguladores do MIBEL de Março de 2006 consiste num modelo misto em que se conjugam um mecanismo de Separação de Mercados (*market splitting*), aplicado no horizonte do mercado diário, complementado com leilões explícitos de capacidade, anteriores ao horizonte diário, para a atribuição de direitos físicos de capacidade.
80. Na operação dos mercados diários, a formação dos preços será baseada no mecanismo de *market splitting*. Na ausência de congestionamentos, os preços serão idênticos nos dois países.
81. Sendo assim, a ausência de congestionamento no sentido importador tem como significado que a unidade marginal de oferta que satisfaz a condição de equilíbrio do mercado Português pode ser fisicamente obtida, em condições idênticas, por via de importações ou por produção nacional.
82. A ausência de congestionamento no sentido exportador significa igualmente que a produção nacional e a produção Espanhola concorrem em condições fisicamente idênticas para a satisfação da procura doméstica em Espanha.

83. Pelo contrário, a separação de mercados em diferentes zonas de preços ocorre quando a capacidade de interligação é insuficiente para arbitrar totalmente as diferenças de preços que possam existir. Neste caso, os preços serão formados reflectindo as condições da oferta e procura em cada região do MIBEL, tendo em conta a máxima utilização da capacidade de interligação disponível.
84. Um congestionamento no sentido importador tem como significado económico o esgotamento da possibilidade de recorrer a unidades extra de energia provenientes de importação para satisfazer a procura doméstica.
85. Quando ocorre congestionamento no sentido importador, a condição de equilíbrio entre oferta e procura será necessariamente obtida através de uma unidade marginal de oferta produzida por um centro electroprodutor em Portugal.
86. Conforme se descreve na figura seguinte, a aplicação do *market splitting* face a um congestionamento no sentido Espanha-Portugal, pode ser ilustrada em Espanha como um incremento da procura (equivalente à capacidade de exportação espanhola) e em Portugal como a adição de um segmento da curva de oferta (equivalente à capacidade de importação portuguesa) ao preço de equilíbrio de Espanha.

Gráfico 5: *Market splitting* por congestionamento no sentido Espanha-Portugal



Fonte: OMEL

87. Decorre do exposto, que o operador de mercado compra a energia transitada de Espanha para Portugal ao preço de Espanha e a revende em Portugal ao preço Português, necessariamente mais alto.
88. A existência de congestionamentos gera nestes termos uma renda, a qual é designada por “renda de congestionamento” (igual ao produto da diferença de preços pelo volume importado). Esta renda de congestionamento, de acordo com regulamento comunitário⁷, reverte em favor dos proprietários das linhas de interligação, no caso repartida entre a REE e a REN.
89. Relativamente às rendas de congestionamento recebidas pela REN, a ERSE⁸ considerou que esse montante deve ser afectado, por ordem de prioridade, às seguintes rubricas: i) custo com as tarifas transfronteiriças; ii) investimento em interligações; iii) o remanescente revertido nas tarifas.
90. Os leilões explícitos de capacidade, embora previstos, não foram ainda implementados. Nestes leilões procede-se à atribuição de direitos físicos de capacidade que permitem aos agentes titulares dos mesmos a programação de contratos bilaterais físicos entre os dois países.
91. Estes direitos serão atribuídos em leilões, anuais e mensais, ao preço marginal de licitação, sendo a capacidade posta a leilão determinada com os seguintes pressupostos:
 - Um mínimo de 1/3 da capacidade comercial de interligação será reservada para transacções nos mercados diários.
 - A capacidade posta a leilão reflectirá a previsão, baseada em critérios conservadores, da capacidade comercial disponível no horizonte temporal relevante – ano seguinte/mês seguinte –, no sentido de garantir a firmeza dos direitos adquiridos.
92. No horizonte diário, a integração entre o mecanismo de *market splitting* e os direitos de capacidade física será baseada no princípio “utilizado ou recompensado”: Diariamente, previamente à negociação nos mercados do dia seguinte, a cada agente que disponha de direitos físicos de capacidade será conferida a possibilidade de utilizar os respectivos direitos físicos para programar contratos bilaterais ou ceder os seus direitos para o mecanismo da Separação de

⁷ Regulamento (CE) N.º 1228/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho de 2003 relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade.

⁸ ERSE, Tarifas e preços para a energia eléctrica e Outros serviços em 2009 e Parâmetros para o período de Regulação 2009-2011, Dezembro de 2008.

Mercados, recebendo como contrapartida o correspondente diferencial de preços entre mercados, caso sejam identificados congestionamentos na interligação⁹.

93. O mecanismo de gestão da interligação entre Portugal e Espanha exposto possui as seguintes características no que respeita ao seu desempenho:
- Garante, no curto prazo, a maximização da utilização da capacidade de interligação efectivamente disponível, conforme os valores determinados pela REN e REE para cada hora de negociação nos mercados diários do MIBEL.
 - Os direitos físicos de capacidade de transporte terão uma componente física, que se relaciona com a possibilidade de programar contratos bilaterais entre os dois sistemas eléctricos, e uma componente financeira. O preço pago em leilão corresponderá a um contrato *forward* para as diferenças de preços entre os dois sistemas eléctricos no horizonte temporal de aplicação do direito físico. Os detentores dos direitos terão, deste modo, um instrumento de gestão do risco que advém de diferenças potencialmente voláteis dos preços entre os dois sistemas.
94. Refira-se que, de acordo com a Proposta do Conselho de Reguladores do MIBEL¹⁰, a EDP, como consequência de atribuição do estatuto de Operador Dominante em Portugal, deverá ser impedida de comprar capacidade de interligação em leilão no sentido importador.
95. De facto, a posição dominante que a EDP detém em Portugal¹¹, seja na produção, seja na comercialização, permitir-lhe-ia utilizar de forma estratégica a participação nesses leilões, quer incrementando o preço em leilão quer limitando o acesso de terceiros concorrentes à capacidade de interligação. Dessa actuação poderia resultar um incremento dos custos dos seus rivais nos mercados de retalho, onde as importações são essenciais para garantir a efectiva contestabilidade na comercialização ao consumidor final.
96. A atribuição à EDP de uma percentagem fixa da capacidade de importação contribuiria também para o agravamento dos níveis de concentração do lado da oferta.

⁹ O valor será zero no caso de ausência de congestionamento.

¹⁰ ERSE, CMVM, CNE, CNMV, *Proposta do Conselho de Reguladores do MIBEL: Operador Dominante Metodologia E Aplicações*, 2008.

¹¹ Vide a este respeito, e.g. as decisões da AdC e da Comissão Europeia relativa a operações de concentração em que a EDP foi parte notificante.

4. Estrutura da Oferta na Produção de Electricidade

4.1 Quotas de mercado

97. Em Portugal Continental, do lado da produção em regime ordinário, a EDP destaca-se como o principal agente em mercado. Os restantes agentes – Tejo Energia e Turbogás – estão ainda vinculados a contratos em exclusividade e de longo prazo¹² (Contratos de Aquisição de Energia - CAE) com a REN, onde esta última se assume como comprador exclusivo. As centrais da Tejo Energia e Turbogás são colocadas em mercado pela REN *Trading*¹³.

Tabela 2: Estrutura da oferta na capacidade de produção de energia eléctrica em 2007, em MW

Tecnologia	Total	EDP	Turbogás	Tejo Energia	Alqueva ¹⁴	Outros
Centrais Hidroeléctricas						
Albufeiras	2.474	2.234			240	
Fios de Água	1.860	1.860				
Centrais Termoeléctricas						
Carvão	1.776	1.192		584		
Fuel	1.476	1.476				
Fuel/Gás natural	236	236				
Gasóleo ¹⁵	165	165				
Gás natural	2.166	1.176	990			
Produção em Regime Especial*	3.639	605				3.034
Capacidade de Importação**	1.114					
Total	14.906	8.944	990	584	240	3.034
%	100	60,0	6,6	3,9	1,6	20,4

Fonte: EDP Apresentação de Resultados de 2007 e 2006; REN

* A capacidade PRE da EDP em Portugal em 2007 foi estimada pela AdC.

** Valor médio de 2007, reportado pela REN, *Informação Mensal Sistema Electroprodutor*, Dezembro de 2007.

98. A concorrência da EDP consiste assim na energia importada de Espanha e nas duas centrais que são colocadas em mercado pela REN *Trading*.
99. Conforme a tabela anterior, a EDP detém cerca de 60% da capacidade de produção em Portugal (65% se excluirmos as importações). Nas tecnologias

¹² O horizonte temporal destes contratos relaciona-se com a vida útil dos equipamentos.

¹³ Empresa contabilisticamente e juridicamente separada da REN, embora detida a 100% por esta.

¹⁴ Conforme decisão do Conselho da Autoridade da Concorrência de Junho de 2008 foi autorizada, com condições e obrigações, a operação de concentração EDP/Activos EDIA (Alqueva*Pedrógão), pela qual a EDP passou a assumir o controlo sobre a central de Alqueva. O compromisso assumido pela EDP envolve a cedência por um prazo de 5 anos da gestão das centrais de Aguiar e Raiva (Cfr. Comunicado 9/2008 - AdC autoriza, com condições e obrigações, a operação de concentração EDP/Activos EDIA (Alqueva*Pedrógão)).

¹⁵ Refere-se à central de Tunes, aquela que apresenta custos variáveis mais elevados em Portugal, não tendo sido utilizada no decurso do período analisado, pelo que não fará parte da análise realizada no presente relatório.

hídrica e térmica a fuel, aquelas que marcam o preço durante os períodos de maior procura, a EDP é detentora da quase totalidade dos centros electroprodutores (cerca de 96% do conjunto dessas duas tecnologias).

100. No que respeita à produção de energia eléctrica, em 2007, a EDP contribuiu com 52% da produção total nacional.

Tabela 3: Estrutura da oferta na produção de energia eléctrica em 2007, em %

Empresa	2007 (%)
EDP (PRO+PRE*)	52,0
Turbogás	8,8
Tejo Energia	7,1
EDIA	0,4
Outros (PRE)	16,8
Saldo Importador	14,8
Total (incluindo consumo de bombagem)	100,0

Fonte: EDP Apresentação de Resultados de 2007 e 2006; REN.

* A produção PRE da EDP em Portugal em 2007 foi estimada pela AdC.

101. No que respeita ao Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH)¹⁶, apurou-se um valor de 4076 pontos medido na capacidade de produção e a 3178 pontos medido na produção efectiva, valores que correspondem aos de um mercado com um elevado nível de concentração.

102. O facto de a capacidade de interligação não ser suficiente para garantir uma integração do Mercado Ibérico – este separa-se em duas zonas de preço com elevada frequência – determina que o mercado da produção de electricidade possua uma dimensão nacional.

103. Um aumento de capacidade de importação que conduzisse a uma redução da frequência de congestionamentos poderia ter dois resultados correlacionados entre si: i) a atenuação do poder de mercado da EDP e ii) a conformação de um mercado de produção com uma dimensão geográfica supra-nacional. De facto, numa configuração ibérica do mercado de produção de energia eléctrica, a quota

¹⁶ O IHH é calculado como a soma dos quadrados das quotas das empresas a operar no mercado relevante, assim traduzindo o grau de concentração nesse mercado, e variando entre 0 e 10.000. A Comissão Europeia aplica frequentemente o IHH para conhecer o nível de concentração global existente num mercado – neste sentido vão as mais recentes “Orientações para a apreciação de concentrações horizontais nos termos do regulamento do Conselho relativo ao controlo das concentrações”, JO C 31, de 5.02.2004.

de mercado da EDP não iria além dos 16%, posicionando-se, ainda assim, como o terceiro maior produtor ibérico¹⁷.

104. Em Portugal, a posição observada pela EDP no mercado de produção determina, que em praticamente todo o tempo, esta seja indispensável para satisfazer a procura, como se verá nos pontos seguintes. O facto de controlar as principais tecnologias que marcam o preço confere-lhe um elevado controlo do processo de formação preço grossista da electricidade. Decorre do exposto que a EDP tem uma posição dominante na produção de energia eléctrica em Portugal.

4.2 Indispensabilidade da EDP

105. O desempenho dos mercados de produção de electricidade é marcado pelo facto da energia eléctrica constituir um bem não armazenável e o seu fornecimento exigir o equilíbrio permanente entre procura e oferta.

106. O poder de mercado adquire, assim, um carácter temporal em resultado das características que presidem à negociação nos mercados grossistas, onde as condições de oferta e procura e a formação dos preços são aferidas de hora a hora.

107. Os preços horários da energia podem mesmo atingir níveis elevados como consequência da reduzida sensibilidade da procura no curto prazo a variações dos preços. Na verdade, a procura de energia eléctrica, no curto prazo, é praticamente vertical, ou seja, é muito inelástica (vide Gráfico 2).

108. Em resultado de restrições de capacidade, seja de produção, seja de capacidade de transporte, o número de produtores susceptíveis de satisfazerem a procura residual (i.e., com capacidade de produção disponível para responderem a incrementos adicionais da procura) pode, em inúmeras circunstâncias, ser substancialmente inferior ao número de produtores em actividade no mercado.

109. Na medida em que os produtores relevantes se tornam indispensáveis, eles adquirem poder de mercado no mercado grossista de electricidade, podendo, desse modo, adoptar comportamentos significativamente independentes dos seus concorrentes, clientes e, em última análise, dos consumidores finais.

¹⁷ Vide Federico, G., Vives, X., Fabra, N., "Competition and Regulation on the Spanish Gas and Electricity Markets", IESE, Novembro 2008.

110. O facto da energia eléctrica não ser armazenável e a sua procura grossista, no horizonte de curto prazo, ser inelástica determina que o equilíbrio entre consumo e produção de energia eléctrica seja, em geral, garantido do lado da produção. De facto, em condições normais, os consumidores, no curto prazo, não reagem a sinais de preço. Sendo assim, dependendo da estrutura da oferta, em determinadas circunstâncias, um único produtor pode tornar-se indispensável à garantia do equilíbrio entre a procura e a produção necessária ao abastecimento ininterrupto de energia eléctrica.
111. A indispensabilidade de um determinado produtor é pois uma medida de poder de mercado, podendo ser mensurada a partir de índices específicos adaptados às características do sector eléctrico, nomeadamente o *Pivotal Supplier Index* (PSI) e o *Residual Supplier Index* (RSI). Estes índices têm sido utilizados pela Comissão Europeia¹⁸ e outras autoridades nacionais de concorrência¹⁹ na análise do mercado de produção de energia eléctrica.
112. O *Pivotal Supplier Index* (PSI) mede a percentagem de horas em que um dado operador é indispensável no mercado (i.e., quando a soma da capacidade de produção disponível de terceiros operadores e importações²⁰ é insuficiente para satisfazer toda a procura no mercado numa determinada hora).
113. O cálculo do PSI para a EDP, durante o segundo semestre de 2007, determina que em 98,4% das horas a EDP constituiu um produtor indispensável à satisfação da procura no mercado diário. Por outras palavras, sem a participação da EDP com as suas centrais, não estariam garantidas as condições necessárias para que o abastecimento de electricidade se processasse de forma ininterrupta.
114. Considerou-se no cálculo deste indicador a procura total no mercado diário e a capacidade comercial de importação efectivamente verificada. A capacidade de concorrentes da EDP considerada incorporou as paragens verificadas relacionadas com a indisponibilidade programada da central do Pego para instalação de equipamento de redução de emissões poluentes, registada durante o segundo semestre de 2007.

¹⁸ Vide "Report on the Energy Sector Inquiry", Comissão Europeia, Janeiro de 2007.

¹⁹ Vide "Expediente de Concentración Económica C94/05, Gas Natural/Endesa, Tribunal de Defensa de La Competencia", disponível em <http://www.cncompetencia.es/>.

²⁰ Em geral, os índices de indispensabilidade são calculados com e sem importações. No caso nacional, se se ignorarem as importações, o indicador de indispensabilidade determina que a EDP será sempre indispensável à garantia do fornecimento da procura.

115. Refira-se, ainda, que a central de Alqueva foi modelada como participando em todas as horas do período das 9 às 24 horas. Esta última hipótese poderá ser considerada irrealista. De facto, apesar da significativa dimensão da albufeira de Alqueva essa não deixa de ser limitada, impedindo desse modo utilizações em todas as horas consideradas no período analisado. Todavia, uma vez que o que indicador PSI mede é a capacidade potencial de terceiros agentes substituírem a produção da EDP, entende-se que em todas as horas de fora de vazio a central de Alqueva, gerida pela EDIA, pudesse constituir um elemento de potencial pressão concorrencial.
116. A principal limitação qualitativa do indicador PSI decorre do facto de se tratar de uma medida binária da indispensabilidade de um dado produtor. Assim, do seu valor não se pode concluir se um comportamento estratégico pelo produtor pivotal/indispensável é ou não lucrativo, i.e., se nas circunstâncias em que se torna indispensável este produtor adquire ou não uma posição em que, actuando de forma independente dos seus concorrentes, da procura e dos consumidores aumenta os seus lucros.
117. A leitura da indispensabilidade pode ser complementarmente analisada através do *Residual Supplier Index* (RSI)²¹. Este indicador, calculado para um dado agente, computa o rácio entre a capacidade disponível de produção de terceiros agentes e a procura total.
118. Como refere a Comissão Europeia²², este indicador fornece uma medida contínua da indispensabilidade e de poder de mercado de um dado produtor. Se o valor computado do RSI, numa dada hora, para um determinado agente, for equivalente a 0,75, tal significa que esse agente é indispensável para a satisfação, nesse período horário, de 25% da procura.
119. Quanto mais elevado o valor deste rácio, menor a percentagem da procura que o agente, para o qual é calculado o RSI, é indispensável a satisfazer e, nessa medida, menor o seu poder de mercado.
120. Seguindo a mesma metodologia adoptada para o cálculo do PSI, determinou-se o RSI da EDP para todas as horas do segundo semestre de 2007, considerando, por um lado, a procura do mercado diário (a qual já está subtraída do valor da

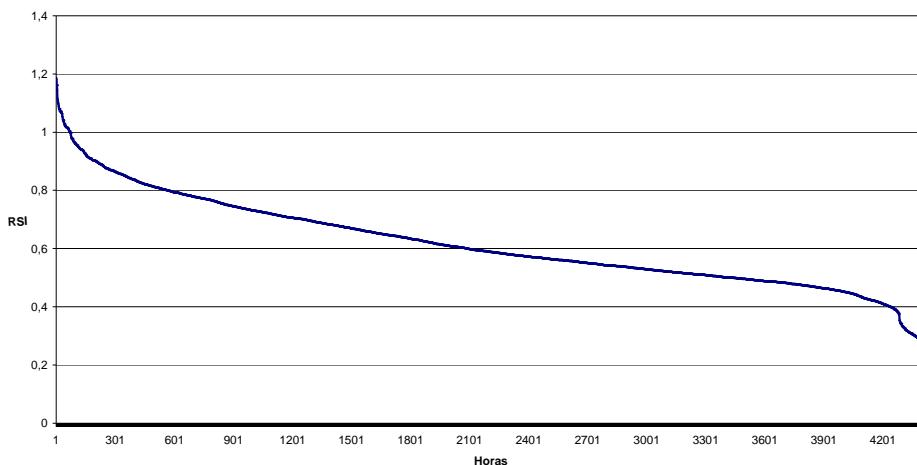
²¹ A aplicação prática do indicador RSI foi desenvolvida pelo *California Independent System Operator (CAISO)*. Como refere o "Report on the Energy Sector Inquiry" da Comissão Europeia, a aplicação do RSI demonstrou uma boa correlação com o índice de *Lerner* (índice de poder de mercado) no mercado da Califórnia no ano de 2000. Em geral, considera-se que agentes de mercado com RSI inferiores a 1,1 em mais de 5% do tempo detém poder de mercado.

²² Vide "Report on the Energy Sector Inquiry", Comissão Europeia, Janeiro de 2007.

PRE) e, por outro, a capacidade disponível de operadores concorrentes no segmento de produção em regime ordinário (PRO) e a capacidade comercial de importação efectivamente verificada.

121. Como é possível verificar pela figura *infra*, a EDP detém um RSI inferior a 0,5 em 22% das horas do período analisado (correspondente a 984 de um total de 4417 horas no segundo semestre de 2007), o que significa que a EDP é indispesável para fornecer mais de 50% da procura em cerca de 22% das horas. Se considerarmos um RSI de 0,75, verificamos que a EDP detém um RSI inferior a este valor em mais de 80% das horas do segundo semestre de 2007 (correspondentes a 3549 de um total de 4417 horas), ou seja, em mais de 80% das horas a EDP é necessária a satisfazer pelo menos 25% da procura no mercado diário.

Gráfico 6: RSI da EDP para o segundo semestre de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dac Nº de horas do 2º sem. de 2007

122. O RSI da EDP sobe a valores superiores a 1 nas horas em que este deixa de ser indispesável (i.e. as horas em que o seu PSI é nulo).

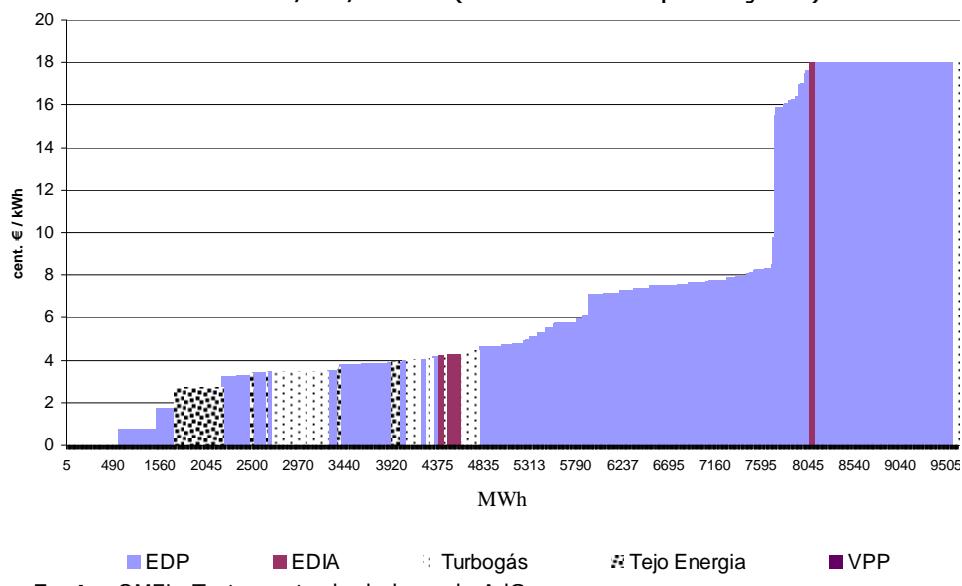
4.3 Ordem de mérito das ofertas de produção de energia eléctrica em mercado

123. A análise do ponto anterior pode ser completada com informação referente à ordem de mérito das ofertas dos diferentes agentes a operar em Portugal que concorrem em mercado.
124. Com vista a analisar a ordem de mérito, seleccionou-se a curva de oferta em Portugal, numa dada hora de um dado dia, no caso, a hora 17 do dia 23 de Outubro de 2007. Nessa hora os concorrentes directos da EDP no segmento PRO – a Tejo Energia e Turbogás geridas pela REN Trading e a Central Hidroeléctrica de Alqueva gerida pela EDIA²³ – colocaram em mercado toda a sua capacidade de produção.
125. Cumpre notar que, nesse dia, não foram colocados em mercado dois grupos geradores da EDP (um pertencente à central de ciclo combinado do Ribatejo e outro à central de carvão de Sines), e que nessa hora se verificou um congestionamento na capacidade de interligação. Como resultado, os mercados Português e Espanhol foram separados em duas zonas de preços, sendo o preço fixado em Espanha de 42,3 €/MWh e em Portugal de 49,9 €/MWh. O preço em Portugal foi fixado por uma oferta da EDP respeitante ao centro de produção hidroeléctrico Tejo/Mondego.
126. A partir da leitura da curva de oferta representada no Gráfico 7 é possível verificar que a central a carvão da Tejo Energia foi colocada a preços entre 27,2 e 39,2 €/MWh, a central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás foi colocada a preços entre 35 e 44,7 €/MWh e a central hidroeléctrica de Alqueva (EDIA) foi colocada entre 42,5 e 42,8 €/MWh²⁴.

²³ No caso da central do Alqueva, a capacidade foi colocada a preços competitivos em 7 horas do dia, enquanto nas restantes horas a produção foi colocada no preço máximo instrumental de 180 €/MWh.

²⁴ Uma pequena parte da capacidade de produção da Turbogás e da central de Hidroeléctrica de Alqueva foi colocada ao preço máximo instrumental de 180 €/MWh.

Gráfico 7: Curva de oferta das unidades de produção em Portugal às 17 horas do dia 23/10/2007 (excluindo importações)^{25,26}



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

127. É possível, assim, verificar que a zona da curva de oferta onde se assiste a maior concorrência corresponde ao nível de preços entre os 27,2 e 44,7 €/MWh, ou seja, corresponde à zona em que são ofertadas as centrais geridas pela REN Trading e a central da EDIA.

128. Para ofertas de quantidade/preço acima de 44,7 €/MWh, a oferta de preço mais elevada da Turbogás, e verificando-se congestionamento, o preço é determinado pela EDP sem qualquer concorrência. Decidisse a EDP apresentar, em mercado, ofertas de preço mais elevado na zona em que não tem concorrência, produziria o mesmo, dada a rigidez da procura (vide a representação da curva da procura no Gráfico 2), auferindo, porém, uma remuneração mais elevada pela energia vendida em mercado. Dito por outras palavras, nessas circunstâncias, o facto de a EDP incrementar os preços não resulta num desvio das suas vendas para os concorrentes directos, nem numa retracção da procura.

129. Note-se, no entanto, que os preços de oferta dos concorrentes da EDP, em Portugal, poderão apresentar alguma variabilidade ao longo do tempo, dada a natural evolução dos preços dos combustíveis e do regime hidrológico, pelo que

²⁵ Este gráfico foi construído com base na curva da oferta de produtores nacionais no dia 23 de Outubro de 2007, na hora 17, considerando para as ofertas infra-marginais apenas aquelas que foram casadas.

²⁶ No presente gráfico representam-se as ofertas de agentes que adquiriram direitos físicos no âmbito de Leilões de Capacidade Virtual/Virtual Power Plants (VPP). Estas não transparecem na figura uma vez que foram ofertados a preço 0. Para uma melhor compreensão do que são os VPP vide ponto 4.9.

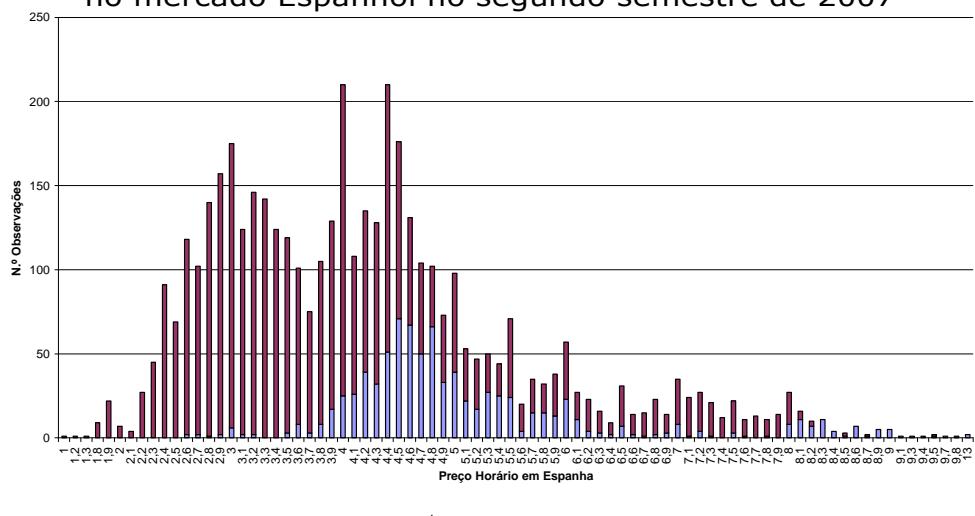
o preço a partir do qual, existindo congestionamentos, a EDP se apresenta numa situação de monopolista residual poderá variar ao longo do tempo.

130. O que importa reter desta análise é que, verificando-se condições da procura e da oferta em que se esgote a capacidade de importação e a capacidade de produção dos seus directos concorrentes, a EDP, em Portugal, não enfrenta concorrência no que toca à formação do preço na satisfação de unidades adicionais de procura nacional.

131. A análise não ficaria completa sem a referência ao posicionamento das importações na ordem de mérito das ofertas em mercado de produção de energia eléctrica em Portugal, o qual depende, naturalmente, do preço que se verifique no mercado Espanhol.

132. Conforme é possível verificar no gráfico *infra*, quanto menor o preço verificado em Espanha, para um dado preço em Portugal, maior a probabilidade de formação de congestionamentos. De facto, quando o preço em Espanha foi fixado em valores inferiores a 40 €/MWh, registaram-se congestionamentos em 96% das horas. Para preços em Espanha superiores a 40 €/MWh, diminui o número de horas com congestionamentos, mantendo-se, no entanto, a predominância de horas de congestionamento. De facto, mesmo para preços de equilíbrio em Espanha superiores a 50 €/MWh, continuam a verificar-se condições propícias à separação de mercados.

Gráfico 8: Relação entre o nível de congestionamento e o preço verificado no mercado Espanhol no segundo semestre de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

133. Outro indicador que permite aferir o poder de mercado dos agentes é a frequência com que as unidades de oferta de um determinado agente marcam o preço em mercado.
134. Durante o segundo semestre de 2007, a EDP marcou o preço grossista em Portugal em mais de 80% das horas em que se registou separação de mercados, valor muito superior ao dos agentes concorrentes em Portugal (REN Trading e Alqueva).

Tabela 4: Frequência com que cada agente marcou o preço no segundo semestre de 2007 em separação de mercados

Mês	EDP	REN Trading	Alqueva
Julho	89,2%	10,8%	0,0%
Agosto	83,9%	13,4%	2,7%
Setembro	84,2%	15,4%	0,3%
Outubro	75,3%	24,5%	0,2%
Novembro	73,2%	19,4%	7,4%
Dezembro	81,3%	15,7%	3,0%
Total	81,2%	16,5%	2,2%

Fonte: OMEL. Tratamento de dados da AdC.

135. Note-se que o indicador de frequência na marcação do preço é superior ao peso que a EDP detém na capacidade de produção, o que se relaciona com o facto da EDP deter a maior parte da capacidade em centrais marginais do sistema eléctrico Português.
136. Sendo certo que os indicadores *supra* analisados demonstram a existência de uma posição dominante da EDP no mercado de produção de energia eléctrica, deverão considerar-se os potenciais efeitos que as compensações CMEC e os VPP poderão ter na conduta em mercado da EDP, conforme se analisa nas secções 4.4 e 4.5.

137. Por outro lado, como se verá também adiante, está previsto um incremento da capacidade de importação e a entrada de novos concorrentes na produção, seja no segmento PRE seja em novas centrais de ciclo combinado a gás natural, factores susceptíveis de vir a atenuar o poder de mercado da EDP.

4.4 Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)

138. A EDP, em Junho de 2007, cessou os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) de longo prazo que detinha com a REN. Estes contratos assentavam num regime de fornecimento exclusivo à REN e garantiam certeza remuneratória.

139. A Tejo Energia (central a carvão do Pego) e a Turbogás (central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro) optaram por não cessar os respectivos CAE, pelo que não estão sujeitas às regras que a seguir se desenvolvem.

140. Resultava desses contratos que a EDP detinha um rendimento líquido pela exploração das centrais que era independente das quantidades de energia efectivamente fornecidas. A fórmula de remuneração contemplava um encargo fixo, ajustado em função do nível de disponibilidade²⁷ registada ao longo do ano, e um encargo variável, que reflectia os custos variáveis (combustíveis) relacionados com a produção efectiva de energia eléctrica, ou seja:

$$CAE = EF + EV$$

em que EF corresponde ao Encargo Fixo e EV ao Encargo Variável.

141. A cessação antecipada desses CAE teve como contrapartida a aplicação de um esquema de compensação. Este esquema, que recebeu a designação de Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), visa manter as condições de remuneração das centrais, conforme anteriormente estabelecido nos CAE, no mercado liberalizado da produção de energia eléctrica.

142. Estas compensações têm uma duração limitada, definida em função da duração dos CAE que foram alvo de cessação, conforme as condições estabelecidas no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

143. As compensações CMEC foram notificadas pelo Estado Português à Comissão Europeia no âmbito do regime de apreciação de auxílios de estado²⁸. Na apreciação realizada pela Comissão Europeia, esta considerou o esquema de compensação como um auxílio de estado, tendo declarado que este era

²⁷ A disponibilidade define-se como a situação em que a instalação se encontra em estado de poder funcionar. A disponibilidade não se refere à utilização do centro electroprodutor. Um centro electroprodutor teria direito à remuneração do encargo fixo mesmo que não fosse utilizado. Teria apenas de demonstrar que estava disponível para ser utilizado. Em cada contrato de aquisição de energia encontrava-se definido o coeficiente de disponibilidade garantido contratualmente. Caso a empresa na exploração do centro electroprodutor demonstrasse um nível de disponibilidade superior ao contratualizado era premiada. Na situação contrária, seria penalizada.

²⁸ Caso de Auxílios de Estado da Comissão Europeia N 161 / 2004 – *Coûts échoués au Portugal*, de 22.09.2004.

compatível com as regras europeias em matéria de auxílios estatais, à luz da Comunicação da Comissão Europeia relativa à metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos.

144. As compensações CMEC são determinadas em duas etapas. Na primeira etapa calcula-se a compensação devida, para os 10 primeiros anos de aplicação do regime, face a um desempenho de mercado estimado para cada central, a partir de estimativas de quantidades vendidas, preços de mercado e custos dos combustíveis.

145. O preço médio de mercado estimado foi fixado nos 50 €/MWh²⁹, enquanto as quantidades vendidas foram determinadas através do modelo de simulação da REN ValorÁgua para um cenário de ano hidrológico médio. Este modelo é utilizado nesta primeira etapa para calcular, para cada centro electroprodutor, as produções por posto horário³⁰ a partir das hipóteses de preços e custos de combustíveis adoptadas.

146. O montante de compensação CMEC, numa base anual, definido na primeira etapa, é dado por³¹

$$\text{CMEC} = \text{EF} - (p_E - c_E)q_E$$

em que p_E corresponde ao preço médio de mercado estimado, q_E às quantidades vendidas estimadas pelo modelo ValorÁgua, c_E ao custo variável estimado, que reflecte a estimativa adoptada para os preços dos combustíveis.

147. Desta primeira etapa resulta, assim, um valor global, que é reflectido anualmente nas tarifas de acesso às redes pagas pelos consumidores, independentemente destes serem fornecidos à tarifa regulada ou por comercializadores em regime livre.

148. O rendimento global em condições de mercado acrescido da compensação CMEC será:

$$p_E q_E + \text{CMEC} = \text{EF} + c_E q_E$$

²⁹ Após ter sido inicialmente fixado nos 36 €/MWh pelo Anexo III do Decreto-Lei nº 240/2004, foi depois revisto para os 50 €/MWh no Decreto-Lei nº 199/2007.

³⁰ Os postos horários correspondem a conjuntos de horas. Para efeitos de simulação consideram-se 5 postos horários. O 1.º posto corresponde às horas de maior procura, o 2.º às procura imediatamente inferiores e assim sucessivamente. A duração relativa dos postos horários é a mesma para todos os meses e pressupõe durações de 6%, 28%, 18%, 21% e 27%, respectivamente para o 1.º, 2.º, 3.º, 4.º e 5.º postos horários.

³¹ Nota: por simplificação, considerou-se apenas o valor de cada ano e não o cálculo do valor bruto da compensação, que resulta do valor actualizado das compensações até ao fim do prazo dos CAE. Assim, nesta apresentação ignoram-se os factores de evolução nominal dos preços bem como taxas de desconto.

149. Assumindo que $c_E q_E \equiv EV$ então $p_E q_E + CMEC \equiv CAE$. No fundo, chega-se à conclusão que o mecanismo CMEC define, para cada central, a equivalência remuneratória entre o antigo regime CAE e o regime actual de mercado.

150. A segunda etapa corresponde à revisão anual das compensações em função das condições de mercado efectivamente observadas – disponibilidades, preços e custos de combustíveis reais. Note-se que em sede de revisibilidade não são tomadas em consideração as quantidades vendidas, mas sim as quantidades óptimas ValorÁgua estimadas *ex post*.

151. As hipóteses necessárias à condução das simulações foram determinadas nos acordos de cessação dos CAE, entre a REN e a EDP, conforme resultado do n.º 5 do Anexo IV do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

152. A componente de revisão, que pode ser positiva ou negativa, é determinada do seguinte modo:

$$\text{Revisão} = EF \times cd + (p_E - c_E)q_E - (p - c)q_{VA} - GP - SS$$

em que:

cd: Diferença entre o coeficiente de disponibilidade verificado face ao coeficiente disponibilidade que estava contratualizado nos CAE. Pode ter um valor positivo ou negativo.³²

p: Preço médio de mercado verificado.

q_{VA}: Quantidades vendidas de acordo com simulação *ex post* ValorÁgua.

c: Custo variável médio, em cujo cálculo é tida em conta a variação dos preços dos combustíveis face às estimativas iniciais.

GP: Receitas devidas pela garantia de potência que acresce ao preço de mercado.

SS: Receitas líquidas devidas às vendas de serviços de sistema.

153. De acordo com as consultoras *Charles River Associates (CRA)*³³ e a *National Economic Research Associates (NERA)*³⁴, em relatórios elaborados a solicitação da EDP no âmbito de procedimentos de concentração apreciados pela AdC, este esquema de compensação determina que a EDP não terá incentivos a manipular os preços no mercado grossista de electricidade.

154. Segundo a análise elaborada por aquelas entidades, uma subida de preços que origine margens superiores às obtidas no cálculo do valor inicial dos CMEC determina a devolução obrigatória aos consumidores desse excedente de

³² Neste caso são reflectidos os encargos fixos adicionais associados ao investimento na instalação de equipamento de redução de emissões poluentes realizado na central de Sines e que não estava previsto no valor inicial do CMEC.

³³ http://www.concorrencia.pt/Download/CRA-The_Competitive_Effects_of_Acquisitions_of_Wind_Power.pdf.

³⁴ http://www.concorrencia.pt/Download/Versao_nao-confidencial_do_Relatorio_da_NERA.pdf.

rendimento. No caso contrário – preços de que resultem numa margem inferior à inicialmente calculada –, a compensação aumenta no sentido de equilibrar a posição da EDP face ao que estava estabelecido nos CAE.

155. A CRA defende ainda que o mecanismo CMEC penaliza uma actuação que não corresponda ao comportamento de um agente competitivo, uma vez que o modelo de revisão tem em conta as quantidades óptimas determinadas *ex post* e não as quantidades realmente vendidas. Segundo a CRA, a margem compensada pelos CMEC corresponde à diferença entre a margem de mercado estimada *ex ante* e a margem calculada com o ValorÁqua simulando o comportamento de um agente competitivo nas condições reais de mercado.
156. Na verdade, se a quantidade realmente vendida, representada por $q_{vendida}$, for inferior à simulada pelo modelo ValorÁqua ocorrerá uma perda financeira para o agente, associada à margem que se deixou de auferir, dada por:

$$(p - c)(q_{vendida} - q_{VA}), \text{ sendo } q_{vendida} - q_{VA} < 0$$

157. No caso de a quantidade produzida exceder a quantidade óptima, q_{VA} , ocorrerá igualmente uma perda financeira, dada por

$$(p - c)(q_{vendida} - q_{VA}), \text{ sendo } p - c < 0$$

na medida em que para quantidades superiores a q_{VA} , a margem deverá ser negativa (assumindo que para quantidades superiores ao óptimo o Rendimento Marginal será inferior ao Custo Marginal).

158. Posição coincidente com a defendida pela NERA e CRA, foi aquela que adoptou a equipa do *Libro Blanco*³⁵ que analisou a reforma do Mercado Eléctrico Espanhol, muito embora, esta reconhecesse a possibilidade de ocorrerem desvios face à designada estratégia competitiva:

No es el objeto de este Libro Blanco discutir o mecanismo portugués, si bien en principio, parece poderse colegir de la información a la que el equipo encargado del mismo ha podido tener acceso, que puede constituirse en un mecanismo útil para mitigar el potencial poder de mercado de EDP en Portugal si la interconexión de la red de transporte entre ambos países se congestionase y que por tanto no debería apenas interferir en la formación del precio conjunto del futuro mercado ibérico. Sí parece cuestionable que los ajustes anuales que se realizan ex post dependan de los cálculos de un modelo que está en poder no sólo de REN sino también de EDP y que no tenemos noticia que cualquier agente ajeno distinto de los actuales propietarios puede replicar. Sería conveniente estudiar si esta circunstancia no otorga a esta última la posibilidad de gestionar sus instalaciones

³⁵ Pérez Arriaga, J., Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, Junho, 2005, disponível em <http://www.mityc.es/energia/es-ES/Servicios1/Destacados/LibroBlanco.pdf>.

arbitrando entre los resultados del modelo, que conoce ex ante, y los precios del mercado, y en esa línea, no sería mala idea que fuese la Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE – la que se encargara de realizar las simulaciones y cálculos.”

159. Apesar da posição defendida pela CRA, pela NERA e pela equipa que elaborou o *Libro Blanco*, não é líquido que as simulações do modelo ValorÁgua exerçam uma restrição significativa ao comportamento da EDP, enquanto agente maximizador de lucros, na colocação das centrais CMEC em mercado.
160. Factor determinante no cálculo das compensações CMEC, nomeadamente na componente de revisibilidade, é o modelo de simulação ValorÁgua da REN. Em sede de revisibilidade o modelo utiliza as condições reais verificadas no ano em revisão, nomeadamente no que diz respeito às afluências aos centros produtores hidroeléctricos, indicadores de referência para os preços de combustíveis, encargos variáveis de operação e manutenção conforme constam do CAE, disponibilidade, condicionantes exógenas à exploração das centrais, etc.
161. O output do modelo ValorÁgua corresponde à distribuição da produção por posto horário e centro electroprodutor que minimiza o custo de fornecimento de energia, atento às condições hidrológicas verificadas.
162. Porém, a simulação ValorÁgua está sujeita às limitações que decorrem de algumas hipóteses simplificadoras que o modelo adopta para o cálculo da revisibilidade, nomeadamente no que respeita às produções de centrais fora do regime CMEC e aos preços de importação utilizados, as quais são susceptíveis de condicionar os resultados da simulação *ex-post*. *Algumas dessas hipóteses*, significam que a simulação tem menores graus de liberdade para se afastar das quantidades realmente produzidas pelas centrais sob o regime CMEC.
163. Por outro lado, muito embora se possa assinalar a existência de um efeito devolutivo na subida de margens de mercado das suas centrais CMEC, relacionado, por exemplo, com subidas de preços, na realidade esse efeito devolutivo não acontece em relação às centrais não cobertas pelo regime CMEC.
164. Cumpre referir que não se encontram abrangidas pelas compensações CMEC a central de ciclo combinado a gás natural da EDP, que entrou em serviço em 2004, e um conjunto de pequenas centrais hidroeléctricas. Os resultados financeiros destas centrais dependem, efectivamente, dos preços de mercado e das quantidades vendidas. Os incentivos a subir preços encontram-se nestes

termos resumidos à produção destas centrais, que representaram, aproximadamente, ¼ da produção da EDP durante o segundo semestre de 2007.

165. A central de ciclo combinado que a EDP irá colocar em serviço no segundo semestre de 2009 (vide ponto 4.6) não beneficiará também das compensações CMEC, pelo que os incentivos da EDP a obter preços elevados da produção vendida deverão crescer no futuro.

166. Acresce que, sendo parte das centrais CMEC tipicamente centrais marginais – i.e. aquelas que marcam os preços –, nomeadamente as centrais térmicas a fuel e as hidroeléctricas, a EDP detém o controlo da formação de preços em Portugal quando os mercados se separam. Desse modo, através das centrais CMEC, a EDP encontra-se em condições de poder aumentar a margem das suas centrais em mercado, que numa grande maioria de horas constituem centrais infra-marginais, i.e. são ofertadas a preços inferiores aos de mercado, beneficiando, todavia, da marcação de preços mais elevados.

4.5 Leilões de Capacidade Virtual (VPP)

167. Nos termos do acordo de Santiago de Compostela³⁶, relativo à criação do MIBEL, os Governos de Portugal e Espanha devem desenvolver mecanismos que fomentem a desintegração vertical das empresas, tais como leilões virtuais.

168. Os leilões virtuais conheceram a sua primeira aplicação na sequência dos compromissos assumidos pela empresa francesa EDF perante a Comissão Europeia no âmbito da operação de concentração EDF/EnBW³⁷.

169. Num leilão virtual, os produtores cedem a terceiros agentes, através de um leilão competitivo, o direito à utilização de uma determinada capacidade de produção. O produtor mantém-se proprietário dessa capacidade. Os agentes económicos que recebem o direito a essa capacidade podem revender essa capacidade no mercado organizado ou utilizarem-na para fornecer clientes finais.

³⁶ Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, Aprova o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino da Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica, assinado em Santiago de Compostela em 1 de Outubro de 2004.

³⁷ Processo Comissão Europeia COMP/M.1853 EDF/EnBW, decidido em 7.2.2001.

170. O preço desse direito é valorizado ao preço do leilão. Ao exercício do direito associa-se um preço de exercício que reflecte os custos variáveis de produção da central que é cedida em leilão. O preço final da energia corresponde assim à soma do preço de exercício com o preço do leilão.
171. No fundo, o produto adquirido é, essencialmente, um direito de opção, no horizonte temporal de maturidade do produto leiloado – trimestral, semestral ou anual.
172. Em Junho de 2007, a REN *Trading*, relativamente às centrais que permaneceram vinculadas a CAE, realizou o primeiro leilão de capacidade virtual, respeitante a 100 MW de capacidade de produção. O segundo leilão concretizou-se em Setembro de 2007 relativo a 140 MW.
173. Em 2008, foram realizados dois leilões, envolvendo tanto a REN *Trading* como a EDP. No primeiro leilão, realizado em Janeiro, foram oferecidas opções de compra de carga base correspondentes a uma capacidade de 300 MW em diversos horizontes temporais. Já no segundo leilão de 2008, realizado em Março, foram oferecidos 200 MW para entrega no segundo e terceiro trimestres de 2008.
174. Em ambos os leilões realizados em 2008 qualificaram-se 10 participantes, a maior parte dos quais tratando-se de empresas sem comercialização em Portugal. O interesse desses participantes poderá ter sido a mera arbitragem face aos preços do mercado diário. Esta suposição é tanto mais reforçada quando a tarifa regulada pela ERSE em 2008 teve por base um preço grossista da electricidade de 50 €/MWh, valor inferior àquele a que os participantes adquiriram os direitos nos dois leilões. No fundo, os VPP adquiridos não permitiram, a quem os adquiriu, apresentar, em diversos segmentos da procura, preços ao consumidor final melhores do que aqueles da tarifa regulada.
175. Os VPP leiloados em Portugal, embora não permitindo uma entrada viável no retalho, permitiram, eventualmente, a realização de ganhos de arbitragem. De facto, em 2008, os preços grossistas apresentaram-se consistentemente em valores superiores aos custos de aquisição grossista estimados nas tarifas.
176. A avaliação da eficácia do instrumento VPP de energia eléctrica tem sido o objecto de análise por várias entidades. Em Espanha, a *Comisión Nacional de Energía* (CNE), a entidade reguladora do sector em Espanha, promoveu

recentemente a avaliação da aplicação dos VPP implementados no mercado Espanhol de produção de energia eléctrica,³⁸.

177. Segundo a CNE, sendo o propósito deste instrumento a mitigação do poder de mercado, a experiência do uso de VPP produziu resultados aquém dos esperados. De facto, a avaliação conduzida pela CNE assinala que não existem sinais de que os preços tenham baixado em consequência da aplicação dos VPP. Com efeito, os preços finais dos VPP tendem a reflectir os preços grossistas no momento em que são realizados os leilões.
178. As críticas fundamentais apontadas pelo estudo da CNE relacionam-se com a dimensão limitada dos períodos de entrega, a repetição frequente dos leilões e a reduzida antecedência face ao momento de entrega do produto leiloado. De facto, estes factores tendem a originar preços em leilão que em pouco se distinguem dos que se verificam no mercado grossista.
179. A CNE assinala, ainda, que os VPP não têm sido utilizados pelos agentes para se tornarem concorrentes efectivos, nomeadamente no mercado de retalho, fenómeno que se assinala igualmente em Portugal. Em Portugal poder-se-á acrescentar, ainda, a capacidade reduzida leiloada pelo incumbente nacional.
180. Este estudo da CNE refere, ainda, a existência de algum ceticismo a nível Europeu sobre a real eficácia dos VPP para assegurar preços de mercado mais competitivos.

4.6 Produção em Regime Especial

181. A Produção em Regime Especial, como a própria designação alude, consiste num regime protegido de produção, onde se englobam a produção de electricidade a partir de fontes renováveis (eólica, mini-hídrica, biomassa) e de co-geração.
182. Por se entender que estas formas de produção produzem externalidades positivas para o sistema (redução de emissões de CO₂, redução da dependência do petróleo e aumento da eficiência energética) e, em geral, apresentam custos

³⁸ CNE, "Informe de Valoración Preliminar sobre las Subastas de Emisiones Primarias de Energía y CESUR", 14 de Janeiro de 2008.

médios de produção superiores³⁹ aos das tecnologias térmica e hídrica convencional, foram desenhados modelos de venda da energia PRE no sentido de viabilizar a sua entrada no sistema eléctrico. Sem essas garantias a maior parte das tecnologias da PRE não seria viável em regime de mercado.

183. Em Portugal, a PRE é vendida segundo um regime de compra garantida pelo CUR, i.e. toda energia que é injectada pelos produtores PRE na rede é comprada com base em tarifas administrativamente fixadas. A necessidade de garantir a viabilidade financeira das instalações PRE determina que estas sejam vendidas ao CUR com preços significativamente mais altos do que o preço de mercado, o que origina um sobrecusto a suportar pelos consumidores.
184. Embora, o regime específico de transacção desta energia em Portugal não seja afectado pela criação do MIBEL, na realidade, a PRE possui uma importância não negligenciável no desempenho do mercado. De facto, a EDP/CUR, que representa, no período analisado, aproximadamente 90% do consumo de electricidade, dirige ao mercado uma procura que corresponde à diferença entre a procura real dos seus clientes e a produção PRE, que satisfaz parcialmente essas necessidades de apropriação.
185. Nessa medida, quanto maior a produção PRE menor a procura no mercado de electricidade. De onde decorre que, tudo o resto constante, a uma maior produção PRE corresponde um preço grossista da electricidade mais baixo⁴⁰ (assumindo que a curva de oferta é positivamente inclinada).
186. Apesar do efeito pró-competitivo reconhecido à PRE, importa notar que a formação directa do preço grossista em mercado continua a ser determinada pela produção térmica e hídrica convencional⁴¹. Por outro lado, muita da eventual pressão concorrencial que a PRE pode exercer é comandada por condições naturais (intensidade do vento, caudal dos cursos de água e exposição solar) e não por objectivos de natureza comercial.

³⁹ Não obstante os custos variáveis em muitas tecnologias apoiadas no âmbito da PRE serem nulos, o investimento específico por MW instalado é substancialmente superior ao das tecnologias convencionais. Resultam assim custos médios de produção mais elevados do que os verificados nas tecnologias convencionais.

⁴⁰ Se a PRE contribui para preços grossistas mais baixos, trará um efeito indireto de redução de custos de aquisição grossista. Assim, na análise do sobrecusto da PRE deverá pesar-se não apenas o impacte directo medido na diferença de preços entre as tarifas PRE e os preços de mercado. A noção de sobrecusto deverá incorporar estes dois efeitos.

⁴¹ Por exemplo, em Espanha, onde a maior parte da produção de origem eólica é vendida directamente em mercado, não se verificam efeitos directos na determinação do preço. Como assinala o IESE, apesar da PRE, durante os primeiros 8 meses de 2008, ter contribuído com 23% da produção apenas fixou o preço em 2% das horas. Ver Federico G., Vives, X., e Fabra, N., *IESE SP-SP Report on Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Markets*, Novembro de 2008.

187. A energia de PRE produzida em 2007 equivaleu a 10.156 GWh, no qual a co-geração e eólica em conjunto representaram 86,4%. A PRE, no ano de 2007, satisfez 20% do consumo de electricidade em Portugal.
188. Em finais de 2007, a capacidade instalada em meios eólicos era próxima dos 2000 MW. No horizonte 2010/11, encontra-se projectado um crescimento da capacidade instalada em parques eólicos para um total de 5150 MW e uma capacidade total no regime PRE da ordem dos 8195 MW⁴². Atingida essas capacidades, a produção anual veiculada para a rede a partir de aerogeradores deverá ascender a 9.500 GWh e a PRE total deverá ascender a 20.300 GWh. Face à procura prevista nesse horizonte temporal⁴³, o sistema PRE deverá satisfazer pelo menos 1/3 da procura anual.

4.7 Novas licenças de produção

189. Na primeira metade da presente década, com a perspectiva da criação de um mercado ibérico da electricidade e a progressiva liberalização do mercado Português de electricidade, vários agentes iniciaram diligências no sentido de instalarem capacidade de produção de energia eléctrica em Portugal.
190. Como nos restantes mercados Europeus, assinala-se a preferência pela tecnologia de ciclo combinado, que se caracteriza pelo custo relativamente baixo de investimento – comparado com as tecnologias térmica a carvão ou hídrica convencional – e pelo reduzido tempo de construção – entre dois a três anos, dependente dos prazos de entrega dos equipamentos geradores pelos respectivos fabricantes (Alstom, GE, Siemens, Mitsubishi, etc.).
191. Por outro lado, o elevado nível de eficiência térmica – i.e. a percentagem de conteúdo energético contido no combustível que é convertido em energia eléctrica – que caracteriza a tecnologia de ciclo combinado, conjugado com a utilização de gás natural como combustível, traduz-se em menores custos de produção e baixos níveis de emissões poluentes.

⁴² Vide Resolução de Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de Janeiro, que aprova o Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão relativo ao período 2008-2012.

⁴³ Idem.

192. O primeiro agente a investir em Portugal no designado "Sistema Eléctrico Não Vinculado" (SENV) foi a EDP, com a central do Ribatejo, cujos grupos geradores entraram em serviço entre 2003 e 2005.
193. Vários outros agentes iniciaram diligências no sentido de licenciarem nova capacidade de produção⁴⁴, nomeadamente a GALP (Sines) e a Tejo Energia (Abrantes) em 2002, seguidas pela Iberdrola (Figueira da Foz) e Gas Natural (Sines) em 2004. Em 2004, a EDP iniciou diligências no sentido de instalar capacidade adicional na Figueira da Foz e em Sines, sendo que nesta última localização, juntamente com a Endesa.
194. A maior parte dos pedidos de ligação à rede, concentraram-se, assim, em apenas duas localizações: Sines (GALP, EDP, Endesa, Gas Natural) e Figueira da Foz (EDP e Iberdrola).
195. Com efeito, na medida em que os investidores têm de custear a ligação às redes de transportes de electricidade e de gás natural, tendem a procurar os locais servidos por ambas as redes. Por outro lado, a proximidade da água, como fonte de refrigeração, constitui factor adicional na escolha de localização. Os impactos ambientais (no ruído, na paisagem, etc.) deste tipo de equipamentos suscitam restrições adicionais na localização junto a espaços urbanos. O número de locais onde será possível instalar este tipo de equipamentos é, assim, limitado, sendo identificados nos planos de expansão do sistema electroprodutor elaborados pela REN.
196. Perante uma capacidade limitada de recepção da rede de transporte de energia eléctrica, a concorrência de pedidos para uma mesma ligação suscitou dificuldades de apreciação à luz da legislação em vigor à altura⁴⁵ em que entraram os diversos pedidos de apreciação⁴⁶.
197. Por outro lado, a determinação de uma reserva de capacidade de 800 MW no nó de Sines⁴⁷ para a construção da futura central a carvão de baixo nível de emissões⁴⁸ limitou, adicionalmente, a capacidade de recepção da rede de

⁴⁴ Vide a este respeito o Parecer do Conselho Consultivo da PGR Ref. P000662005, de 25-07-2005, publicado em 31-08-2005, disponível em <http://www.dgsi.pt/pgrp.nsf/0/a18642f7ec43386b8025700b002fae9c?OpenDocument>.

⁴⁵ Decreto-Lei nº 312/2001, de 10 de Dezembro.

⁴⁶ Refira-se que o D.L. nº 172/2006 veio dar resposta às situações de concorrência de pedidos de ligação, nomeadamente através dos critérios enunciados no artigo 12.º e artigo 13.º, onde se admite a figura do concurso, mediante oferta por carta fechada, para a atribuição da capacidade de recepção da rede de transporte.

⁴⁷ Conforme previsto no n.º 2, alínea c) do artigo 6.º do D.L. nº 172/2006, de 26 de Agosto, e pela Portaria nº 1074/2006 de 3 de Outubro.

⁴⁸ Segundo a REN, no Relatório IESOE, de 5 de Dezembro de 2008, admite-se a instalação dessa central de demonstração a partir de 2015.

transporte atribuível aos 4 operadores que para ali concorriam. Apenas em Abrantes, onde a Tejo Energia concorreu isoladamente, não se assinalou concorrência de pedidos para uma mesma ligação.

198. Em resultado das restrições identificadas, apenas foi licenciada uma parte dos pedidos iniciais, sendo preteridas as solicitações da EDP, Endesa e Gas Natural, todas em Sines.

Tabela 5: Licenças para a instalação de novas centrais de ciclo combinado em Portugal e datas previstas para a respectiva entrada em serviço

Empresa	Localização	Capacidade MW	Ano estimado de entrada em Serviço
EDP	Figueira da Foz	800	2009
Iberdrola	Figueira da Foz	800	2013
GALP	Sines	800	2012
Tejo Energia (Endesa/International Power)	Pego	800	2010/2011

Fonte: Ministério da Economia e Inovação, REN⁴⁹

199. Entre finais de 2006 e meados de 2007, os agentes concluíram os processos de licenciamento das respectivas centrais de ciclo combinado sendo que, de acordo com informação publicada pela REN⁵⁰, a EDP deverá a ser a primeira a instalar a nova capacidade licenciada, ao passo que as restantes centrais deverão entrar em serviço entre finais de 2010 e 2013.

200. A entrada em serviço do conjunto de centrais, em particular os projectos da GALP, Iberdrola e Tejo Energia, dará um contributo assinalável para a redução da concentração na produção de electricidade em Portugal.

201. Durante o ano de 2007 foi anunciado pelo Governo o Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH)⁵¹, prevendo um total de 11 novos aproveitamentos hidroeléctricos. De acordo com os concursos realizados já durante o ano de 2008, foram atribuídas a três operadores (EDP, Iberdrola e Endesa) concessões da utilização do domínio público hídrico para novos empreendimentos hidroeléctricos, cuja entrada em serviço deverá ocorrer

⁴⁹ REN, IESOE - Interligação Eléctrica do Sudoeste da Europa, 41ª Reunião [Maio 2008 – Setembro 2008], 5 de Dezembro de 2008.

⁵⁰ Idem.

⁵¹ INAG/DGEG/REN, Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico, Novembro de 2007, disponível em www.inag.pt

em meados da próxima década, atento os prazos de licenciamento e construção mais dilatados desta tecnologia.

202. Nestes termos, a partir de finais de 2010, perspectivam-se alterações importantes na estrutura da oferta na produção em regime ordinário de energia eléctrica em Portugal.

4.8 Capacidade de interligação

203. No protocolo celebrado entre os Governos de Portugal e Espanha para a criação do MIBEL⁵², de finais de 2001, foi desde logo previsto um conjunto de projectos de reforço da interligação eléctrica entre Portugal e Espanha. O plano de reforços que foi desenhado em 2001 e concluído em 2008, visava duplicar a capacidade de interligação entre os dois países.

Tabela 6: Capacidade de intercâmbio com os reforços de rede previstos no acordo entre Portugal e Espanha relativo à criação do MIBEL

Sentido	Estação do ano	Capacidade de intercâmbio (MW)		
		2002	2004/2005	2007/2008
Portugal-Espanha	Inverno	600-850	1390-1545	2100-2330
	Verão	550-750	1200-1375	1680-1920
Espanha-Portugal	Inverno	750-1050	1000-1225	1700-2080
	Verão	600-850	1250-1250	1610-1980

Fonte: REN e REE⁵³

204. O reforço da capacidade de interligação permite aumentar a produção nacional que pode ser substituída por importações. Desse modo, aumenta a pressão concorrencial externa sobre os agentes com capacidade de produção em regime ordinário residente em Portugal.

205. Foram, entretanto, anunciados novos reforços para um horizonte posterior a 2010 onde se visa alcançar a meta dos 3000 MW de capacidade de importação. Segundo a REN e REE, apenas se concluirão os investimentos que permitirão atingir uma capacidade de 3000 MW em 2013/2014⁵⁴.

⁵² Protocolo de colaboração entre as administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do mercado ibérico da electricidade, Madrid, 14 de Novembro de 2001, disponível em www.erne.pt.

⁵³ REN/REE, "Mercado Ibérico de Electricidade, Boletim de evolução do estado das interligações", Dezembro de 2004.

⁵⁴ Vide "Capacidade indicativa de interligação para fins comerciais para 2007 - Relatório Técnico", disponível em www.eren.pt, e <http://www.cne.es/cne/doc/mibel/01%20REE%20Jornadas%20MIBEL-Interconexiones.ppt>.

206. Para uma análise da relação entre capacidade de importação e procura em mercado vide o ponto 6.3 do presente relatório.

4.9 Licenças de CO₂

207. As centrais termoeléctricas encontram-se entre as principais instalações emissoras de gases com efeitos de estufa.

208. No quadro da política europeia de combate às alterações climáticas, enquadrando os compromissos assumidos pelos países da União Europeia no âmbito do protocolo de Quioto, foi instituído o regime europeu de comércio de emissões de CO₂.

209. Este mecanismo assenta em planos nacionais de atribuição de licenças, em que cada Estado-membro decide o montante de licenças a atribuir a cada empresa/instalação emissora. Na maioria dos países europeus, as licenças de CO₂ foram atribuídas às empresas a título gratuito e com base no histórico de emissões de cada instalação.

210. As licenças de emissão de CO₂ são transaccionáveis em mercado pelos seus detentores. Os agentes que emitam CO₂ devem garantir que possuem as licenças necessárias às emissões que realizam. As empresas que emitam menos emissões que as atribuídas podem vender o excesso de licenças, realizando um benefício económico. Pelo contrário, quando uma empresa se encontra em défice de licenças atribuídas deve adquirir em mercado o remanescente. A introdução de um preço para as emissões visa racionalizar as decisões dos agentes em matéria de emissões de CO₂.

211. Refira-se que o regime de comércio de emissões entrou em vigor em Janeiro de 2005 com base numa afectação de licenças às instalações emissoras que cobriu o período 2005-2007.

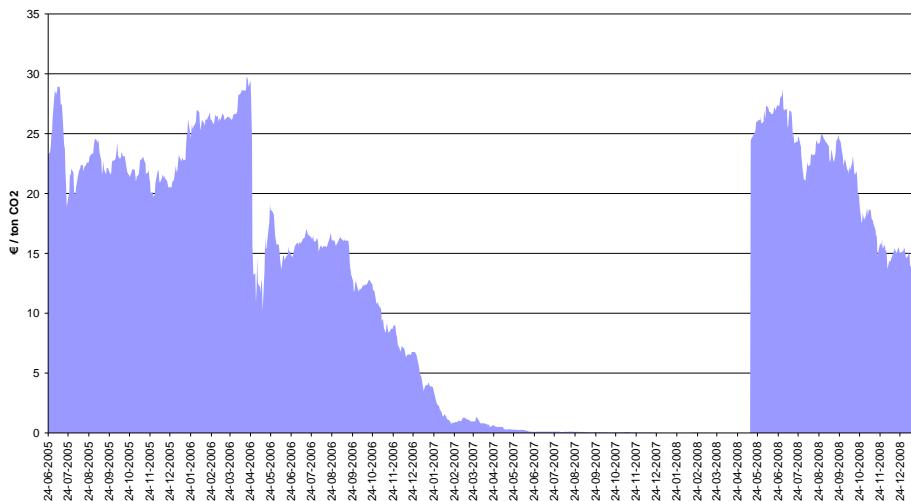
212. Durante este primeiro período, em particular até à divulgação do relatório das emissões de CO₂ por Estado-membro de 2005, os preços das licenças mantiveram-se elevados. Com a divulgação pela Comissão Europeia⁵⁵, em Abril de 2006, das emissões verificadas em 2005 pelos Estados-membros, e a constatação de que estas haviam sido inferiores às licenças atribuídas, dá-se

⁵⁵ Vide "Report on the Energy Sector Inquiry", Comissão Europeia, Janeiro de 2007.

uma quebra significativa da cotação do CO₂, que se manteve até ao fim do primeiro período de aplicação do regime de comércio de licenças.

213. Durante o segundo semestre de 2007, a cotação das licenças de emissão foi inclusivamente próxima de zero.

Gráfico 9: Cotação internacional *spot* do CO₂



Fonte: Reuters (Bluenext CO₂)

214. A influência da cotação do CO₂ sobre os preços grossistas da electricidade, em Portugal e Espanha, no segundo semestre de 2007 foi, desse modo, negligenciável, atento o reduzido valor das licenças detidas pelas empresas produtoras de energia eléctrica. Essa conclusão não é extensível ao ano de 2008, tendo em conta que no segundo período, as licenças atribuídas a título gratuito a instalações emissoras de CO₂ na Europa caíram significativamente.

Tabela 7: Licenças de emissão de CO₂ atribuídas às centrais em regime ordinário em Portugal

Centrais			Período 2005-2007 (ton CO ₂ /ano)	Período 2008-2012 (ton CO ₂ /ano)	Variação %
Carvão	Pego Sines (EDP)	Tejo Energia EDP	3.501.434 7.837.380	2.723.011 5.833.317	-22,23% -25,57%
CCGT	Ribatejo Tapada do Outeiro	EDP Turbogás	2.019.570 2.600.858	1.423.103 1.198.020	-29,53% -53,94%
Fuel	Carregado Barreiro Setúbal	EDP EDP EDP	1.088.575 253.048 2.505.210	377.234 138.977 1.118.999	-65,35% -45,08% -55,33%

Fonte: Agência do Ambiente

215. De facto, no segundo período de aplicação do regime de comércio de emissões, que cobre o período 2008-2012, os planos nacionais de atribuição de licenças notificados à Comissão Europeia sofreram ajustes no sentido de reduzir as licenças atribuídas.
216. Esta redução repercutiu-se no sector eléctrico nacional (vide Tabela 7), com uma redução acentuada nas licenças atribuídas às centrais termoeléctricas nacionais, em particular às de fuel, reflectindo os níveis de utilização cada vez mais baixos deste tipo de centrais. No que respeita às centrais de carga base nacionais – carvão e gás natural – os valores atribuídos a partir de 2008 são, inclusivamente, inferiores aos que tipicamente essas centrais emitem anualmente.
217. O défice de licenças atribuídas a partir de 2008 teve, necessariamente, como consequência a definição de um preço maior que zero, reflectindo a escassez relativa das mesmas. O contrato *forward* de licenças de emissão para entrega em Dezembro de 2008 apresentou, em Janeiro do mesmo ano, valores médios superiores a 20 €/ton, quando a cotação *spot* média no mês anterior (Dezembro de 2007) se situou em valores próximos de zero.
218. A definição de um custo para o CO₂ emitido a partir de 2008 poderá ter tido um impacto assinalável na formação dos preços grossistas nesse ano. Contudo, é matéria que não faz parte do presente relatório.

5. Estrutura da oferta na comercialização de electricidade

219. A EDP Serviço Universal assume o papel do CUR ao vender a energia eléctrica à tarifa que é regulada pela ERSE. No mercado liberalizado concorrem a EDP Comercial, a Iberdrola, a Endesa e a Union Fenosa, cujas ofertas de preço são livremente determinadas por estes agentes. Em 2007, o peso dos comercializadores não ia além dos 10% do total, dado que a maioria dos consumidores se mantinha na tarifa regulada, i.e. eram fornecidos pelo CUR.
220. Note-se que os consumidores são livres de escolher entre o CUR e os comercializadores que operam em regime de preço livre. Por outro lado, os consumidores fornecidos por comercializadores em regime livre têm o direito de regressar ao CUR. Decorre do exposto, que a ausência de barreiras à mobilidade

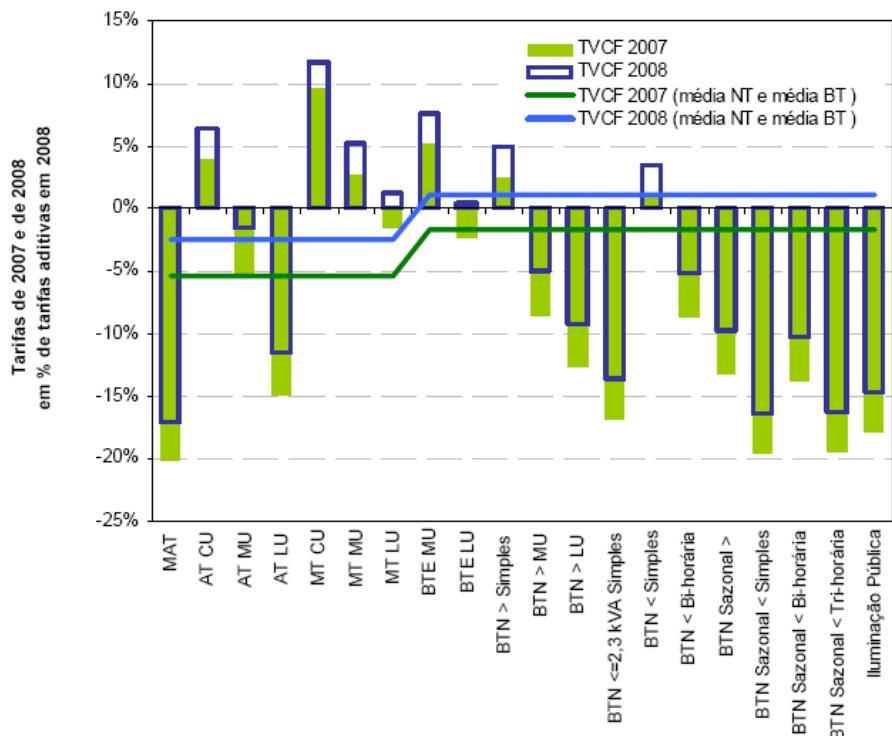
dos clientes determina que o mercado relevante de comercialização englobe não só a participação dos comercializadores como a do CUR, como aliás entendeu a Comissão Europeia na operação de concentração EDP/ENI/GDP⁵⁶.

221. A determinação regulatória das tarifas exerce uma influência importante no funcionamento do mercado liberalizado, no qual a tarifa regulada é vista como o preço de referência para a negociação entre os comercializadores em regime livre e os respectivos clientes. A actualização somente anual das tarifas reguladas tende igualmente a influenciar a duração dos contratos no mercado liberalizado bem como a periodicidade com que os comercializadores actualizam os respectivos preços.

222. A preferência dos consumidores pelas tarifas reguladas é justificada, em vários segmentos de consumo, pelo facto destas serem mais favoráveis face aos preços da energia em mercado, o que decorre da existência de subsídios cruzados. O Gráfico 10 permite verificar que nos segmentos de Muito Alta Tensão (MAT) e de Alta Tensão (AT) – neste caso as opções tarifárias de Médias e Longas Utilizações (MU e LU) –, bem como na Baixa Tensão Normal (BTN clientes domésticos) existem situações em que as tarifas reguladas se encontram a níveis inferiores aos custos de fornecimento. Ao contrário, as tarifas de Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE) (comércio e serviços) encontram-se acima dos custos de fornecimento. Foi nestes dois últimos segmentos que, historicamente, a comercialização liberalizada conheceu maior desenvolvimento.

⁵⁶ Caso Comissão Europeia COMP/M.3440 ENI / EDP / GDP, decidido em 9.12.2004.

Gráfico 10: Tarifas de Venda Clientes Finais (TVCF) em Portugal em % de tarifas aditivas (i.e. tarifas sem subsídios cruzados entre consumidores) em 2007 e 2008



Fonte: ERSE⁵⁷

223. Por outro lado, o Comercializador de Último Recurso, que foi previsto nas Directivas do Mercado Interno da Energia Eléctrica com o objectivo de assegurar a protecção dos pequenos clientes e dos clientes mais vulneráveis, fornece não apenas estes clientes como todo e qualquer cliente.

224. A perspectiva *maximalista* do princípio de serviço público universal contida na actuação do CUR, conjugada com a existência de subsídios cruzados nas tarifas reguladas e de défices e/ou desvios tarifários⁵⁸, têm sido factores que limitam o desenvolvimento da comercialização em regime de mercado.

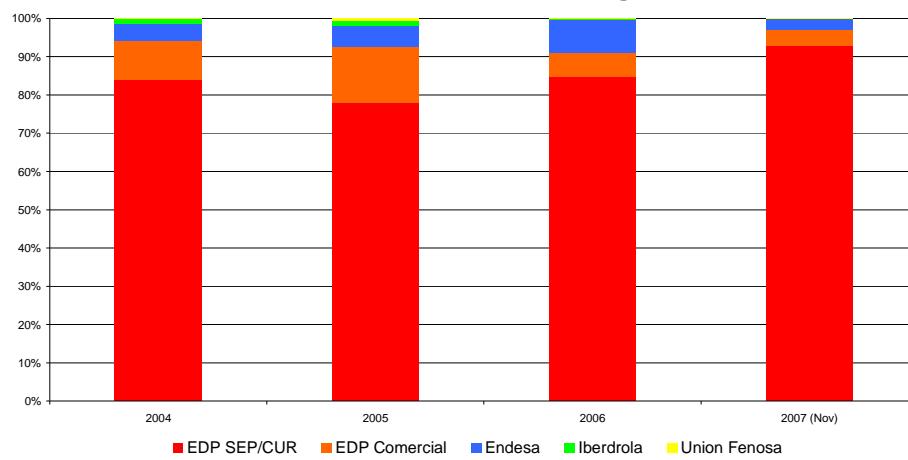
225. Ao advento do MIBEL associa-se o aumento das tarifas de acesso às redes, que se relaciona com a introdução dos CMEC – parte dos custos relacionados com os encargos fixos dos CAE, antes recuperados via tarifa de energia e potência, foram transferidos para a tarifa de acesso às redes – e, ao mesmo tempo, o

⁵⁷ ERSE, *Estrutura Tarifária em 2008*, Dezembro de 2007.

⁵⁸ Por exemplo, em 2008, os preços da energia previstos nas tarifas reguladas estiveram significativamente abaixo dos preços efectivos verificados no mercado grossista, o que retirou viabilidade às ofertas dos comercializadores em mercado, com excepção de algumas ofertas, como a oferta da EDP 5D dirigida ao segmento residencial.

aumento do preço grossista da energia em mercado, sendo substancialmente superior ao verificado em Espanha – de onde os comercializadores adquiriam directamente a energia para fornecer a clientes finais.

Gráfico 11: Quota de mercado na comercialização de electricidade a clientes finais em Portugal



Fonte: ERSE/OMEL

226. Em conclusão, a competitividade dos comercializadores em mercado foi, assim, significativamente afectada, o que explica o retrocesso da comercialização em regime de tarifa livre, com o regresso dos clientes às tarifas reguladas, que se verificou após a criação do mercado diário do MIBEL e que se prolongou durante todo o ano de 2008. Em resultado, verificou-se uma perda de quota de mercado afecta à comercialização livre.

227. Em relação às tarifas do CUR, estas são desenhadas com o intuito de recuperar todos os custos de fornecimento, incluindo o custo de aquisição da energia em mercado.

228. São determinadas no ano n-1 para vigorar no ano n, com base em estimativas da procura e dos preços da energia em mercado. Caso existam desvios nas previsões e o encaixe financeiro das tarifas seja inferior aos custos de aquisição da energia no mercado grossista, então, no ano n+1 as tarifas são calculadas no sentido de retroactivamente recuperar esses desvios. Do mesmo modo, caso os proveitos tarifários sejam superiores aos custos de fornecimento resulta uma devolução financeira ajustada nas tarifas do ano seguinte.

229. Resulta do exposto a ausência de risco comercial na actividade do CUR. Nota-se que, em geral, a EDP Serviço Universal não tem incentivos para ser mais

eficiente na cobertura de riscos de aquisição ou na adopção das melhores estimativas para a procura que canaliza a mercado.

230. Em consequência, a participação da EDP Serviço Universal no OMIP limita-se aos leilões obrigatórios determinados pela legislação nacional⁵⁹ e pelo quadro regulatório do MIBEL⁶⁰. A reduzida participação deste agente no mercado a prazo, dada a sua quota dominante no fornecimento de energia eléctrica a clientes finais, tende a retirar liquidez ao mercado a prazo em Portugal.
231. Refira-se que estes aspectos já mereceram reflexão por parte da ERSE, nomeadamente em consulta pública que promoveu em Junho de 2008⁶¹. Veja-se a este respeito as referências que a ERSE realizou nessa consulta pública sobre a necessidade de incentivar o CUR a cobrir o risco de preço nas suas compras de energia; ou, ainda, a necessidade antevista pelo regulador de prever um incentivo à redução dos custos com serviços de sistema associados aos desvios em que o CUR incorre. Em geral, a EDP Serviço Universal deve ser exposta, ainda que parcialmente, ao risco, de forma a que tenha mais incentivo para a gestão do risco.
232. Embora o diagnóstico elaborado pela ERSE ainda não tenha tradução material em termos de introdução de incentivos, importa referir que, na sequência da Consulta Pública de Junho de 2008, a ERSE definiu, em termos de regulação, a obrigação do CUR de apresentar anualmente ao regulador um relatório justificativo das estratégias de aprovisionamento e de cobertura de risco adoptadas para a satisfação dos consumos dos seus clientes (artigo 65.º do Regulamento de Relações Comerciais).
233. A intervenção do CUR no futuro deverá ainda ser revista, nos termos acordados entre os Governos de Espanha e Portugal, em Braga, em Janeiro de 2008⁶². De facto, em matéria de harmonização regulatória, prevê-se a progressiva extinção das tarifas reguladas. Destaca-se ainda, neste âmbito, a Proposta do Conselho de Reguladores do MIBEL para a harmonização dos procedimentos de mudança de comercializador de energia eléctrica entre Portugal e Espanha.

⁵⁹ Nos termos do artigo 7.º, n.º 4, alínea a), do Acordo de Santiago de Compostela, aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, publicada em Diário da República de 23 de Março, I Série., os leilões obrigatórios têm como objectivo que os comercializadores de último recurso de Portugal e Espanha adquiram uma determinada percentagem das suas necessidades no mercado a prazo gerido pelo OMIP. Essa percentagem foi fixada em 10% das compras dos CUR.

⁶⁰ Nomeadamente, os leilões CESUR.

⁶¹ ERSE; 25.ª Consulta Pública - Revisão dos Regulamentos de Relações Comerciais e Tarifário do Sector Eléctrico, Junho de 2008.

⁶² Vide Resolução da Assembleia da República n.º 17/2009, publicada no Diário da República de 23 de Março, I Série.

6. Os primeiros 6 meses de negociação do MIBEL

6.1 Níveis de congestionamento e preços

234. Como nota introdutória refira-se que os preços objecto de análise na presente secção correspondem àqueles que são formados no mercado diário do MIBEL.

Na comparação de preços entre os dois países ignoraram-se, assim, as componentes referentes aos custos relacionados com serviços de sistema e pagamentos de garantia de potência. Refira-se que o pagamento de garantia de potência existe somente em Espanha, já que em Portugal, este tipo de pagamento, apesar de previsto⁶³, ainda não foi aplicado.

235. No segundo semestre de 2007, correspondente aos primeiros 6 meses de negociação do MIBEL, registaram-se congestionamentos na utilização da capacidade de importação a partir do sistema Espanhol em 80,6% das horas. Daqui resultou que o mercado ibérico se separou em duas zonas de preço em cerca de 80% das horas.

236. Os congestionamentos verificaram-se em 92,3% das horas no período das 1 às 8 horas. Já no período das 9 às 24 horas, os congestionamentos verificaram-se, apenas, em 74,7% do tempo.

237. Em resultado da ocorrência frequente de congestionamentos, os preços grossistas em Portugal foram, em média, cerca de 31% superiores aos preços em Espanha aquando da ocorrência de congestionamentos, sendo idênticos na ausência de congestionamentos. Tal traduziu-se numa diferença média diária superior a 23% no segundo semestre de 2007.

Tabela 8: Preços médios do Mercado Diário em Portugal e Espanha no segundo semestre de 2007

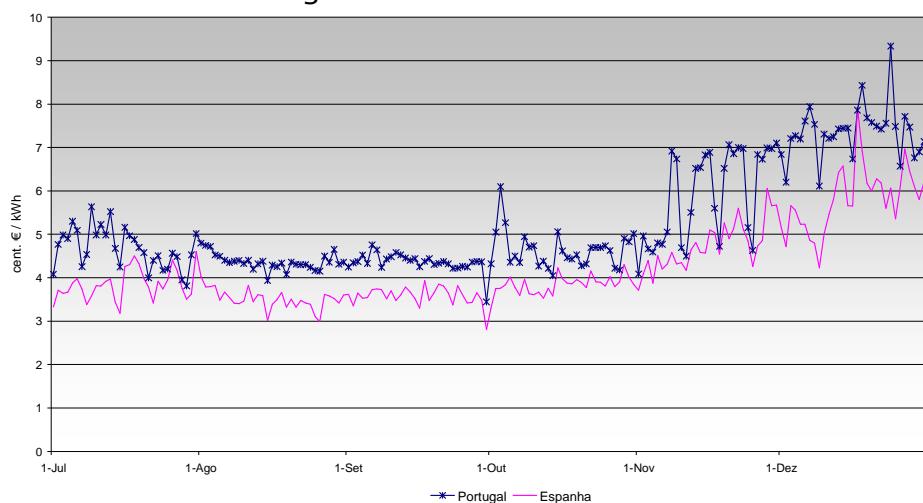
Zonas de preço	Espanha (€/MWh)	Portugal (€/MWh)	Dif %
Zona de preço Único	51,2	51,2	0%
Separação de mercados	40,0	52,4	31,0%
Total	42,2	52,2	23,4%

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

⁶³ Cfr. o artigo 33.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, conforme aditamento via artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho.

238. As disparidades entre os preços médios diários nos dois países são apresentadas no Gráfico 12, permitindo constatar que em todos os dias, os preços médios diários em Portugal diferiram daqueles que foram praticados em Espanha, o que implica que ocorreram congestionamentos em todos os dias, mesmo que apenas em algumas horas.

Gráfico 12: Preços médios diários para Portugal e Espanha durante o segundo semestre de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

239. O preço médio diário Português foi inferior ao Espanhol em apenas um dia do período amostrado. A diferença percentual máxima no período representado verificou-se quando o preço médio diário em Portugal excedeu o de Espanha em 63%.

Tabela 9: Preços médios mensais para Portugal e Espanha durante o segundo semestre de 2007 (€/MWh)

País	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Portugal	46,8	43,7	43,6	46,3	59,1	73,5
Espanha	38,5	35,1	35,8	38,4	47,3	57,9
Dif. %	21,63%	24,55%	21,65%	20,62%	24,88%	26,92%

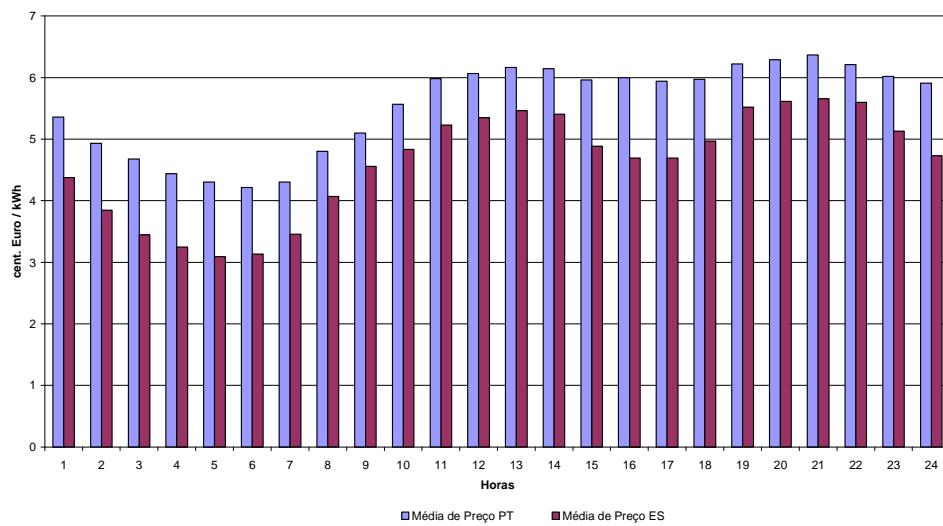
Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

240. Da Tabela 9 verifica-se, ainda, que a diferença entre os preços médios mensais de Portugal e Espanha foi superior a 20%, em todos os 6 meses após a entrada em funcionamento do MIBEL, e que, mesmo no mês em que em Espanha se registou um preço médio mais elevado, designadamente o mês de Dezembro de

2007, esta diferença percentual foi substancial, tendo, aliás, registado o valor mais elevado do período representado.

241. A descrição dos preços médios horários em Portugal e Espanha entre Julho e Dezembro é apresentada no gráfico seguinte.

Gráfico 13: Preço Médio Horário em Portugal e Espanha no segundo semestre de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

242. No período das 1 às 8 horas, a diferença entre os preços médios dos dois países foi mais acentuada, situando-se em 29% (46 €/MWh vs 35,8 €/MWh), ao passo que no período das 9 às 24 horas a diferença de preços médios foi de 16,5% (59,9 €/MWh vs 51 €/MWh), resultado de um menor nível de congestionamento.

243. Analisando a evolução do nível de congestionamento da capacidade de importação de Espanha para Portugal nos últimos anos, verifica-se que, após a criação do mercado diário do MIBEL, esse nível aumentou tal como se pode verificar na tabela *infra*.

Tabela 10: Níveis de congestionamento na utilização da capacidade de importação de Espanha para Portugal entre 2005 e 2007, em % das horas⁶⁴

Mês	2005	2006	2007
Janeiro	5,6	20,0	6,0
Fevereiro	8,9	19,8	7,4
Março	5,7	7,8	3,5
Abril	10,8	1,1	32,1
Maio	15,7	6,2	72,0
Junho	18,6	18,6	40,4
Julho	39,9	32,0	75,0
Agosto	94,5	85,2	84,3
Setembro	88,8	38,6	81,5
Outubro	76,2	15,7	79,7
Novembro	21,8	1,5	77,2
Dezembro	10,9	0,0	86,0
Total	33,3	20,6	53

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

244. Importa, desta forma, analisar as razões que justificam este aumento do nível de congestionamento, com as consequências que se expuseram ao nível da formação dos preços.

6.2 Transição do regime do Sistema Eléctrico de Serviço Público para o regime de mercado do MIBEL

245. O aumento dos níveis de congestionamento coincide no tempo com o facto da EDP ter assumido o controlo comercial das suas centrais antes vinculadas a CAE – i.e. passou a controlar a sua oferta em mercado, do ponto de vista das quantidades e dos preços que oferece – e com efeitos potenciais sobre as suas margens, em particular na produção que não é abrangida pelo mecanismo de compensação CMEC.

246. Antes de analisar os factores que conduziram a um incremento do nível de congestionamento interessa expor, sumariamente, as diferenças que foram introduzidas com a criação do mercado diário do MIBEL face ao modelo que governou as relações grossistas na produção de electricidade até essa data.

⁶⁴ Salientam-se, em negrito, os níveis de congestionamento no segundo semestre de 2007, i.e. os primeiros 6 meses de negociação do MIBEL.

247. Até à criação do MIBEL o sistema eléctrico Português compreendia dois subsistemas, o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV).
248. O SEP, onde se concentrava o grosso da capacidade de produção, assentava num regime de agentes vinculados – no lado da oferta, os produtores, vinculados por Contratos de Aquisição de Energia de venda exclusiva à REN e, do lado da procura, os distribuidores vinculados – onde a EDP Distribuição concentrava a quase totalidade da procura.
249. O SEP era gerido segundo um sistema centralizado, minimizando os custos de fornecimento para a procura prevista dos distribuidores vinculados. Essa gestão competia ao designado Agente Comercial do SEP, função exercida pela REN, enquanto comprador exclusivo dos CAE.
250. No âmbito do processo de minimização de custos, a REN contemplava a forma como as trocas comerciais com o sistema vizinho Espanhol poderiam contribuir para minimizar os custos de fornecimento, sendo inclusivamente incentivada a esse comportamento pelo designado “Mecanismo de Ganhos Comerciais”. Nestes termos, a REN importava energia da *pool* Espanhola – em actividade desde 1998 – sempre que o preço de mercado Espanhol era inferior ao custo variável da central marginal necessária a satisfazer a procura ou, pelo contrário, exportava quando existia capacidade não utilizada com custos variáveis competitivos face aos preços do mercado Espanhol.
251. O processo de optimização que conduzia à minimização dos custos de fornecimento, e do qual resultava um determinado programa de trocas comerciais com o sistema Espanhol, não era, porém, completo.
252. Por um lado, a legislação sectorial permitia que os distribuidores vinculados, essencialmente a EDP Distribuição, pudessem adquirir até 8% das suas necessidades a outras entidades, o que contemplava a possibilidade da EDP Distribuição realizar importações a partir do mercado Espanhol.
253. Por outro lado, os comercializadores não vinculados, i.e. em regime de mercado e com liberdade de formatação dos preços de oferta a clientes finais, aprovisionavam a sua energia no mercado Espanhol, utilizando por isso a capacidade de importação⁶⁵.

⁶⁵ Em 2005, os comercializadores em regime de mercado chegaram a servir cerca de ¼ da procura nacional.

254. Cumpre notar que o facto dos CAE contemplarem o fornecimento exclusivo à REN impedia os comercializadores de se aprovisionarem directamente junto das centrais vinculadas, razão pela qual se entendeu a necessidade da sua extinção antecipada para promover o desenvolvimento do mercado liberalizado.
255. Por último, as centrais do SENV, que não estavam vinculadas a regimes de fornecimento exclusivo, eminentemente a central de ciclo combinado do Ribatejo e um conjunto de pequenas centrais hidroeléctricas, todas detidas pela EDP, não faziam parte do processo de optimização da REN, sendo elas mesmas também potenciais utilizadoras das interligações, no sentido exportador, considerando a possibilidade de venderem directamente na *pool* espanhola a produção de energia eléctrica.
256. Com a criação do mercado diário do MIBEL altera-se o regime de aprovisionamento em mercado dos agentes comercializadores bem como o da venda das centrais do extinto SENV e das centrais que viram cessados os seus CAE.
257. Através do mercado diário, mediante ofertas de compra, qualquer comercializador, seja a EDP Serviço Universal, sejam os restantes comercializadores, pode adquirir a energia eléctrica em mercado. Alternativamente, os agentes comercializadores podem bilaterarizar as relações de aprovisionamento com produtores em Portugal ou Espanha.⁶⁶
258. Por seu lado, os produtores, seja a EDP, sejam as centrais da Tejo Energia e Turbogás, cuja colocação em mercado é assegurada pela REN *Trading*, podem também canalizar as suas ofertas de venda para o mercado.
259. O processo de encontro entre a oferta e procura em mercado é anónimo, i.e. quem compra não sabe a quem comprou, o mesmo se passando na venda. Com o início do mercado diário, a capacidade de interligação, que antes era partilhada por diferentes agentes, passou a ser gerida na íntegra pelo Operador de Mercado Ibérico⁶⁷. Sendo as transacções em mercado realizadas de forma anónima, as importações ou exportações são resolvidas pelos processos internos de mercado de forma igualmente anónima.

⁶⁶ A programação de contratos bilaterais de importação ou exportação exige a obtenção de direitos de uso da interligação em leilão. Até à actualidade não foi, ainda, realizado qualquer leilão explícito de capacidade de interligação.

⁶⁷ Embora, em teoria, mediante a utilização de direitos de uso da capacidade de importação/exportação, outros agentes possam utilizar a capacidade de interligação.

260. Trata-se de uma mudança importante face ao modo como a interligação era utilizada no contexto prévio à criação do mercado diário do MIBEL – na qual competiam pela sua utilização vários utilizadores (o agente comercial do SEP, a EDP Distribuição e os comercializadores do SENV, ou as centrais do SENV, que podiam exportar para o mercado Espanhol) com motivações não necessariamente coincidentes. Quando se formavam congestionamentos estes eram geridos através de critérios de alocação da capacidade existente mediante critérios pró-rata.

261. Decorre do acima exposto que, embora um dos factores da utilização da capacidade de importação do processo de optimização conduzido pela REN fosse determinado pela diferença de custos entre as centrais nacionais vinculadas e os preços de mercado em Espanha, como sucede com os princípios subjacentes ao funcionamento do mecanismo de separação de mercados, não se encontra garantida uma comparabilidade perfeita entre os níveis de trocas comerciais entre Portugal e Espanha antes e depois da criação do mercado diário do MIBEL.

262. Com efeito, a alteração do modelo de mercado, com a extinção dos CAE e das funções do Agente comercial do SEP na optimização do sistema público e a sua substituição pelo mercado diário do MIBEL, assente no mecanismo de separação de mercados, introduziu uma quebra estrutural no modo como se programam as trocas de energia entre os dois sistemas eléctricos, tal como exposto nos parágrafos 247 e seguintes.

263. Sendo o factor fundamental para a determinação do nível de utilização da capacidade de importação a diferença de preços grossistas entre Portugal e Espanha, será então útil analisar os factores que poderão fundamentar as diferenças de preços que foram evidenciadas no ponto 6.1.

264. Nos próximos pontos analisam-se estes factores, contextualizados no segundo semestre de 2007, em particular:

- A evolução da capacidade de importação.
- As diferenças de *mix* produtivo entre Portugal e Espanha.
- A evolução do regime hidrológico.
- A evolução do nível de concorrência no mercado Espanhol.
- A relação entre os preços de oferta das centrais em mercado e os custos variáveis de produção de energia eléctrica.

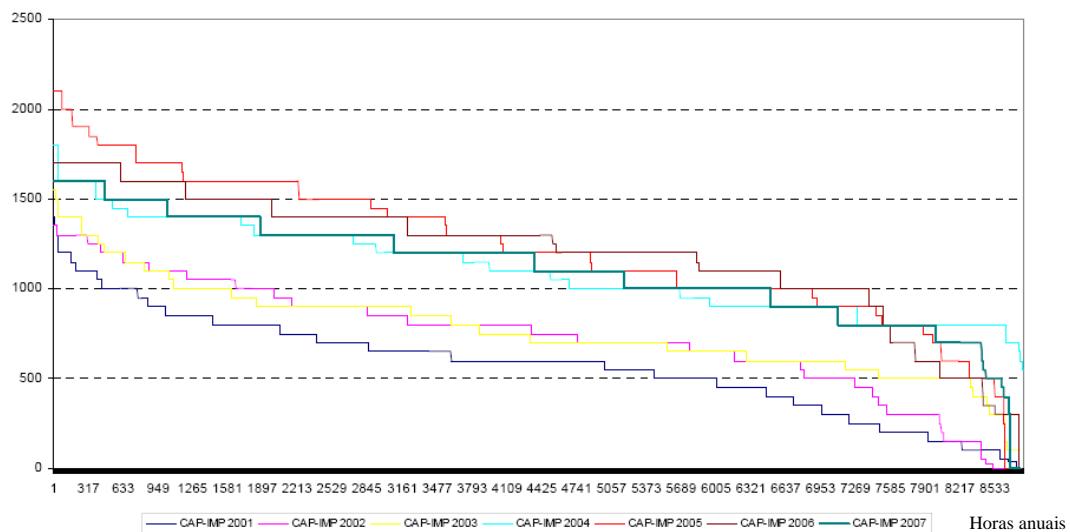
- As paragens técnicas de centrais térmicas a carvão e gás natural
- Os desvios de previsão entre a procura em mercado diário e a procura real

6.3 Evolução da Capacidade de Importação

265. A capacidade de interligação entre o sistema eléctrico Português e Espanhol tem vindo a ser progressivamente aumentada, como já referido no ponto 4.7, em linha com os reforços de rede introduzidos pela REN e REE ao longo da presente década.

266. Os valores da capacidade de importação alcançados em 2007 – vide Gráfico 14 – são claramente superiores aos assinalados em 2001. Porém, observa-se que os valores atingidos em 2007 são inferiores aos obtidos em 2005 e 2006. De facto, observa-se que o valor máximo da capacidade de importação, em 2007, atingiu os 1600 MW, ao passo que nos anos anteriores foram atingidos valores superiores a 1600 MW numa percentagem significativa do tempo.

Gráfico 14: Capacidade de importação (CAP-IMP) entre 2001 e 2007 no sentido Espanha-Portugal (MWh)



Fonte: REN, Caracterização das Interligações, em 31 de Dezembro de 2007.

267. Os valores de capacidade de interligação disponível para fins comerciais são calculados antecipadamente ao momento em que ocorre o trânsito da energia eléctrica entre os dois países, sendo publicados na página de Internet da REN e da REE. As previsões em horizontes mais distantes do momento actual baseiam-se em perfis médios de utilização do sistema electroprodutor.
268. As previsões de capacidade disponível para fins comerciais para o horizonte do próximo mês ou semana, e as que são efectivamente utilizadas para efeitos da programação das transacções, baseiam-se em cenários que reflectem uma maior aproximação às condições reais de utilização do sistema eléctrico. Nessa medida, tende a existir uma diferença entre aquelas que são as estimativas da capacidade de interligação publicadas para o ano seguinte (ou aquelas que são publicitadas quando se analisam potenciais reforços de rede de interligação), e aquelas que, na prática, efectivamente se verificam.
269. De facto, e em geral, como refere o *North American Electric Reliability Council*, enquanto que "as capacidades de interligação entre dois sistemas são geralmente referenciadas, é entendido por aqueles que as determinam, e aqueles que as usam, que estas capacidades são apenas aproximações para um conjunto de condições específicas, e não valores firmes que se aplicam em todos os momentos. Desta forma, um valor para a capacidade de interligação deve ser visto mais como um valor típico ou um valor médio. A capacidade efectiva em cada momento poderá ser consideravelmente mais elevada ou mais baixa."⁶⁸
270. Decorre do exposto, que os valores determinados para a capacidade de interligação para fins comerciais não são constantes. Por razões técnicas (temperatura, controlo de voltagem, consumo de energia reactiva, défice de geração), a capacidade de interligação varia ao longo do ano.
271. Neste mesmo sentido aponta a informação constante da Tabela 11, relativa ao comportamento da capacidade de importação durante o segundo semestre de 2007, onde se nota que a capacidade média mensal variou entre 1262 MW em Outubro e 911 MW em Julho.

⁶⁸ "While "transfer capabilities" between one system and another are often quoted, it is understood by those who determine them, and those who use them, that these capabilities are approximations for a specific set of conditions and not firm values that apply at all times. Therefore, a published "transfer capability" should be regarded more as a typical or average value. The actual capability at any moment may be considerably higher or considerably lower." North American Electric Reliability Council 1989 Reliability Assessment, September 1989, p. 41.

Tabela 11: Capacidade de importação média no segundo semestre de 2007 (MW)

Hora	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Média Horária
1	874	1.000	1.173	1.219	1.190	1.035	1.081
2	987	1.000	1.343	1.368	1.460	1.313	1.243
3	1.006	1.000	1.380	1.390	1.500	1.368	1.272
4	1.006	1.000	1.380	1.390	1.500	1.368	1.272
5	1.006	1.000	1.380	1.390	1.500	1.368	1.272
6	1.006	1.000	1.380	1.390	1.500	1.368	1.272
7	1.006	1.000	1.380	1.390	1.500	1.368	1.272
8	923	1.000	1.247	1.271	1.277	1.168	1.146
9	897	1.000	1.210	1.235	1.230	1.053	1.103
10	897	1.000	1.207	1.223	1.070	953	1.057
11	884	1.000	1.207	1.223	920	924	1.026
12	884	1.000	1.207	1.223	920	924	1.026
13	884	1.000	1.207	1.223	920	924	1.026
14	884	1.000	1.207	1.223	920	995	1.038
15	884	1.000	1.207	1.223	1.070	1.077	1.076
16	884	1.000	1.207	1.213	1.230	1.106	1.105
17	884	1.000	1.207	1.213	1.230	1.106	1.105
18	884	1.000	1.207	1.213	1.070	1.024	1.065
19	861	1.000	1.170	1.200	687	832	959
20	865	1.000	1.173	1.213	667	842	960
21	865	1.000	1.173	1.216	687	845	965
22	865	1.000	1.183	1.216	873	845	997
23	865	1.000	1.183	1.216	1.023	960	1.040
24	865	1.000	1.183	1.216	1.183	1.042	1.080
Média Mensal	911	1.000	1.242	1.262	1.130	1.075	1.103

Fonte: OMEL, Tratamento da AdC.

272. Como é possível notar na Tabela 11, a capacidade de importação varia, igualmente, durante o dia. No período em análise, a capacidade de importação correspondeu a um valor médio de 1230 MW durante o período das 1 às 8 horas, ao passo que a capacidade entre as 9h e as 24h correspondeu a 1039 MW.

273. Durante o segundo semestre de 2007, a capacidade de importação por hora no sentido Espanha-Portugal registou um elevado desvio padrão, chegando em determinados períodos, por razões técnicas do lado Espanhol⁶⁹ a atingir um valor de zero.

⁶⁹ Défice de geração registado pela REE, em virtude de um volume elevado de capacidade de geração em Espanha ter sido declarada indisponível.

Tabela 12: Estatísticas referentes à capacidade de importação no sentido Espanha-Portugal, durante o segundo semestre de 2007

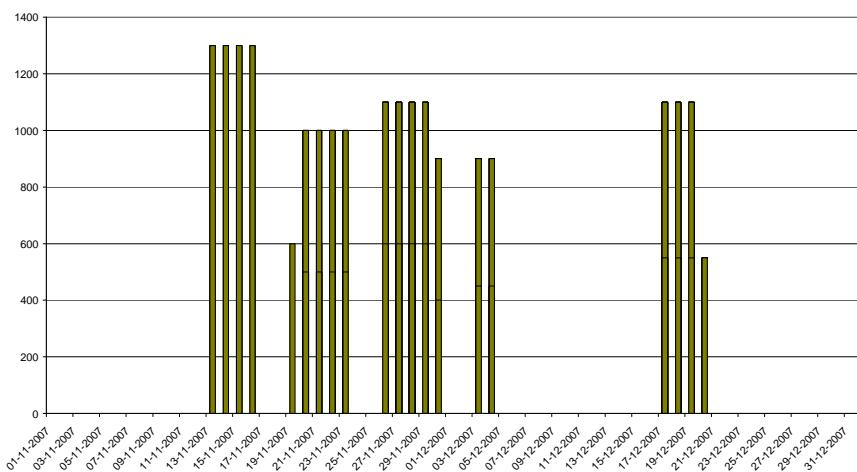
Período	Média (MWh)	Máximo (MWh)	Mínimo (MWh)	Desvio Padrão (MWh)	Coeficiente de Variação
9-24 horas	1039	1600	0	307	30%
1-8 horas	1229	1600	500	249	20%

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

274. Estas ocorrências incidiram em particular nos meses de Novembro e Dezembro de 2007. A redução para zero da capacidade de importação nesses meses contribuiu para um retrocesso da média dos meses de Novembro e Dezembro assinalada na tabela. Os valores médios mensais para estes 2 meses são inclusivamente inferiores aos períodos homólogos dos dois anos anteriores.

275. As reduções da capacidade de importação no sentido Espanha-Portugal resultaram em indisponibilidades de importação para os meses de Novembro e Dezembro que se ilustram no Gráfico 15.

Gráfico 15: Indisponibilidades na capacidade de importação nos meses de Novembro e Dezembro (MW)⁷⁰



Fonte: REN. Tratamento de dados pela AdC.

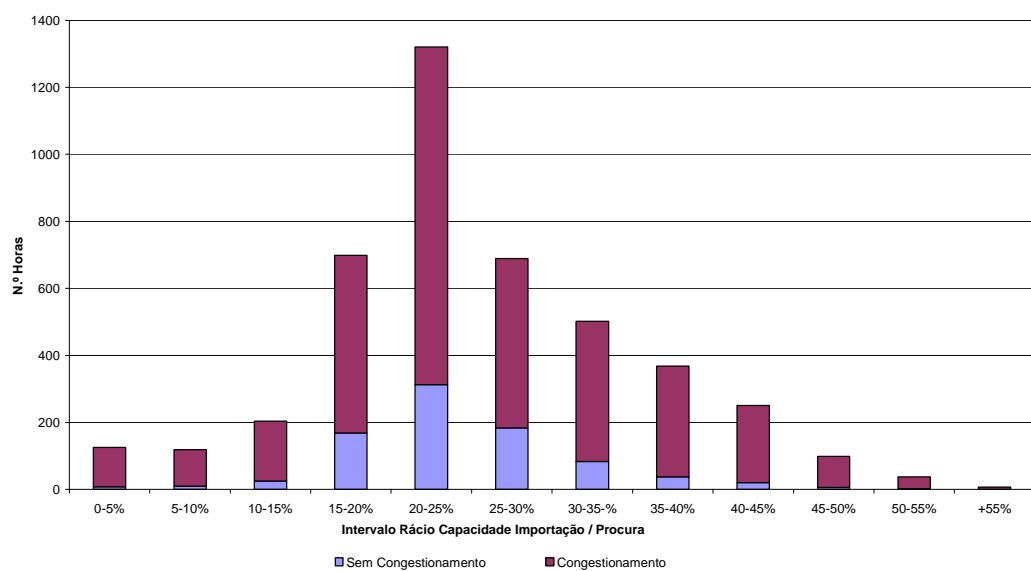
276. Para avaliar o impacto destas restrições sobre o preço de equilíbrio foi realizada uma simulação em que foi adicionado à curva de oferta de cada hora um bloco correspondente à quantidade restringida na capacidade de importação ao preço do mercado Espanhol. Posteriormente, foi verificado se alguma da procura para

⁷⁰ O gráfico representa os valores de capacidade de importação previstos que, em virtude, de problemas de rede ou de equipamento de geração em Espanha, foram anulados.

efeitos de bombagem seria casada ao novo preço, o que nunca se observou vir a acontecer.⁷¹

277. A simulação permitiu perceber que, caso não tivessem ocorrido estas quebras na capacidade de interligação, o preço médio em Portugal, no segundo semestre de 2007 teria sido de 51,9 €/MWh, ou seja, 0,5% inferior ao efectivamente verificado. Se apenas considerarmos os meses de Novembro e Dezembro, meses em que estas restrições se verificaram, os preços teriam sido 1,25% inferiores.
278. Apesar das limitações *supra* identificadas, assinala-se que a capacidade de importação, comparada com a procura nacional que foi a mercado no período em análise (i.e. o consumo dos clientes finais deduzido da PRE comprada pela EDP Serviço Universal) foi significativa, chegando em cerca de 9% do tempo a cobrir mais de 40% da procura. Assinala-se, ainda, que em 74% do tempo o rácio entre a capacidade de importação e a procura no mercado diário foi superior a 20%.

Gráfico 16: Histograma do rácio capacidade de importação/procura (MD) e ocorrência de congestionamentos no sentido Espanha-Portugal no segundo semestre de 2007



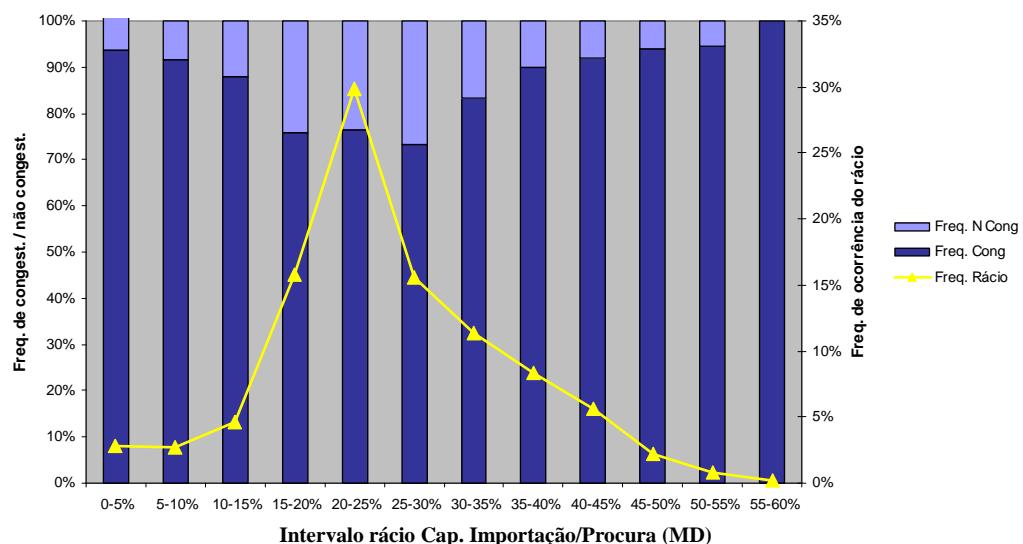
Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC

279. Porém, conforme se constata do gráfico seguinte, a possibilidade de substituir uma percentagem relativamente elevada da produção nacional por importações

⁷¹ Para uma melhor compreensão da metodologia de simulação adoptada vide ponto 6.8.

não se revelou suficiente para anular as diferenças de preços entre os dois países.

Gráfico 17: Frequência da ocorrência de Congestionamento em função do rácio Capacidade Importação/Procura (MD) no segundo semestre de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC

280. De facto, o Gráfico 17 indica que qualquer que seja o intervalo para o rácio de capacidade importação/procura considerado, a frequência com que se registaram congestionamentos, no primeiro semestre do MIBEL, foi sempre superior a 70%.

281. Resulta ainda, do gráfico *supra*, que aumentos no rácio capacidade importação/procura não se traduzem, necessariamente, em reduções de nível de congestionamento. Note-se, por exemplo, que a frequência de congestionamentos para valores do rácio importação/procura da ordem dos 25-30% – significando que a capacidade de importação permitiria satisfazer entre 25 a 30% da procura total em Portugal – foi inferior à registada em momentos nos quais este assumiu valores superiores. Veja-se, ainda, que quando este rácio registou valores entre 55% e 60%, houve sempre congestionamento (sendo que, no entanto, a frequência com que se registaram rácios desta ordem foi muito reduzida).

6.4 Diferenças de *mix* produtivo entre Portugal e Espanha

282. O mercado Espanhol apresenta um *mix* produtivo diferente do nacional, com a produção hidroeléctrica a ter um menor peso, sendo uma parte importante da energia de origem nuclear⁷². Em Espanha, a produção que ocupa os lugares de carga base na ordem de mérito, a energia de proveniência nuclear, é mais barata que a produção que ocupa essa mesma posição em Portugal, o carvão.

Tabela 13: Estrutura da capacidade de produção de energia eléctrica por tecnologia em Portugal e Espanha no final de 2007

Tecnologia	Portugal		Espanha	
	MW	%	MW	%
Hidroeléctrica	4582	32,6	16657	19,4
Nuclear	0	0,0	7.716	9,0
Carvão	1.776	12,6	11.357	13,2
Fuel/Gás	1.877	13,4	5.894	6,9
Ciclo Combinado	2.166	15,4	20.955	24,4
Regime Ordinário	10.401	74,1	62.579	72,8
Eólica	1.894	13,5	13.322	15,5
Resto Regime Especial	1.745	12,4	10.035	11,7
Total	14.040	100,0	85.936	100,0

Fonte: REN, REE

283. Em termos estruturais assinala-se, ainda, que o peso da produção com origem em centrais de ciclo combinado a gás natural é superior em Espanha, sendo aquela que com maior frequência marca o preço nesse mercado.

284. Em Portugal, assinala-se, por outro lado, um maior peso da produção térmica com origem em centrais de fuel. Com efeito, não obstante o peso reduzido das centrais a fuel em Portugal – em 2007 essas centrais contribuíram com menos de 3% da produção nacional – estas acabam por ter um peso importante na formação do preço durante o segundo semestre de 2007, em particular no período das 9h às 24h.

⁷² Vide Decisão da Comissão Europeia M.3440 EDP/ENI/GDP, de 9/12/2004.

Tabela 14: Estrutura da produção de energia eléctrica em Portugal e Espanha no final de 2007

Tecnologia	Portugal		Espanha*	
	GWh	%	GWh	%
Hidroeléctrica	9.522	19,0	26.339	10,1
Nuclear	0	0,0	55.076	21,1
Carvão	11.662	23,3	71.855	27,5
Fuel/Gas	1.268	2,5	2.384	0,9
Ciclo Combinado	10.494	21,0	68.137	26,1
Regime Ordinário	32.946	65,8	215.170	82,5
Eólica	4.002	8,0	26.368	10,1
Resto Regime Especial	6.154	12,3	29.413	11,3
Saldo Importador	7.488	15,0	-5.754	-2,2
Bombagem	-540	-1,1	-4.377	-1,7
Total	50.050	100,0	260.820	100,0

Fonte: REN, REE

* Valores de produção sem dedução de auto-consumos

285. Cada tecnologia apresenta custos variáveis de produção distintos, reflectindo diferentes níveis de eficiência térmica e custos igualmente distintos da fonte energética empregue na produção de energia eléctrica.

286. Por exemplo, enquanto as centrais térmicas convencionais têm níveis de eficiência que no limite atingem os 40%, i.e. transformam em energia eléctrica apenas 40% do conteúdo energético do combustível consumido, as centrais de ciclo combinado atingem níveis de eficiência próximos dos 60%, i.e., consomem menos combustível para produzir um mesmo nível de produção de energia eléctrica.

287. Por outro lado, o carvão constitui, tipicamente, uma fonte energética significativamente mais barata que o gás natural ou o fuel, estes últimos com preços que tendem a reflectir a cotação do petróleo. Assim, em geral, no período analisado as centrais a carvão são as de menores custos ao passo que as centrais a fuel serão as mais caras.

288. Estas diferenças na composição do *mix* produtivo têm necessariamente consequências na formação dos preços, como se evidencia nos próximos pontos.

289. As tabelas que se seguem ilustram a heterogeneidade entre Portugal e Espanha em termos das tecnologias que marcam o preço médio grossista, nas horas de

separação de mercados⁷³. Decidiu-se diferenciar o período da 1 às 8 horas do das 9 horas às 24 horas considerando as diferenças registadas em termos do nível de congestionamento – mais frequente no período da noite – e da capacidade de importação média – mais elevada no período da noite.

Tabela 15: Frequência de marcação de preço e respectivo preço marcado nas horas de separação de mercados e período da 1 às 8 horas, no segundo semestre de 2007

Base: 1360 horas do período da 1 às 8 horas

Tecnologia	Frequência		Preço em €/MWh					
			Média		Máximo		Mínimo	
	PT	ESP	PT	ESP	PT	ESP	PT	ESP
Térmica	10,31%	40,42%	54,5	29,6	86,4	50,0	25,1	10,1
-Carvão+nuclear	6,36%	40,42%	37,8	29,6	48,9	50,0	25,1	10,1
- Fuel	3,95%	0,00%	81,3	-	86,4	-	79,9	-
Hídrica	13,82%	6,94%	47,2	40,2	75,3	80,0	28,1	13,1
Ciclo Combinado	76,46%	49,63%	41,4	31,1	64,8	76,4	35,5	18,7

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

290. Tal como se pode verificar na tabela *supra*, no período da 1 às 8 horas, a tecnologia térmica que regista o preço médio mais baixo (carvão no caso Português e nuclear no caso Espanhol) marcou o preço em Espanha muito mais frequentemente que em Portugal (40,4% em Espanha versus 6,4% em Portugal) no decurso do segundo semestre de 2007.

291. Acresce que a produção térmica a fuel, a tecnologia que regista o preço médio mais elevado em Portugal, marcou o preço com uma frequência de 3,95% no período da 1 às 8 horas, não tendo, no entanto, sido necessária a sua utilização em Espanha, no mesmo período.

292. Como referido, a separação de mercado foi mais frequente no período da 1 às 8 horas, não obstante o facto da capacidade de importação nesse período apresentar valores superiores (vide ponto 6.3). Contribui para este desempenho o facto das centrais a carvão em Portugal cobrirem apenas parcialmente a procura durante a noite, razão que justifica a baixa frequência com que esta tecnologia marcou o preço em Portugal.

⁷³ Estas tabelas foram construídas com base em informação pública recolhida no site do OMEL. Este classifica como térmica as tecnologias nuclear, de carvão e fuel. Nos nossos cálculos, distinguimos a tecnologia fuel das restantes assumindo que ofertas casadas a preços superiores a 55 €/MWh constituem ofertas de tecnologias a fuel.

293. Havendo congestionamento na interligação, i.e. esgotando-se o recurso a importações mais baratas, foi necessário recorrer às centrais de ciclo combinado (durante o período analisado, mais caras que as a carvão) para garantir o equilíbrio entre oferta e procura.

Tabela 16: Frequência de marcação de preço e respectivo preço marcado nas horas de separação de mercados e período das 9 às 24 horas, no segundo semestre de 2007

Base: 2201 horas do período da 9 às 24 horas

Tecnologia	Frequência		Preço em €/MWh					
			Média		Máximo		Mínimo	
	PT	ESP	PT	ESP	PT	ESP	PT	ESP
Térmica	22,52%	17,23%	80,7	35,2	120	80,0	29,0	23,1
- Carvão+nuclear	1,05%	17,18%	41,3	35,1	54,9	55,0	29,0	23,1
- Fuel	21,47%	0,05%	82,6	80,0	120,0	80,0	68,5	80,0
Hídrica	55,70%	17,41%	55,2	52,8	117,5	80,1	30,1	24,1
Ciclo Combinado	23,15%	49,54%	42,5	44,6	63,0	98,4	35,5	24,4

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

294. Relativamente à determinação dos preços médios de licitação no período das 9 horas às 24 horas, em Portugal, o ciclo combinado marcou muito menos frequentemente o preço do que em Espanha (23,2% em Portugal versus 49,5% em Espanha), tendo em contrapartida a hídrica, mais cara, marcado o preço na maioria dessas horas em Portugal (55,7%).

295. Por outro lado, ainda no período das 9 horas às 24 horas, saliente-se que a frequência com que a produção térmica mais barata marcou o preço em Portugal (1,1%) foi muito inferior à que se registou em Espanha (17,2%). A tecnologia térmica a fuel, aquela que regista um preço médio mais elevado, marcou o preço em 21,5% das horas em Portugal contra apenas 0,05% em Espanha.

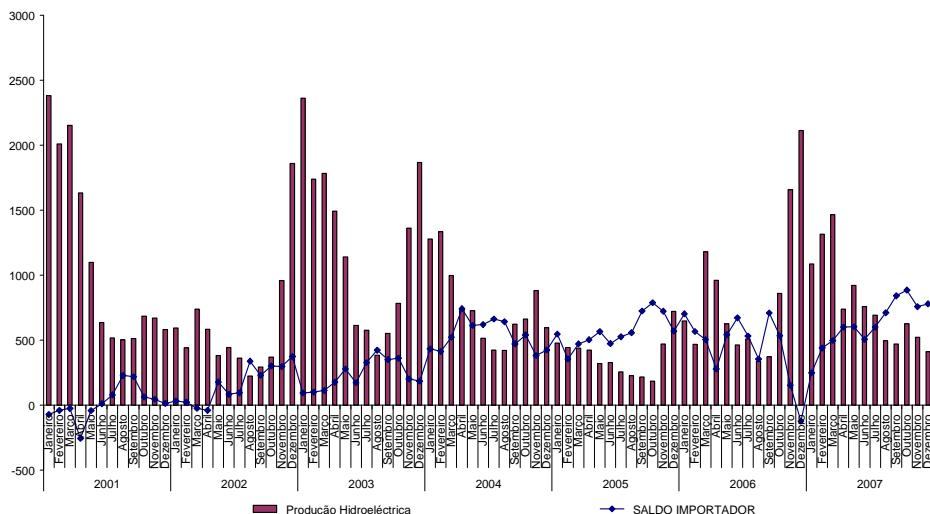
6.5 Evolução do regime hidrológico

296. A elevada importância em Portugal da produção hidroeléctrica conduz a uma forte dependência das trocas comerciais de energia eléctrica com o sistema Espanhol, resultante da elevada irregularidade, quer anual, quer sazonal, dos regimes hidrológicos. Em períodos de seca, esta dependência traduz-se em

maiores níveis de importação a partir de Espanha. Pelo contrário, em situações de hidrológicas de elevada pluviosidade o sistema Português pode tornar-se exportador.

297. O Gráfico 18 mostra a evolução do saldo importador comparado com a produção hidroeléctrica nos anos de 2001 a 2007, onde se nota a relação inversa entre as duas variáveis (o índice de correlação nos 7 anos em análise é de -0.48).

Gráfico 18: Evolução do saldo importador e da produção hidroeléctrica entre 2001 e 2007 (GWh)

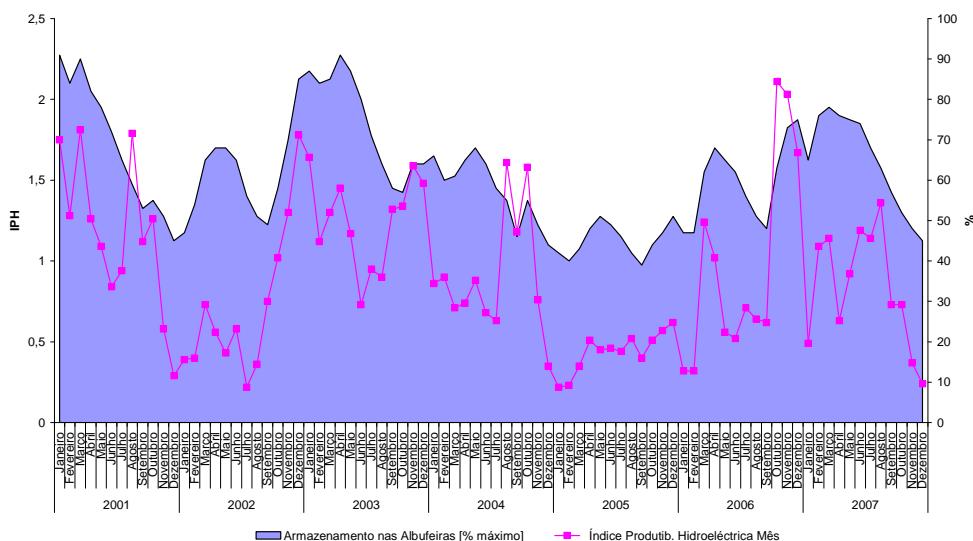


Fonte: REN. Tratamento de dados pela AdC.

298. O Gráfico 19 mostra a evolução da produção hidroeléctrica e do índice de produtibilidade hidroeléctrica (IPH)⁷⁴ nos anos de 2001 a 2007, salientando-se existir uma correlação relativamente elevada entre ambas as variáveis.

⁷⁴ Índice de produtibilidade hidroeléctrica compara a produção hidroeléctrica em relação à que se obteria num regime hidrológico médio.

Gráfico 19: Evolução do armazenamento nas albufeiras e do índice de produtibilidade hidroeléctrica entre 2001 e 2007



Fonte: REN. Tratamento de dados pela AdC.

299. A leitura comparativa entre os níveis de congestionamentos e do IPH nos últimos três anos é assim análoga à relação entre a produção hidroeléctrica e níveis de importação.

300. Em 2005, um ano de seca – o IPH foi de 0,41 –, registaram-se congestionamentos em mais de 30% das horas. Durante três meses do segundo semestre de 2005 o nível de congestionamento superou os 75%⁷⁵ (vide Tabela 10).

301. No ano de 2006, com um IPH de 0,98, reflexo de um melhor desempenho hidrológico (em particular no último trimestre, com IPH superiores a 1,6) o nível de congestionamento reduziu-se para aproximadamente 20% das horas. Reflexo do melhor desempenho do Outono de 2006, no mês de Dezembro de 2006, regista-se um saldo exportador nas trocas com o sistema Espanhol⁷⁶.

302. No ano de 2007, com um IPH de 0,76, novamente um ano com pior desempenho hidrológico, em particular no último trimestre, o nível de congestionamento voltou a subir, para aproximadamente 53% das horas⁷⁷. Se

⁷⁵ De acordo com os cálculos efectuados por esta Autoridade a partir de informação constante do sítio na Internet www.omel.es.

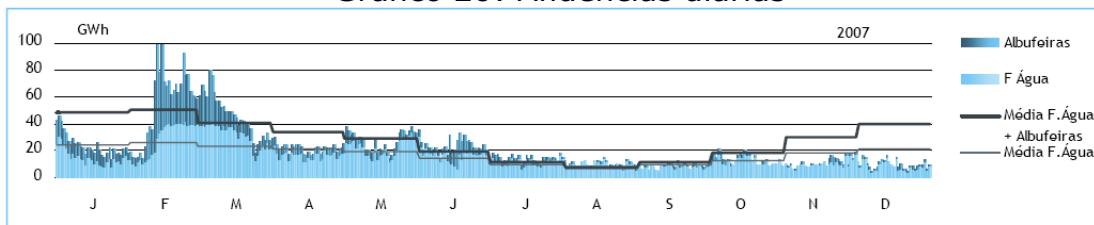
⁷⁶ *Idem*.

⁷⁷ *Idem*.

atentarmos apenas ao 2º semestre de 2007, verificaram-se congestionamentos em aproximadamente 80% das horas⁷⁸.

303. Em Dezembro de 2007, o IPH registou um valor de 0,24, o mais baixo em termos homólogos dos 7 anos analisados, em linha com os baixos níveis de afluências aos aproveitamentos hidroeléctricos. Refira-se que o pior desempenho do regime hidrológico, em particular nos meses de Novembro e Dezembro (vide gráfico *infra*), coincide no tempo com a redução a zero da capacidade de importação num número significativo de horas.

Gráfico 20: Afluências diárias



Fonte: REN, Informação Mensal do Sistema Electroprodutor, Dezembro de 2007.

304. Assim, no que respeita aos meses do Outono de 2007, existem elementos que justificam a existência de diferenciais na estrutura de custos entre os dois países, que, tudo o resto constante, conduziriam a aumento do nível de congestionamento. Com efeito, a menor disponibilidade do recurso hídrico originou a necessidade de recurso mais frequente a centrais com custos/preços mais elevados.

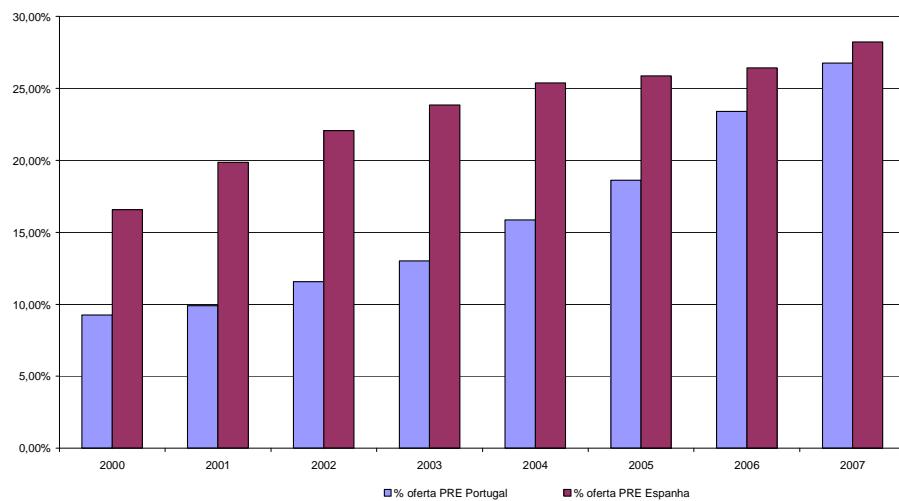
6.6 A evolução do nível de concorrência no mercado Espanhol

305. Tal como notado anteriormente, a estrutura do *mix* produtivo revela-se bastante diferente em Portugal e Espanha. Desde o início da década, registaram-se transformações importantes na estrutura da oferta em ambos os países, com a introdução crescente de meios de produção de origem renovável, em particular na tecnologia eólica. Em 2007, o peso do regime PRE era semelhante em ambos

⁷⁸ *Idem.*

os países, fruto do crescimento notável da capacidade eólica em Portugal de 2004 em diante.

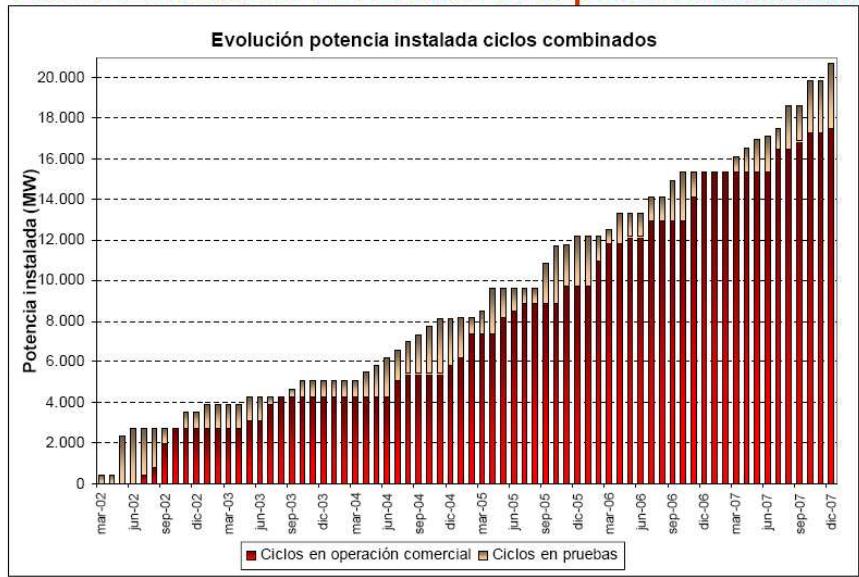
Gráfico 21: Peso relativo da capacidade instalada no regime PRE em Portugal e Espanha



Fonte: REN/REE

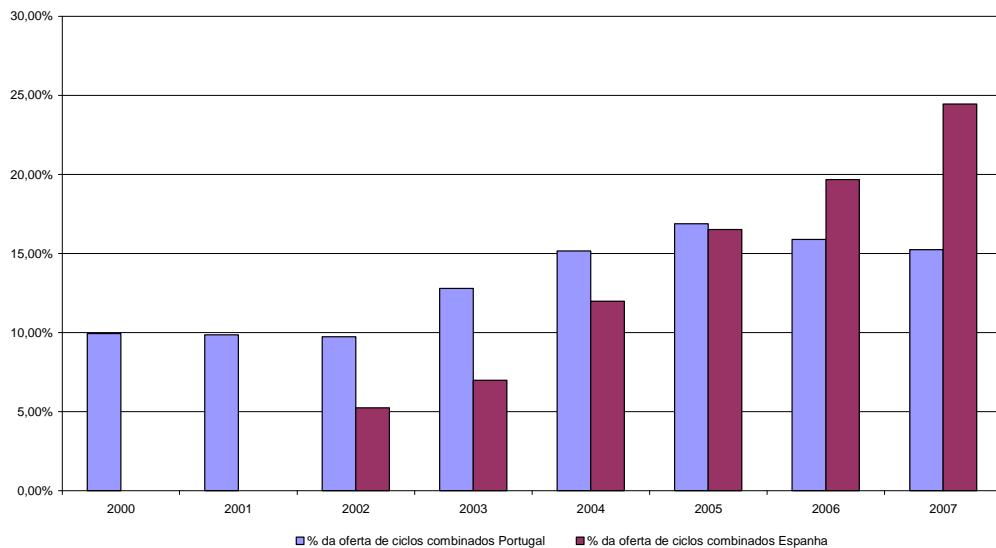
306. Em Espanha, porém, a liberalização do sector, com a consequente liberdade de entrada na actividade de produção em regime ordinário, traduziu-se numa entrada massiva de centrais de ciclo combinado a gás natural. Essa tecnologia cresce do nível zero em 2001 para uma capacidade instalada de 21 GW em 2007 – o que equivale a 1,5 vezes a capacidade instalada total em Portugal –, representando nesse ano o equivalente a cerca de ¼ da capacidade de geração Espanhola.

Gráfico 22: Evolução da potência instalada em ciclos combinados em Espanha



Fonte: REE⁷⁹

Gráfico 23: Peso relativo da capacidade instalada na tecnologia de ciclo combinado em Portugal e Espanha



Fonte: REN/REE

307. Em Portugal, a tecnologia de ciclo combinado existe desde finais de 1997, data em que entrou em serviço a central de ciclo combinado da Turbogás, a primeira na Península Ibérica. Entre 2003 e 2005, a EDP colocou em serviço a central do Ribatejo, constituída por três grupos de 400 MW, não tendo havido até à data a

⁷⁹ REE, "Enero 2008: Comité de Seguimiento del Sistema Gasista: Demanda y Generación Eléctrica , Presentación de Red Eléctrica", disponível em www.enagas.es.

entrada de outros operadores nesta tecnologia. Assim, o peso na estrutura da oferta da tecnologia de ciclo combinado em Portugal não ultrapassava em finais de 2007 os 15%, em contraste com os perto de 25% em Espanha, nesse mesmo ano.

308. Por outro lado, a entrada de novos operadores na tecnologia de ciclo combinado em Espanha⁸⁰ contribuiu para uma redução dos níveis de concentração no mercado Espanhol, diluindo a posição dos dois principais operadores de mercado – Endesa e Iberdrola.

309. Como se pode verificar na tabela seguinte, apesar da Endesa continuar a ser o principal operador na tecnologia térmica a carvão e a Iberdrola na tecnologia hídrica, a tecnologia de ciclo combinado encontra-se repartida por diversos operadores. A empresa Gas Natural, o incumbente Espanhol do gás natural, foi aquela que concretizou uma entrada mais notável. O processo de entrada na tecnologia de ciclo combinado contribuiu efectivamente para uma estrutura de oferta menos concentrada e um aumento do número de concorrentes, a que se associa potencialmente maior intensidade concorrencial entre agentes.

Tabela 17: Distribuição de tecnologias pelos operadores do mercado Espanhol

Tecnologia	Iberdrola	Endesa	Unión Fenosa	EDP/HC	Gas Natural	Viesgo	Outros
Carvão	11%	49%	18%	13%	0%	8%	0%
Fuel/Gas	38%	40%	17%	0%	0%	0%	6%
Ciclo Combinado	27%	11%	17%	4%	18%	4%	20%
Nuclear	43%	47%	8%	3%	0%	0%	0%
Hidroeléctrica	51%	32%	11%	2%	0%	0%	0%
Regime Especial	20%	12%	2%	6%	2%	3%	59%
Total	30%	25%	11%	5%	5%	3%	22%

Fonte: IESE, Federico et al (2008)⁸¹

310. Significa isto que o mercado Espanhol, em 2007, era consideravelmente menos concentrado que o mercado Português, em particular numa tecnologia que

⁸⁰ É possível relacionar a entrada de novas centrais com o regime de garantia de potência adoptado no mercado Espanhol. A garantia de potência constitui um pagamento adicional ao preço de mercado, que tinha por objectivo incentivar a permanência em actividade de centrais com níveis de utilização muito baixos e/ou atrair novos investimentos. Embora se possa reconhecer o efeito positivo que estes pagamentos poderão ter tido na atracção de novos investimentos, Pérez Arriaga, no *Libro Blanco* da reforma do sistema eléctrico Espanhol, sustenta que a entrada não parece motivada pelos pagamentos de potência. Sustenta este autor, que a incerteza regulatória associada a este pagamento – o governo poderia alterá-lo em qualquer momento – retirava eficiência ao sistema numa perspectiva de sinalização de investimentos no médio/longo prazo. Refira-se, a propósito, que o mecanismo de pagamentos de capacidade/potência foi reformado em 2007.

⁸¹ Federico, G., Vives, X., Fabra, N., Competition and Regulation on the Spanish Gas and Electricity Markets, , Novembro 2008.

possuiu um relevo significativo na marcação do preço grossista em mercado, designadamente o ciclo combinado.

311. O Índice de Herfindahl-Hirschman para Espanha, medido a partir da tabela *supra*, corresponde a um valor de 2189, ou seja, cerca de metade do valor calculado para Portugal utilizando a capacidade instalada (vide parágrafo 101). Embora o nível de concentração Espanhol seja consideravelmente inferior ao nacional, tal não quer dizer que os níveis de concentração em Espanha correspondam aos de um mercado pouco concentrado⁸².

312. A entrada massiva de centrais de ciclo combinado teve consequências importantes ao nível do desempenho do mercado grossista Espanhol. Em 2007, como salienta Federico (2008)⁸³, os ciclos combinados fixaram o preço Espanhol em 36% das horas – acima dos 24% que representa na estrutura da oferta –, significando que se tornou uma tecnologia térmica importante na fixação de preço (o que na terminologia adoptada no sector significa também marginal).

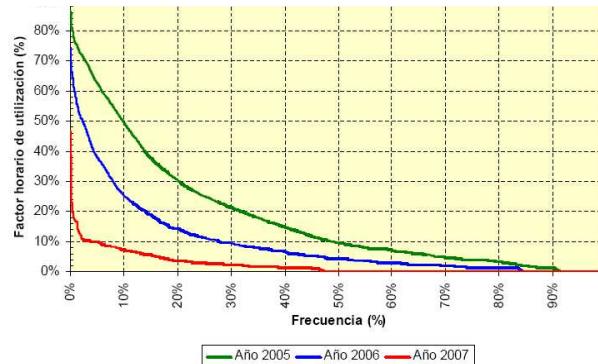
313. O crescente peso dos ciclos combinados retirou protagonismo às tecnologias térmicas a fuel-gás⁸⁴ na determinação do preço e na sua utilização (vide figura seguinte), anteriormente a principal tecnologia térmica marginal do sistema Espanhol. Concretiza-se assim um dos objectivos da liberalização e concorrência – os agentes no momento de investir escolhem as tecnologias mais eficientes. A liberdade de entrada implica que as centrais menos eficientes se tornam economicamente obsoletas.

⁸² Federico et al (2008) alerta para o facto da capacidade conjunta dos dois principais operadores ser indispensável à satisfação da procura em Espanha num número considerável de horas, não obstante, a indispensabilidade individual de cada operador se ter reduzido nos últimos anos.

⁸³ Federico, G., Vives, X., Fabra, N., "Competition and Regulation on the Spanish Gas and Electricity Markets", IESE, Novembro 2008.

⁸⁴ A classificação fuel-gás deriva do facto de vários grupos de centrais a fuelóleo terem sido convertidos para poderem utilizar as duas fontes de combustível. Na realidade, tratam-se de equipamentos sem os níveis de eficiência térmica que as centrais de ciclo combinado a gás natural tendem a demonstrar. Por isso, independentemente do combustível que utilizem, as centrais fuel-gás serão sempre centrais de custos variáveis elevados.

Gráfico 24: Factor de utilização da tecnologia fuel-gás



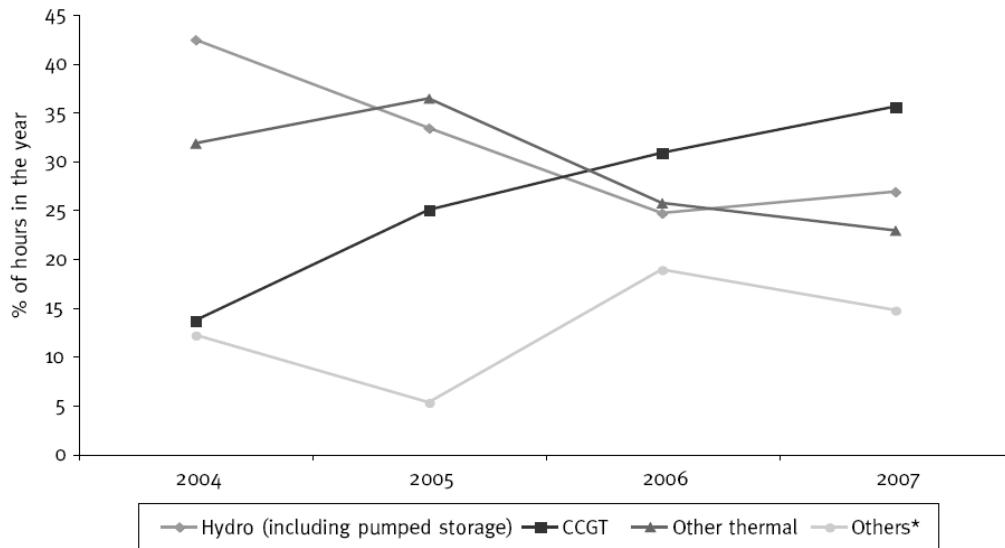
Fonte: REE

314. Federico e tal (2008)⁸⁵ salienta, ainda, que a entrada de capacidade em ciclo combinado produz, igualmente, consequências ao nível da forma como as centrais hidroeléctricas são colocadas em mercado. De facto, além de se ter assinalado uma redução do peso relativo da tecnologia hidroeléctrica na marcação de preço, o reforço da posição dos ciclos combinados afecta, igualmente, o preço de oferta das centrais hídricas.

315. As centrais hidroeléctricas em mercado são tipicamente vendidas ao preço de referência da tecnologia térmica que estão a substituir. Sendo o papel das centrais a fuel-gás cada vez menor, o preço das centrais hidroeléctricas tende a aproximar-se do preço das centrais de ciclo combinado. Uma concorrência acrescida entre as centrais de ciclo combinado significa que o preço a que são colocadas as centrais hidroeléctricas tende a decrescer. Passa-se assim o inverso do que ocorre em Portugal, onde a tecnologia térmica de referência para a colocação das centrais hidroeléctricas nacionais continua a ser a produção a fuel (vide ponto 6.7.3).

⁸⁵ Idem.

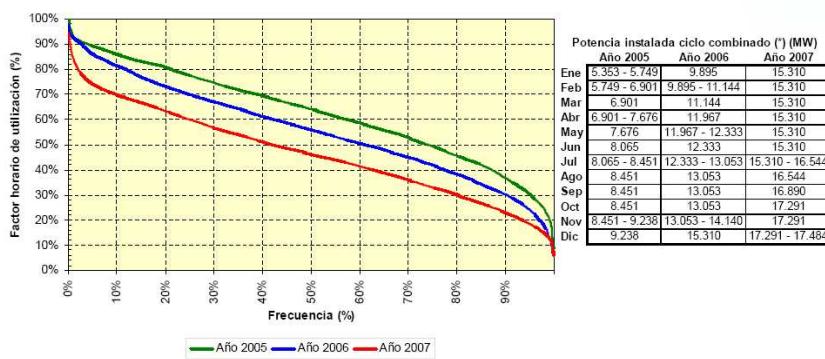
Gráfico 25: Percentagem de tempo com que cada tecnologia marcou o preço no mercado Espanhol entre 2004 e 2007



Fonte: IESE, Federico et al (2008)

316. O crescimento do peso da tecnologia de ciclos combinados, com um padrão menos concentrado que o evidente nas outras tecnologias, tem associado uma redução do nível de utilização das centrais de ciclo combinado (vide gráfico seguinte). Com efeito, a redução do nível de utilização dessas centrais é um indicador que a concorrência nesta tecnologia aumentou no mercado Espanhol.

Gráfico 26: Factor de utilização da tecnologia de Ciclo Combinado



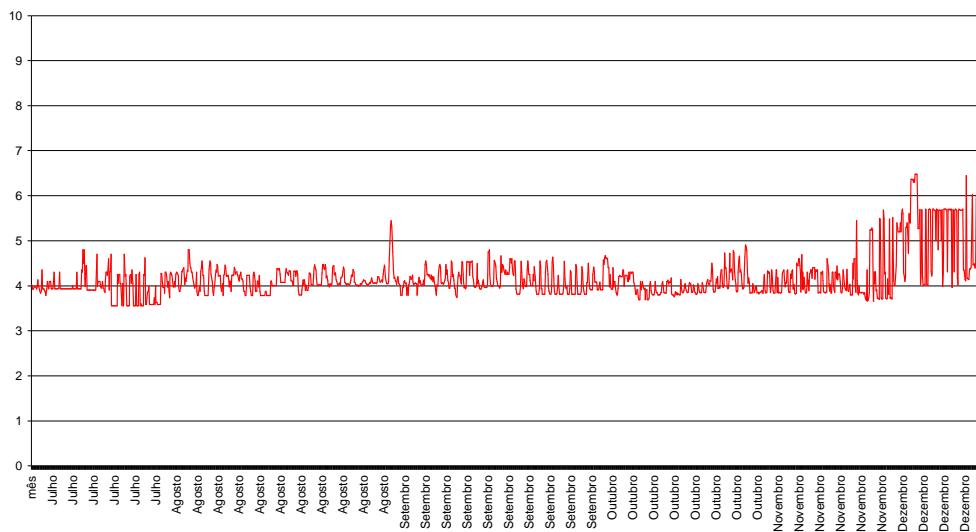
(*) No se han considerado los grupos que se encuentran en fase de pruebas.

Reunión C.S.S.G.

Fonte: REE

317. A significativa entrada de centrais de ciclo combinado em Espanha, por contraste com a relativa estagnação em Portugal nessa tecnologia tem consequências ao nível do desempenho de mercado dos dois países. Conforme se assinala nos gráficos seguintes, nos meses de Julho a Outubro de 2007, enquanto o preço em Portugal, quando marcado pela tecnologia de ciclo combinado, rondou, sem grande flutuação, os 40 €/MWh, em Espanha, o preço foi mais volátil, observando-se com alguma frequência preços que flutuaram entre os 20 e os 40 €/MWh. No período da 1 às 8 horas, os ciclos combinados em Espanha marcaram um preço médio de aproximadamente 31 €/MWh, ao passo que em Portugal a mesma tecnologia marcou o preço a uma média superior a 41 €/MWh (vide Tabela 15 *supra*).

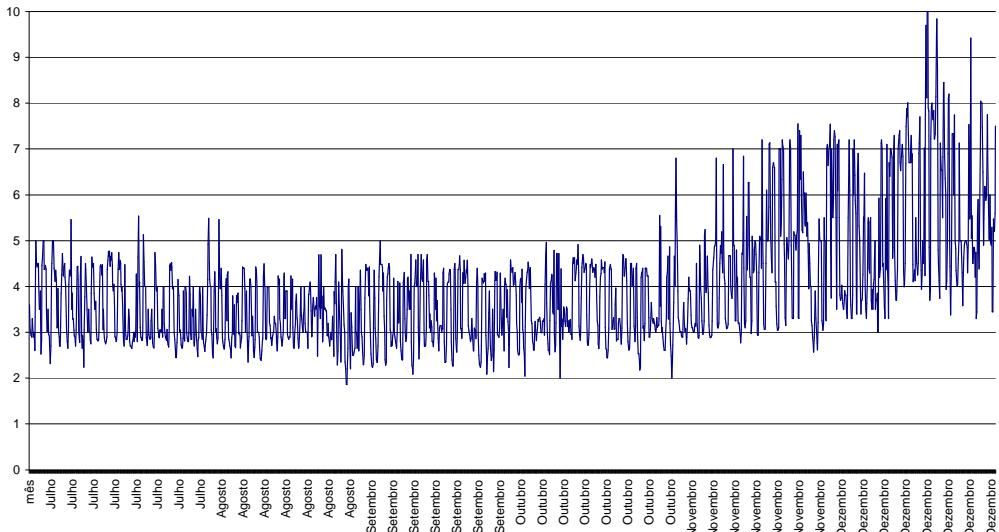
Gráfico 27: Preço no Mercado Diário em Portugal marcado pela tecnologia de ciclo combinado aquando de congestionamentos (cent.€/kWh)



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

318. Contudo, conforme a análise conduzida, os preços marcados pela tecnologia de ciclo combinado em Portugal tenderam a reflectir os custos variáveis médios das centrais nacionais – para uma análise mais detalhada da relação dos preços de oferta e os custos variáveis vide o ponto 6.7.

Gráfico 28: Preço no Mercado Diário em Espanha marcado pela tecnologia de ciclo combinado aquando de congestionamentos (cent.€/kWh)



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

319. Muito embora não se disponham dos elementos sobre o sistema eléctrico Espanhol que permitam dar cabal explicação para os preços mais baixos das centrais de ciclo combinado em Espanha, será importante analisar os factores que poderão, potencialmente, justificar as diferenças de preços assinaladas nos dois países nesta tecnologia em particular. Essa análise é conduzida nos próximos pontos.

320. A existência de contratos com cláusulas de consumo mínimo, associadas a penalidades por incumprimento – cláusulas *take or pay* –, é típica na indústria do gás natural. Este tipo de cláusulas encontra-se presente nos contratos de importação, existindo, igualmente, nos contratos de fornecimento das centrais de ciclo combinado.

321. O aumento da concorrência entre agentes, com reflexos numa menor utilização de centrais de ciclo combinado e, consequentemente, num menor nível de consumo de gás natural, pode gerar situações em que os agentes sejam confrontados com o pagamento das penalidades associadas aos consumos mínimos. No sentido de evitar estas penalizações, os agentes podem preferir vender a energia eléctrica a um preço inferior ao custo variável, desde que o prejuízo associado seja inferior àquele que observariam caso pagassem as penalizações *take or pay*. É possível que essas condições tenham ocorrido em

Espanha no período que se analisou e que tenham contribuído para os baixos preços que foram observados.

322. No mercado Espanhol assinala-se, adicionalmente, que alguns operadores na tecnologia de ciclo combinado são eles próprios operadores no sector do gás natural, fornecendo as respectivas centrais através de importações directas (uma parte das quais através de contratos igualmente com cláusulas *take or pay*).
323. Nestes termos, estes agentes, quando utilizam o gás natural para a produção de electricidade, são confrontados com um custo de oportunidade⁸⁶. Caso não utilizem o gás natural importado para a produção de electricidade poderão revendê-lo no mercado internacional, ao preço *spot* prevalecente – o que, no caso Espanhol, é facilitado pelo facto de uma parte substancial das importações de gás natural ser realizada em navios metaneiros. Daqui resulta que o preço reflectido nas ofertas das centrais de ciclo combinado daqueles agentes que são, eles próprios, fornecedores das respectivas centrais de ciclo combinado, poderá ter reflectido as possibilidades de revenda no mercado internacional.

Tabela 18: Cotações spot (médias mensais) do Gás Natural nos mercados Internacionais e Valores de referência para os custos variáveis médios de uma central de ciclo combinado no segundo semestre de 2007

Mês	Média Cotação Spot			Custos Variáveis s/CO ₂ *	
	Zeebrugge €/MWh	NBP (UK) €/MWh	Henry Hub (HH) (EUA) €/MWh	Valor referência média Zeeb/NBP €/MWh	Valor referência média HH €/MWh
Julho	15,14	15,1	15,91	30,2	31,8
Agosto	14,72	14,34	15,49	29,1	31,0
Setembro	17,44	16,65	14,38	34,1	28,8
Outubro	20,42	20,22	15,65	40,6	31,3
Novembro	23,88	23,41	16,17	47,3	32,3
Dezembro	24,18	24,41	16,91	48,6	33,8

Fonte: Conselho de Reguladores do MIBEL

* Utilizando valores de referência de eficiência térmica de 50%

324. Assim, os preços marcados em Espanha pela tecnologia de ciclo combinado nos meses de Julho a Outubro poderão, igualmente, ter reflectido a cotação

⁸⁶ Em princípio, um agente que tenha um contrato de fornecimento do ciclo combinado com um terceiro operador terá possibilidades de revenda do gás limitadas. A existência de cláusulas de consumo mínimo do tipo *take or pay* é mesmo impeditiva da possibilidade de revenda. Nesses casos, não se define um custo de oportunidade. Esta é a situação que se assinala no caso das centrais portuguesas a gás natural fornecidas pela GALP.

internacional do gás natural nos *hubs* de referência para a Península Ibérica. Os valores médios da cotação *spot* do gás natural assinalaram, no terceiro trimestre de 2007, valores que rondaram os 15 €/MWh (vide tabela *supra*), os quais se traduzem, atento os níveis de eficiência térmica típicos de uma central de ciclo combinado, em custos variáveis claramente inferiores aos 40 €/MWh.

325. Em Novembro e Dezembro, os preços em Espanha marcados pela tecnologia de ciclo combinado apresentaram um forte crescimento. O crescimento do preço *spot* nos principais mercados de referência mais próximos da Península Ibérica (Zeebruge, NBP) poderá ter influenciado este comportamento. O défice de geração pontualmente identificado nesses meses, em resultado do volume elevado de capacidade declarada indisponível, e que justificou a redução a zero da capacidade de exportação do sistema Espanhol para Portugal, poderá igualmente ter justificado a subida de preço assinalada.
326. A descrição realizada aponta como possível explicação para preços mais baixos das centrais de ciclo combinado em Espanha situações pontuais em que alguns agentes poderão ter vendido a respectiva produção a valores inferiores aos respectivos custos variáveis. Tal cenário é representativo da alteração radical do modelo de mercado a que se associa a liberalização do sector eléctrico: antes da liberalização os riscos de exploração eram totalmente assumidos pelos consumidores via contratos com os produtores que asseguravam uma rentabilidade garantida e independente do nível de utilização das centrais; com a liberalização tende a existir uma partilha de risco mais equilibrada entre agentes produtores e consumidores.
327. O desempenho do mercado eléctrico Espanhol evidencia, igualmente, os benefícios da liberalização simultânea dos mercados de electricidade e gás.
328. Em Portugal, tendo assente que não houve, até à actualidade, entrada de novos operadores na tecnologia de ciclo combinado e que as centrais de ciclo combinado em Portugal tendem a apresentar níveis de utilização superiores às congêneres Espanholas, não se assinala a pressão ao cumprimento dos contratos *take or pay*.
329. Em suma, níveis de concorrência mais elevados no segmento das centrais de ciclo combinado em Espanha favoreceram a formação de preços mais baixos do que os registados em Portugal, contribuindo para o fenómeno da separação de mercados, nomeadamente nos meses de Julho a Outubro.

6.7 Relação entre os preços de oferta das centrais em mercado e os custos variáveis de produção de energia eléctrica

6.7.1 Introdução

330. Numa parte substancial do segundo semestre de 2007 os preços grossistas da energia eléctrica em Portugal foram determinados por centrais geradoras localizadas em território nacional. Importa, assim, avaliar os preços a que as mesmas foram colocadas em mercado e comparar esses preços com os respectivos custos variáveis, atenta a relação que se pode estabelecer entre o nível de concorrência e as margens preço-custo.
331. De facto, decorre da teoria económica que, num mercado em concorrência perfeita e sem restrições de capacidade, o preço marginal de mercado deverá reflectir os custos marginais de curto prazo (no caso presente, correspondentes aos custos variáveis de produção). Interessa, nessa medida, avaliar a existência de possíveis desvios, i.e. margens que os agentes incorporam nas suas ofertas, como um possível indicador de poder de mercado.
332. Relembre-se que no mercado eléctrico o preço grossista é marcado pelas unidades marginais necessárias à satisfação da procura, preço que se aplica a todas as unidades infra-marginais, independente do seu preço de oferta. Deste modo, os preços que se analisam no presente capítulo correspondem essencialmente aos preços a que as centrais foram colocadas em mercado e não aos preços a que produção das mesmas foi vendida.
333. A análise seguinte subdivide-se entre a formação dos preços das centrais térmicas e das centrais hídricas.

6.7.2 Centrais térmicas

334. Antes de proceder à análise que compara os preços de oferta das centrais térmicas com os custos variáveis, importa reter alguns dos elementos que decorrem das regras de mercado e das características dos equipamentos produtivos que influenciam o comportamento das respectivas ofertas de venda:

- De acordo com as regras de mercado a capacidade de produção das centrais pode ser subdividida em blocos de oferta, os quais devem ser oferecidos ao mercado com preço crescente. Porém, o custo variável médio de produção de uma central é decrescente com o nível de produção. De facto, os níveis de eficiência térmica máximos dos grupos são atingidos com funcionamento a plena carga/capacidade total. Assim, no que se refere aos preços dos primeiros blocos de oferta, de preço mais baixo, não existe necessariamente uma relação desse preço com os respectivos custos variáveis médios. Na presente análise, considerou-se, assim, como referência, para efeitos de comparação com os custos variáveis médios, o preço do último bloco de oferta casado.
- Os grupos geradores apresentam restrições técnicas – máximos e mínimos técnicos – que tendem a ser observados pelos agentes na construção das suas ofertas. O primeiro bloco oferecido, de preço mais baixo, tende a corresponder ao mínimo técnico.
- Os custos de arranque – i.e. os custos relacionados com a entrada em funcionamento da centrais – influenciam o modo como as centrais são colocadas em mercado.

335. Os custos variáveis médios de uma central térmica dependem dos custos dos combustíveis e do CO₂, do nível de eficiência térmica, e do nível de emissão de CO₂ por unidade de energia eléctrica gerada.

336. Para uma central de ciclo combinado a gás natural adoptam-se valores de referência da eficiência térmica entre os 50% e os 60% e para uma central de turbina a vapor (a carvão ou a fuel) entre os 35% e os 40%. O Observatório dos Mercados Energéticos da Comissão Europeia⁸⁷, por exemplo, considera respectivamente 50% e 35% os níveis de eficiência das centrais térmicas de ciclo combinado e de turbina a vapor. No que toca às emissões de CO₂, os valores *standard* para uma central a carvão rondam as 0,86ton CO₂/MWh, ao passo que o valor de emissão de uma central a gás natural rondará as 0,37ton CO₂/MWh.

⁸⁷ Vide *Market Observatory for Energy / Directorate-General for Energy and Transport, Quarterly Report on European Electricity Markets, Volume, 1 Issue 3: October 2008-December 2008*, disponível em http://ec.europa.eu/energy/observatory/doc/electricity/qreem_2008_quarter4.pdf.

337. Note-se, contudo, que os custos reais dependem dos coeficientes de emissão específicos (CO_2 e de eficiência térmica) a cada central e dos custos contratados dos combustíveis, informação que nem sempre é pública.
338. No que respeita aos custos dos combustíveis, importa diferenciar a situação referente às centrais térmicas a carvão das centrais a gás natural.
339. No caso das centrais a gás natural em Portugal, os custos de aprovisionamento encontram-se definidos nas fórmulas de preços constantes dos contratos com o respectivo fornecedor, *in casu*, a GALP. A fórmula de preço contratada pelas centrais nacionais encontra-se relacionada com os custos de aquisição que GALP enfrenta nos contratos de importação de muita longa duração, que por sua vez são indexados à cotação do petróleo⁸⁸.
340. Não existe, deste modo, necessariamente uma relação entre a cotação internacional do gás natural em *hubs* de referência e os preços a que é fornecido o gás natural às centrais nacionais, i.e., os preços *spot* internacionais poderão em alguns períodos ser mais baixos e outros mais altos que os preços contratualizados. Assim, os custos variáveis que se apresentaram na Tabela 18 *supra* não têm necessariamente relação com aqueles que as centrais nacionais enfrentam.
341. No caso das centrais térmicas a carvão e a fuel da EDP, os custos dos combustíveis associam-se aos valores a que os mesmos são cotados no mercado internacional ao momento da sua utilização, não obstante, em geral, estes serem adquiridos em contratos *forward*.
342. De facto, o encargo variável dos CAE das centrais a carvão e a fuel da EDP era determinado com base nos custos variáveis determinados a partir dos índices internacionais relevantes e não com base nos custos efectivamente contratados – a EDP era premiada quando comprava abaixo do índice internacional e penalizada quando o preço *forward* contratualizado era superior ao do índice relevante⁸⁹. Essa metodologia de determinação do custo variável foi, igualmente, incorporada no cálculo da revisibilidade das compensações CMEC, e

⁸⁸ Por exemplo, no caso do contrato da Transgás/GALP com a Sonatrach, no que diz respeito aos fornecimentos por gasoduto a partir da Argélia, o preço contratual resulta da média aritmética dos preços de um cabaz de oito petróleos brutos no semestre anterior à aplicação destes preços. Já no que diz respeito aos contratos de importação com a Nigerian LNG, Limited, o preço do GNL importado por navio está indexado a um cabaz composto pelos preços do fuelóleo com teor de enxofre de 1%, do fuelóleo com teor de enxofre de 3,5%, do gasóleo e da inflação da UE15. (vide ERSE, Caracterização do Sector do Gás Natural em Portugal, Janeiro de 2007).

⁸⁹ Vide a este respeito a apresentação de Resultados de 2007, onde a EDP assinala ganhos financeiros no carvão e perdas no fuelóleo.

tende a estar presente na forma como as centrais com CMEC são ofertadas em mercado.

343. O facto da formação dos custos variáveis das centrais se relacionar com a cotação dos combustíveis no momento em que estes são utilizados, tem implícito o custo de oportunidade da utilização alternativa do combustível adquirido, i.e. a revenda das cargas *forward* contratadas no mercado internacional ao preço *spot* prevalecente⁹⁰.
344. Refira-se, mais uma vez, que este custo de oportunidade não existe em centrais que são fornecidas por terceiros, como no caso das centrais a gás natural em Portugal, fornecidas pela GALP.
345. Para além dos custos dos combustíveis, o custo do CO₂ contribui igualmente para a formação dos custos variáveis das centrais térmicas. Quando uma central térmica produz electricidade esta utiliza os direitos de emissão de CO₂ atribuídos, uma parte dos quais de forma gratuita. Uma vez que esses direitos podem ser revendidos no mercado internacional, assinala-se um custo de oportunidade. Nessa medida, os custos de oportunidade associados à revenda dos direitos de emissões, medidos pela cotação das licenças de emissão, tendem a influenciar as ofertas em mercado destas centrais.
346. Note-se, no entanto, que no período analisado, dado que a cotação das emissões de CO₂ relativas ao ano de 2007 desceu para valores próximos de zero, o custo de oportunidade do CO₂ exerceu uma influência muito reduzida nos preços a que estas foram colocadas em mercado.
347. Nos próximos pontos analisam-se as ofertas e os custos variáveis das centrais térmicas nacionais durante o segundo semestre de 2007, seguindo a ordem de mérito de custo das centrais, ou seja, das centrais térmicas de mais baixo custo para as centrais de mais elevado custo.
348. A metodologia adoptada partiu de construção de indicadores de referência dos preços de oferta. Atento o facto de cada grupo térmico ser ofertado em vários blocos de preço crescente, em vez de se calcular uma média do preço de oferta – que reflectiria eventualmente valores de preço sem necessária relação com os

⁹⁰ A EDP, na sua apresentação de resultados dos 9 meses de 2008, e no que respeita às suas centrais a carvão em Espanha relaciona o aumento do custo marginal do carvão com uma redução do factor de utilização do carvão. Decorrente desta situação, refere o referido relatório que "a EDP acumulou grandes quantidades de carvão comprados em 2007, no 2T08 e 3T08. Em vez que queimar carvão nas centrais, a EDP optou pela venda de alguns barcos de carvão, registando ganhos de €15M."

respectivos custos variáveis – optou-se por considerar o preço médio da última unidade casada em mercado de cada grupo térmico.

349. Em relação aos custos variáveis das centrais térmicas da EDP, essa informação foi requerida junto desta empresa. Paralelamente, a AdC estimou os custos variáveis médios das centrais térmicas da EDP com base nas cotações internacionais dos combustíveis e em indicadores estimados de eficiência térmica/rendimento dos grupos geradores.
350. No que respeita às centrais colocadas em mercado pela REN *Trading* utilizou-se sobretudo os valores de custos variáveis reportados nos documentos tarifários da ERSE.

6.7.2.1 Centrais a carvão

351. A central a carvão de Sines, segundo estimação da AdC, tem um rendimento líquido de 37,9% e um coeficiente de emissão de CO₂ por MWh produzido de 0,899ton. CO₂/MWh.⁹¹ Por outro lado, a central do Pego, de acordo com informação pública⁹² apresentou, em 2007, um rendimento líquido de 37,7% e de 0,837ton. CO₂/MWh.

352. O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro fornece um referencial para os custos de manuseamento portuário, transporte e outros custos, necessários para colocar os combustíveis nos centros electroprodutores, que se adicionam ao custo CIF de importação que, no caso da central de Sines, ascendem a um valor de 2,72 €/ton e no caso da central do Pego a 12,81 €/ton.

353. Conhecida a cotação do carvão de acordo com o índice que serve de referência para as importações nacionais, a cotação do CO₂ e incorporando os custos de movimentação, os custos variáveis médios estimados das centrais a carvão nacionais, avaliados à cotação internacional dos factores de produção, são os reportados na tabela seguinte.

⁹¹ De acordo com a informação publicada em http://www.edp.pt/NR/rdonlyres/67DF3EA5-B28B-436A-A1DF-9B6D470FE55/0/termicas_pt.pdf.

⁹² Tejo Energia/Pegop, Sumário 2007, Segurança e Ambiente.

Tabela 19: Custos variáveis médios das centrais a carvão estimados pela AdC com base na cotação dos factores de produção

Mês	Carvão (API#2)* €/MWh	CO₂ (Bluenext)** Ton CO ₂	Custos CIF		Custo carvão c/ custos movimentação		Custos CO₂		Custos variáveis totais	
			Sines €/MWh	Pego €/MWh	Sines €/MWh	Pego €/MWh	Sines €/MWh	Pego €/MWh	Sines €/MWh	Pego €/MWh
Julho	8,2	0,13	21,7	21,8	22,7	26,7	0,12	0,11	22,8	26,8
Agosto	9,1	0,10	23,9	24,0	24,9	28,9	0,09	0,09	25,0	29,0
Setembro	9,9	0,08	26,0	26,2	27,1	31,1	0,08	0,07	27,1	31,1
Outubro	11,6	0,07	30,6	30,8	31,7	35,7	0,06	0,06	31,7	35,7
Novembro	12,5	0,08	32,9	33,1	33,9	37,9	0,07	0,07	34,0	38,0
Dezembro	12,5	0,08	33,1	33,2	34,1	38,1	0,07	0,07	34,2	38,2
Média	10,6	0,09	28,0	28,2	29,1	33,1	0,08	0,08	29,2	33,1

Fonte: Conselho de Reguladores do MIBEL/ Relatórios Mensais MIBEL*, Reuters**, Tratamento AdC.

354. Como é possível observar na tabela *supra*, no decurso do segundo semestre de 2007, assinala-se um crescimento dos custos variáveis médios das centrais a carvão, influenciado, sobretudo, por um aumento dos custos internacionais do carvão.

355. No entanto, os custos contratados em contratos *forward*, tanto pela central de Sines como pela central da Tejo Energia, foram inferiores àqueles que se evidenciam na tabela *supra*. A ERSE⁹³, em relação à central do Pego reporta um encargo de combustível unitário médio de 25,1 €/MWh durante o segundo semestre de 2007. A EDP⁹⁴, por seu lado, indica ter realizado ganhos financeiros “pelo uso de stocks de carvão a preços mais baixos do que o previsto nas regras CAE/CMEC.”

Central de Sines/EDP

356. No que respeita aos preços de oferta, identifica-se na tabela *infra* e nos gráficos seguintes os preços médios do último bloco de oferta casado de cada grupo da central de Sines.

357. Como é possível constatar dos elementos apresentados, durante o mês de Julho os diferentes grupos geradores da central de Sines foram ofertados a preço zero, reflectindo uma estratégia que visava garantir a venda da energia desta central, procurando, eventualmente, evitar reduções ou mesmo paragens dos grupos de forma a não incorrer em custos de arranque.

⁹³ ERSE, Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir em 2009, Dezembro de 2008.

⁹⁴ EDP, Resultados 2007, Março de 2008.

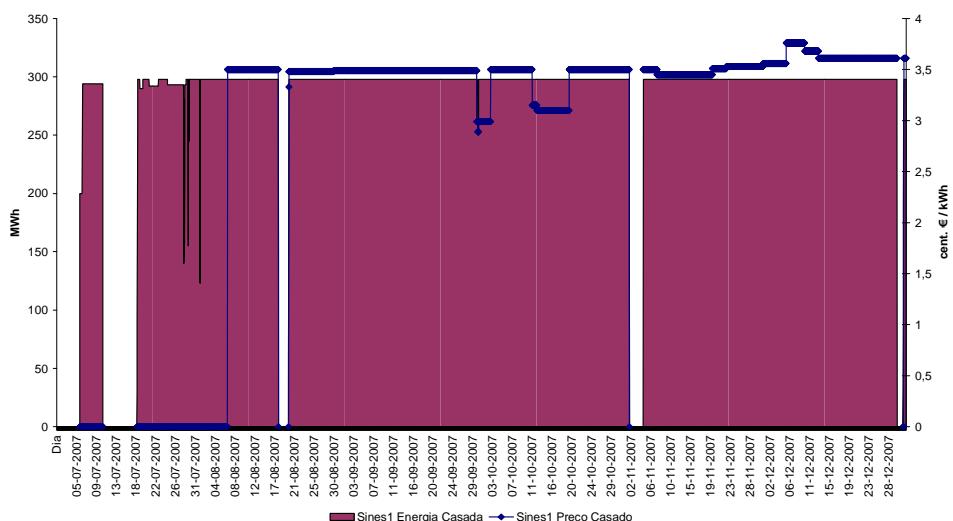
Tabela 20: Preço médio do último bloco de oferta casado e valor médio da energia casada da central de Sines por grupo gerador no segundo semestre de 2007

Mês	Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4	
	Energia Média MWh	Preço Médio €/MWh						
Julho	288	0,0	285	0,0	297	0,0	297	0,0
Agosto	297	27,5	297	26,4	297	28,2	298	27,1
Setembro	298	34,7	298	34,8	296	34,8	298	35,0
Outubro	298	33,7	298	33,8	298	33,7	-	-
Novembro	298	34,8	295	35,1	297	35,2	282	35,3
Dezembro	297	36,1	295	36,2	298	36,5	297	36,5

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

358. A partir de Agosto, o bloco marginal de oferta passa a apresentar um preço maior que zero e superior aos custos variáveis estimados pela AdC para a central de Sines. Os desvios entre o preço do último bloco de oferta e o custo variável médio estimado são, porém, reduzidos, com excepção do mês de Setembro. Note-se que os valores estimados pela AdC não se afastam, na média do período considerado, em mais de 10% daqueles que a EDP reportou à AdC⁹⁵.

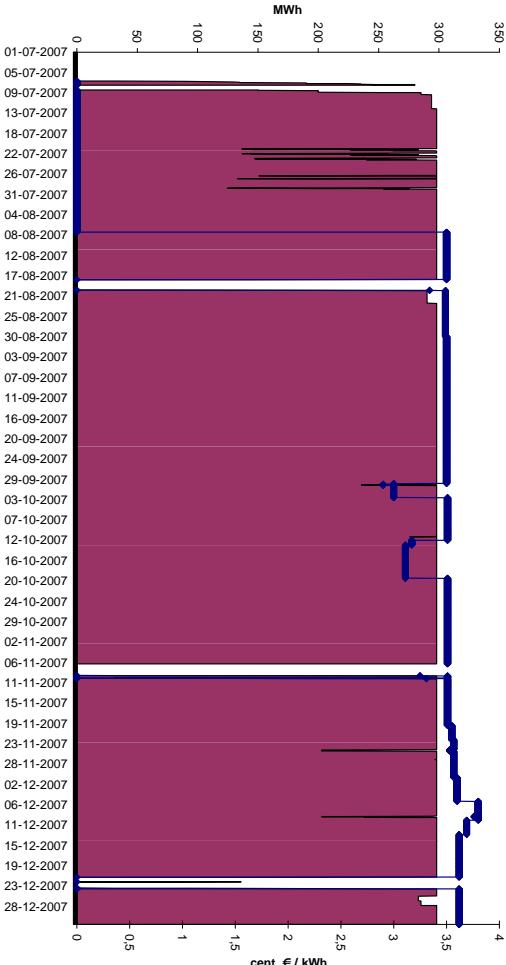
Gráfico 29: Preço do último bloco de oferta casado e energia casada da central de Sines no grupo gerador 1, no segundo semestre de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

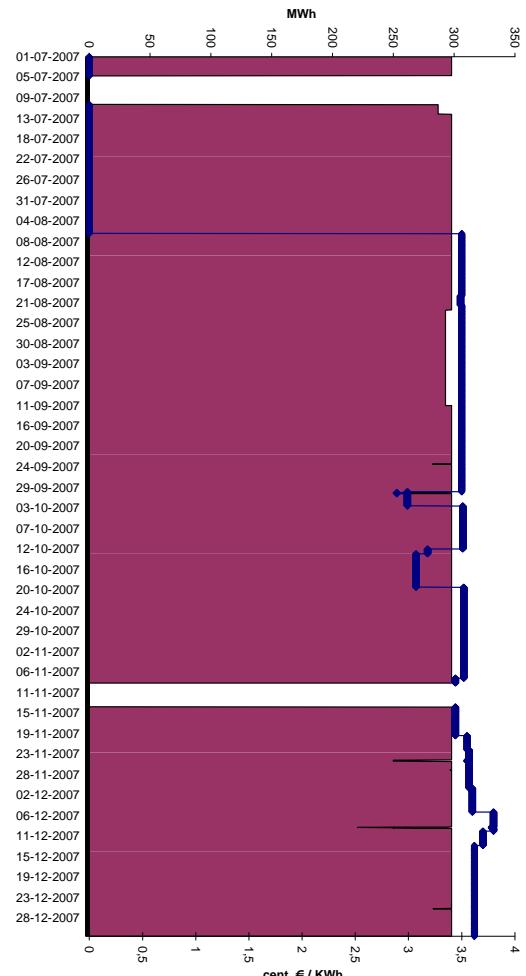
⁹⁵ Conforme comunicação da EDP de 16 de Julho de 2008 em resposta a pedido de elementos da AdC, a qual é de natureza confidencial.

Gráfico 30: Preço do último bloco de oferta casado e energia casada da central de Sines no grupo gerador 2, no segundo semestre de 2007



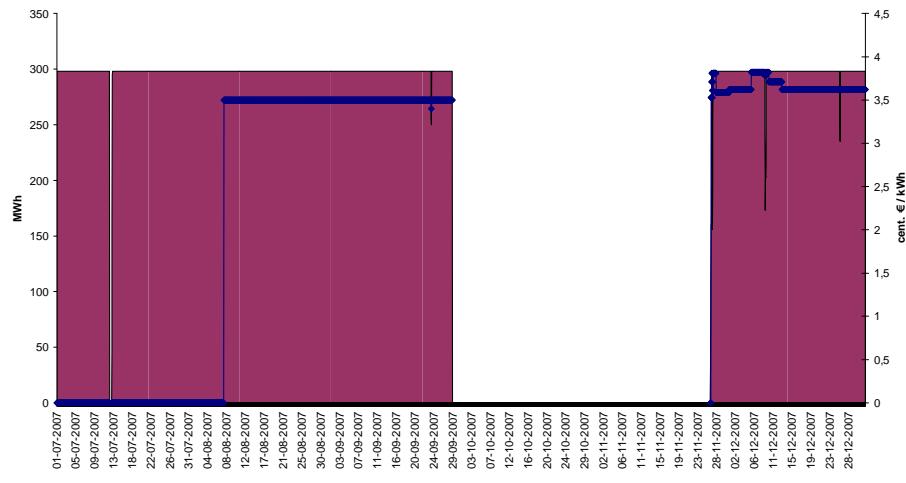
Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

Gráfico 31: Preço do último bloco de oferta casado e energia casada da central de Sines no grupo gerador 3, no segundo semestre de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

Gráfico 32: Preço do último bloco de oferta casado e energia casada da central de Sines no grupo gerador 4, no segundo semestre de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

359. Conforme é possível constatar dos gráficos *supra*, que representam a energia vendida e o preço do bloco marginal casado, sempre que os grupos da central de Sines se apresentaram disponíveis⁹⁶, i.e. foram ofertados em mercado, a energia casada correspondeu à quase totalidade da capacidade de produção nominal dos grupos geradores (no caso 300 MWh).

360. Tal reflecte o facto das ofertas de preço da central terem sido infra-marginais na maior parte do tempo, ou seja, muito raramente marcaram o preço em mercado. De facto, em apenas 36 horas em que se registou separação de mercados no segundo semestre de 2007, correspondente a 1% das horas, a central de Sines marcou o preço de mercado.

⁹⁶ No período analisado, todos os 4 grupos da central de Sines registaram indisponibilidades declaradas junto do Gestor de Sistema. O grupo 4 da central foi aquele que apresentou durante um período mais alargado problemas técnicos impeditivos da sua colocação em mercado.

Tabela 21: Número de horas em que a central de Sines marcou o preço em situação de separação de mercados e preço médio marcado no decurso do segundo semestre de 2007

Mês	N.º de Horas	Preço Médio (€/MWh)
Julho	-	-
Agosto	-	-
Setembro	13	30,4
Outubro	2	32,6
Novembro	10	35,4
Dezembro	11	37,3
Total	36	34,0

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

361. Conclui-se deste modo que a forma como a central de Sines foi colocada em mercado reflectiu em grande medida os respectivos custos variáveis, tendo exercido reduzida influência no preço grossista, com excepção dos períodos em que um ou mais grupos estiveram indisponíveis (a este respeito vide análise desenvolvida no ponto 6.8).

Central do Pego/Tejo Energia/REN Trading

362. A central do Pego é colocada em mercado pela REN *Trading*, uma vez que a Tejo Energia optou por não rescindir antecipadamente o Contrato de Aquisição de Energia (CAE) que tinha com a REN. A REN *Trading* compra a energia à central da Tejo Energia, nos termos estabelecidos no CAE, e revende-a ao preço de mercado. As receitas de mercado podem ser inferiores ou superiores aos pagamentos que a REN *Trading* tem contratualizados com a Tejo Energia. Essas diferenças são recuperadas ou devolvidas aos consumidores via tarifas, através do designado mecanismo de sobrecusto do agente comercial, determinando a neutralidade financeira para a REN *Trading* da operação de compra e venda desta central⁹⁷.

363. O valor médio do encargo de combustível reportado pela ERSE⁹⁸ para a central do Pego, durante o segundo semestre de 2007, correspondeu a 25,1 €/MWh. Por seu lado, o valor médio apurado para o encargo de energia nesse período ascendeu a 25,8 €/MWh. No fundo, o encargo de combustível corresponde à

⁹⁷ Em Abril de 2008, a ERSE desenvolveu dois mecanismos que visam incentivar a REN *Trading* a colocar as centrais com CAE em mercado de forma eficiente. Vide Despacho n.º 11210/2008, de 17 de Abril, da ERSE, que: Aprova o Mecanismo de Optimização da Gestão dos Contratos de Aquisição de Energia e o Mecanismo de Optimização da Gestão das Licenças de Emissão de CO₂; Aprova os valores dos parâmetros a vigorar no ano de 2008 para os Mecanismos de Optimização da Gestão dos Contratos de Aquisição de Energia e da Gestão das Licenças de Emissão de CO₂.

⁹⁸ ERSE, "Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir em 2009", Dezembro de 2008.

quase totalidade do valor do encargo de energia, que a REN *Trading* paga à Tejo Energia pela energia produzida por esta central.

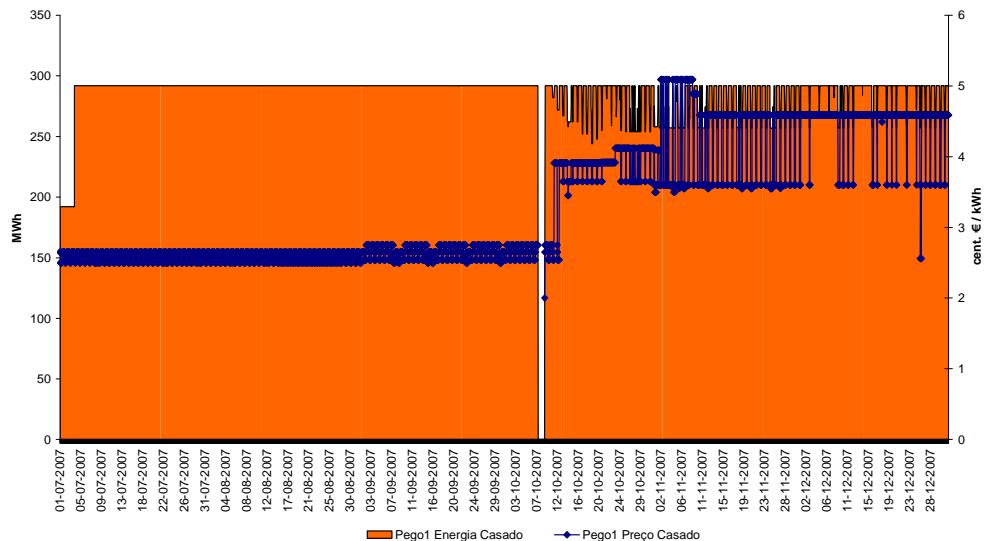
364. Os custos variáveis desta central dependem do valor do encargo de energia, nos termos em que o mesmo é calculado no CAE da Tejo Energia. Desse modo, o valor dos custos variáveis desta central não se relaciona necessariamente com o valor da cotação do carvão ao momento em que o mesmo é consumido, como se passa com a central a carvão da EDP.
365. A estratégia de colocação da central em mercado diferiu daquela adoptada pela EDP para a central de Sines. Por um lado, em nenhum momento esta central foi, na sua totalidade, ofertada a preço zero. Entre Julho e Outubro, a central do Pego foi colocada em valores médios (preço médio do último bloco casado) da ordem dos 25 a 26 €/MWh, em linha com o valor do encargo de combustível acima referido.
366. Por outro lado, e como é possível constatar da tabela *infra*, o grupo 2 da central, durante Agosto e Setembro, esteve parado em resultado da instalação do equipamento de redução de emissões poluentes.

Tabela 22: Preço médio do último bloco de oferta casado e valor médio da energia casada da central do Pego por grupo gerador no segundo semestre de 2007

Mês	Grupo 1		Grupo 2	
	Energia Média (MWh)	Preço Médio (€/MWh)	Energia Média (MWh)	Preço Médio (€/MWh)
Julho	282	25,9	292	26,0
Agosto	292	25,8	-	-
Setembro	292	26,5	-	-
Outubro	285	35,2	278	38,3
Novembro	277	42,7	277	42,9
Dezembro	287	44,9	287	44,9

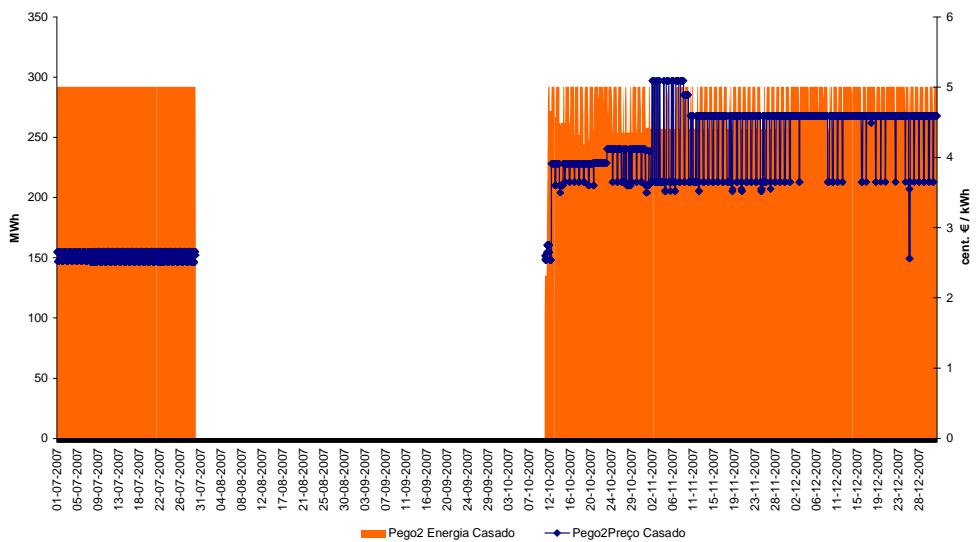
Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

Gráfico 33: Preço do último bloco de oferta casado e energia casada da central de Pego no grupo gerador 1, no segundo semestre de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

Gráfico 34: Preço do último bloco de oferta casado e energia casada da central de Pego no grupo gerador 2, no segundo semestre de 2007

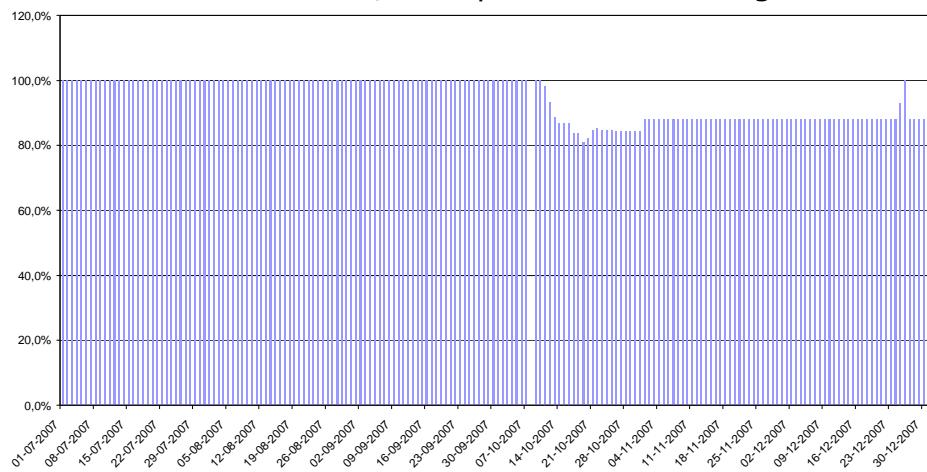


Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

367. A partir de Novembro de 2007, nota-se uma estratégia diferenciada de colocação em mercado da central do Pego por parte da REN *Trading*. Aproximadamente 90% da capacidade nominal dos grupos da central passou a ser colocada em valores em torno dos 26 a 27 €/MWh e a restante capacidade em valores que oscilaram entre os 45 e os 50 €/MWh, ou seja, valores mais altos do que aqueles que a central de ciclo combinado do Ribatejo marcou, e

significativamente superiores ao encargo de combustível/energia médio registado no período ou aos valores que a AdC estimou para o respectivo custo variável avaliado à cotação dos factores de produção no mercado internacional.

Gráfico 35: Percentagem da energia que foi oferecida em mercado a preço inferior a 30 €/MWh pela central do Pego



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

368. Esta forma de colocação da central do Pego teve impactos reduzidos em termos de marcação directa do preço de mercado, dado que esta apenas esporadicamente marcou o preço de mercado.

Tabela 23: Número de horas em que a central do Pego marcou o preço em situação de separação de mercados e preço médio marcado no decurso do segundo semestre de 2007

Mês	N.º de Horas	Preço Médio (€/MWh)
Julho	3	25,2
Agosto	-	-
Setembro	-	-
Outubro	12	39,5
Novembro	38	40,3
Dezembro	15	45,9
Total	68	40,7

Fonte: OMEL. Tratamento de Dados pela AdC.

369. Porém, em resultado desta estratégia, a central do Pego deixou de vender cerca de 10% da sua capacidade nominal no mercado diário em 492 horas (i.e. 32% do tempo nos meses de Novembro e Dezembro). Em termos indirectos, esta forma de colocação da central do Pego poderá ter conduzido a um aumento do

número de horas em que a central do Ribatejo marcou o preço ou, mesmo, a um aumento do número de horas com congestionamento na interligação, em particular no período da 1 às 8 horas, período em que a redução de vendas da central do Pego foi mais notória.

6.7.2.2 Centrais de ciclo combinado a gás natural

370. As centrais de ciclo combinado, no período analisado, caracterizaram-se por preços e custos variáveis mais elevados que as centrais a carvão. Como referido anteriormente, os custos variáveis de produção das centrais de ciclo combinado dependem, essencialmente, dos custos contratualizados com o respectivo fornecedor, não se relacionando necessariamente com a cotação do gás natural em *hubs* de referência.

371. Os custos que foram divulgados pela ERSE e aqueles que foram reportados pela EDP à AdC salientam que os custos de aprovisionamento das duas centrais de ciclo combinado existentes em Portugal não serão semelhantes⁹⁹.

372. A ERSE indica que o custo médio do gás natural consumido pela Turbogás durante o segundo semestre de 2007 terá sido de 28 cent.€/m³, do qual resultou um encargo de combustível médio para esta central de 51,2 €/MWh.

373. Os valores reportados pela EDP¹⁰⁰ para a central de ciclo combinado do Ribatejo, em referência aos respectivos custos variáveis, são inferiores aos publicamente divulgados para a central da Turbogás.

374. As diferenças de custo variável identificadas poderão reflectir outras diferenças para além do custo de aprovisionamento do gás. A central do Ribatejo, em virtude de uma concepção mais recente, poderá apresentar um nível rendimento /eficiência térmica mais elevado que a central da Turbogás.

⁹⁹ Os indexantes na fórmula de preço do gás natural não serão os mesmos no contrato de fornecimento da Turbogás e da central do Ribatejo; vide Parecer do Conselho Tarifário sobre "Proposta de Mecanismos de Incentivos à Optimização da Gestão dos CAE e da Gestão Eficiente de Licenças de Emissão de CO₂", de 4 de Março de 2008.

¹⁰⁰ Conforme comunicação da EDP de 21 de Janeiro de 2009 em resposta a pedido de elementos da AdC, a qual é de natureza confidencial.

Ciclo Combinado do Ribatejo/EDP

375. A central de ciclo combinado do Ribatejo, no conjunto dos 3 grupos geradores que a constituem, é a central que, individualmente considerada, marcou o preço em situação de separação de mercados com maior frequência durante o segundo semestre de 2007. De facto, em 1005 horas, ou seja, em 28% do tempo em que se registou separação de mercados no decurso do segundo semestre de 2007, a central do Ribatejo marcou os preços em Portugal.

Tabela 24: Preço médio do último bloco de oferta casado e valor médio da energia casada da central do Ribatejo por grupo gerador no segundo Semestre de 2007

Mês	Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3	
	Energia Média (MWh)	Preço Médio (€/MWh)	Energia Média (MWh)	Preço Médio (€/MWh)	Energia Média (MWh)	Preço Médio (€/MWh)
Julho	339	37,9	341	37,4	340	38,0
Agosto	332	38,3	320	41,3	317	41,2
Setembro	339	40,1	325	40,4	318	40,8
Outubro	339	40,4	-	-	336	40,7
Novembro	155	39,6	264	33,6	325	43,5
Dezembro	294	45,8	236	44,6	205	47,3
Total Geral	299,7	40,4	297,2	39,5	306,8	41,9

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

376. No que respeita aos preços médios marcados pela central do Ribatejo em situação de separação de mercados (nas 1005 horas em que assim sucedeu), nota-se que os preços marcados não se afastam de forma significativa dos preços do último bloco de oferta casado quando se analisam todas as 4417 horas do período considerado.

Tabela 25:Número de horas em que a central do Ribatejo marcou o preço em situação de separação de mercados e preço médio marcado no decurso do segundo semestre de 2007

Mês	N.º de Horas	Preço Médio (€/MWh)
Julho	160	38,3
Agosto	298	40,6
Setembro	219	39,9
Outubro	154	38,9
Novembro	119	40,0
Dezembro	55	44,0
Total Geral	1005	39,9

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

377. Em geral, o preço médio do último bloco casado da central do Ribatejo situou-se acima dos custos variáveis médios que a EDP reportou à AdC em relação ao gás natural consumido por esta central¹⁰¹, sendo que para qualquer um dos seis meses analisados a diferença foi inferior a 15%.
378. A leitura dos elementos acima apresentados permite assim colocar a questão de determinar se a EDP se afastou do referencial do agente competitivo, i.e., aquele em que venderia a central ao respectivo custo variável. Dever-se-á, contudo, analisar e ponderar os argumentos que poderão justificar ofertas acima dos custos variáveis.
379. Em teoria, se a central do Ribatejo vendesse a energia ao preço do último bloco casado em todas as horas em que participasse em mercado, remunerando, via preços, apenas os custos variáveis, não conseguiria recuperar todos os custos fixos em que incorre.
380. Por outro lado, ao contrário do sistema Espanhol, em Portugal não existe mecanismo de garantia de potência – um pagamento adicional que acresce ao preço de mercado e que tem em vista sinalizar o investimento – o qual, reflectindo adequadamente os custos fixos associados às centrais marginais incentiva os agentes a venderem as suas centrais aos respectivos custos variáveis¹⁰².
381. Por último, saliente-se que a central do Ribatejo é a única central térmica em Portugal não coberta pelas compensações CMEC, significando este facto que tem de garantir no mercado, via margens de preço-custo, a remuneração do capital investido.
382. Sucede, porém, que a central do Ribatejo não marcou o preço em todas as horas e o preço médio a que vendeu a energia, i.e. o preço de equilíbrio em mercado – que no segundo semestre foi também marcado pela tecnologia hídrica e a fuel numa parte substancial do tempo – foi, em média, 29,3% superior aos preços médios do último bloco casado.

¹⁰¹ Conforme comunicação da EDP de 21 de Janeiro de 2009 em resposta a pedido de elementos da AdC, a qual é de natureza confidencial.

¹⁰² Refira-se a este propósito que o sistema de pagamentos de capacidade em Espanha foi revisto em 2007 atenta a convicção geral que o mesmo seria ineficiente (vide o *Libro Blanco* sobre a reforma do sistema eléctrico Espanhol, oportunamente citado).

Tabela 26: Comparação preço médio de venda em mercado diário com o preço médio do último bloco casado

Mês	Preço do último bloco casado (1) €/MWh	Preço médio de venda (2) €/MWh	Diferença %
Julho	36,9	46,9	26,9%
Agosto	39,8	43,7	9,7%
Setembro	40,3	43,9	8,8%
Outubro	40,6	46,4	14,3%
Novembro	40,1	59,8	49,1%
Dezembro	45,4	74,1	63,2%
Total Geral	40,5	52,4	29,3%

Fonte: EDP, OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

383. A este propósito, cumpre ainda notar que a central da Turbogás, que se situa a seguir à central do Ribatejo na ordem de mérito de custo do sistema eléctrico nacional, tende a apresentar custos mais elevados. A pressão concorrencial que a Turbogás exercerá sobre as ofertas de preço da central do Ribatejo tende a reflectir esta diferença de custos, permitindo à EDP uma certa margem para oferecer a central do Ribatejo a preços superiores aos respectivos custos variáveis.

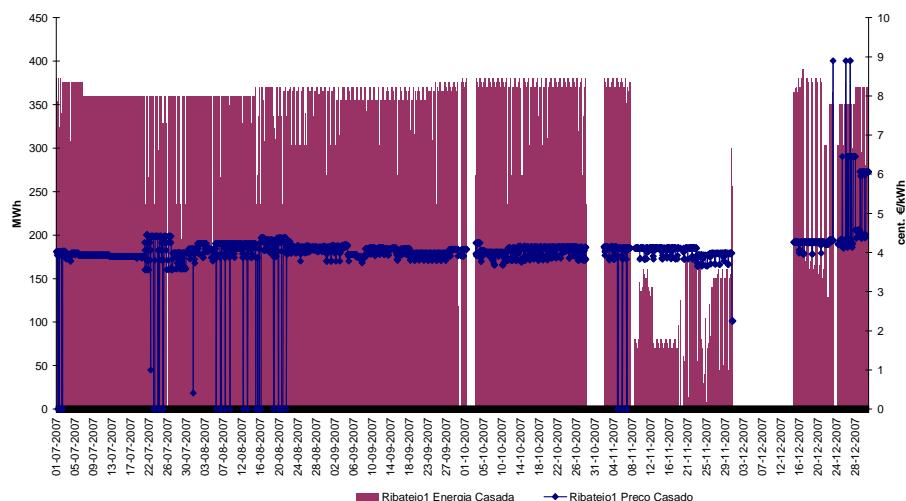
384. A observação do mercado Espanhol (vide ponto 6.6), permite constatar que, reflectindo um nível de concorrência mais elevado, pontualmente, as centrais de ciclo combinado em Espanha foram oferecidas a valores inferiores aos respectivos custos variáveis. Desse modo, a futura entrada de centrais de ciclo combinado em Portugal, estimulando a concorrência, deverá introduzir uma pressão concorrencial acrescida no sentido de os preços de oferta da central do Ribatejo se aproximarem dos respectivos custos variáveis.

385. Em suma, as ofertas da central da EDP em relação à central do Ribatejo são bem caracterizadas pela análise dos gráficos que ilustram a evolução horária do preço do bloco marginal de oferta que foi casado durante o segundo semestre de 2007, em particular nos meses de Novembro e de Dezembro de 2007.

386. A margem preço-custo que a EDP incorporou nas ofertas do ciclo combinado não poderá ser qualificada como excessiva. Essa margem apenas reflecte as condições de mercado em que este agente actua, o que é particularmente evidente quando se compara com a forma como foram colocadas as centrais de ciclo combinado em Espanha nos meses de Julho a Outubro.

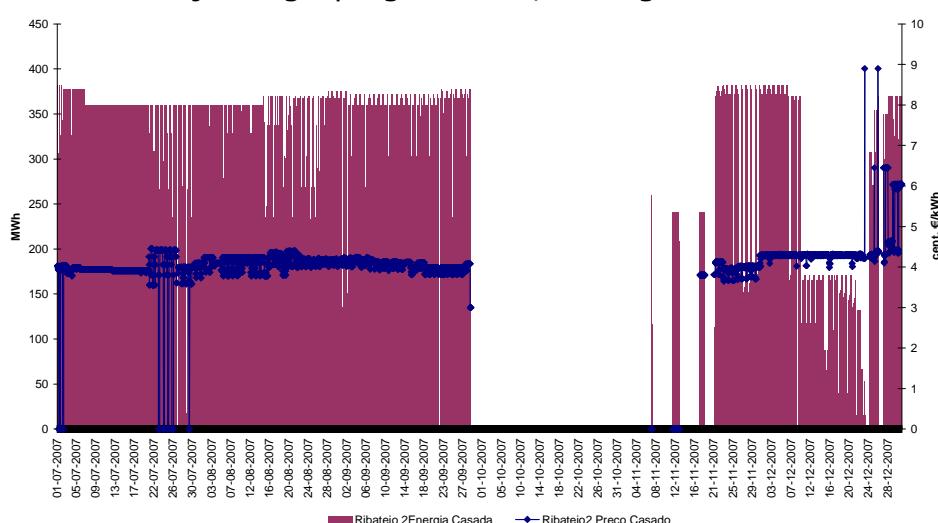
387. A evolução horária das quantidades e preços do último bloco de oferta casado para os três grupos do Ribatejo no segundo semestre de 2007, permitem evidenciar um perfil de utilização menos estável que as centrais a carvão, nomeadamente com oscilações intra-diárias, onde se nota a redução da produção/energia vendida durante o período da noite.

Gráfico 36: Preço do último bloco de oferta casado e energia casada da central de Ribatejo no grupo gerador 1, no segundo semestre de 2007



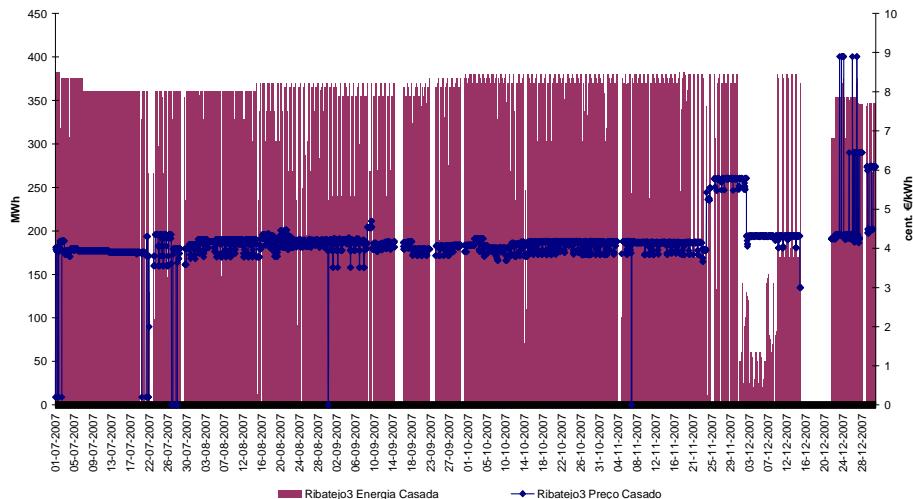
Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

Gráfico 37: Preço do último bloco de oferta casado e energia casada da central de Ribatejo no grupo gerador 2, no segundo semestre de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

Gráfico 38: Preço do último bloco de oferta casado e energia casada da central de Ribatejo no grupo gerador 3, no segundo semestre de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

388. Da análise da informação gráfica constatam-se, igualmente, as paragens dos grupos da central do Ribatejo (vide ponto 6.8), sendo a mais prolongada a do grupo 2, e, por outro lado, uma redução acentuada das quantidades casadas em mercado, durante os meses de Novembro e Dezembro, reflectindo o facto da EDP ter vendido parte da energia produzida pela central do Ribatejo mediante contratos bilaterais com a EDP Comercial.

389. A venda de energia da central do Ribatejo através de contratos bilaterais com a unidade comercializadora do grupo EDP coincide, no tempo, com a tendência crescente dos preços grossistas registada em Novembro e Dezembro, evidenciando uma possível estratégia de conter prejuízos na unidade de retalho do grupo EDP.

390. A canalização da energia para contratos bilaterais e a paragem de dois grupos para manutenção durante o mês de Dezembro induziram uma redução, durante os dois últimos meses de 2007, da frequência com que a central do Ribatejo marcou o preço em mercado (vide Tabela 25).

391. Assinala-se, ainda, que pontualmente, e em particular no final dos meses de Novembro e de Dezembro, os preços das últimas ofertas casadas registaram valores mais elevados que as médias mensais a que foram ofertados os grupos e, consequentemente, também acima dos valores dos custos variáveis reportados.

392. Por exemplo, entre 24 de Novembro e 2 de Dezembro o preço mínimo de oferta do grupo 3 oscilou entre 52 e 55 €/MWh, casando com preços do último bloco de oferta casado entre 55 €/MWh e 58 €/MWh. No final do mês de Dezembro, o preço do último bloco de oferta casado chegou a superar os 80 €/MWh em diversos períodos horários.

393. O registo de blocos de oferta a preços mais elevados que os respectivos custos variáveis não produziu resultados materialmente sensíveis na formação dos preços, uma vez que só em raras ocasiões essas ofertas marcaram os preços.

Central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro/Turbogás/REN Trading

394. A central da Tapada do Outeiro, detida pela Turbogás, tal como a central do Pego, é colocada em mercado pela REN Trading, uma vez que, à semelhança da Tejo Energia, a Turbogás optou por não rescindir antecipadamente o CAE que tinha com a REN. O mecanismo de acerto entre receitas de mercado e pagamentos no âmbito do CAE da Turbogás segue os mesmos princípios referidos no parágrafo 362.

Tabela 27: Preço médio do último bloco de oferta casado e valor médio da energia casada da Central da Turbogás por grupo gerador no segundo Semestre de 2007

Mês	Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3	
	Energia Média (MWh)	Preço Médio (€/MWh)	Energia Média (MWh)	Preço Médio (€/MWh)	Energia Média (MWh)	Preço Médio (€/MWh)
Julho	289	40,9	273	40,6	292	41,1
Agosto	268	41,6	265	42,3	270	41,2
Setembro	263	42,1	267	42,1	249	42,5
Outubro	278	41,9	283	41,6	283	41,5
Novembro	291	42,7	293	43,0	293	43,7
Dezembro	297	56,1	294	56,0	298	55,7
Total	281,0	44,2	279,2	44,3	280,8	44,3

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

395. A central da Turbogás, como referido, apresentou um custo médio do encargo de combustível da ordem dos 52,1 €/MWh durante o segundo semestre de 2007. Porém, como resulta da tabela *supra*, durante os meses de Julho a Novembro, o preço médio do último bloco de oferta casado, com valores da ordem dos 41 a 44 €/MWh, foi significativamente inferior ao encargo de

combustível, mas ainda assim superior aos preços de oferta da central do Ribatejo.

Tabela 28: Número de horas em que a Turbogás marcou o preço e respectivo preço médio marcado em situação de separação de mercados no decurso do segundo semestre de 2007

Mês	N.º Horas	Preço Médio (€/MWh)
Julho	58	42,2
Agosto	84	42,9
Setembro	91	43,3
Outubro	134	42,0
Novembro	70	43,1
Dezembro	86	56,1
Total	523	44,8

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

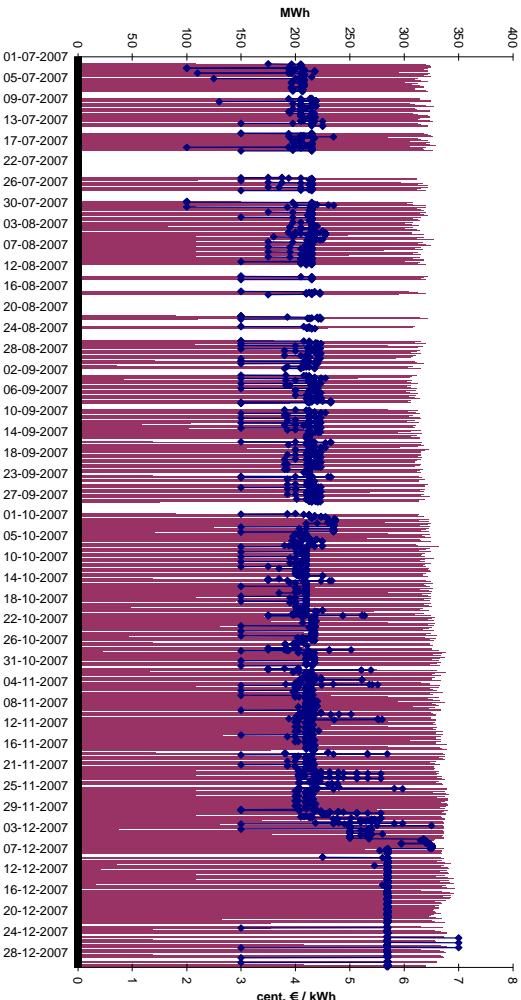
396. As ofertas da central da Turbogás marcaram o preço de mercado em 523 horas, cerca de metade do tempo em que a central do Ribatejo marcou o preço. O preço marcado pela central da Turbogás não se afastou significativamente do preço médio do último bloco casado, como é possível constatar na tabela seguinte.

397. Apesar de, em média, as ofertas da central da Turbogás se situarem abaixo dos respectivos custos variáveis, o preço médio de venda situou-se, conforme reporta a ERSE, em 60 €/MWh, ou seja, acima dos respectivos custos variáveis.

398. A estratégia de colocação adoptada pela REN *Trading* parece evidenciar um objectivo de garantir a colocação da energia em mercado através de preços competitivos nas horas em que os preços eram superiores aos respectivos custos. Dessa estratégia resultou que a Turbogás marcou o preço num número substantivo de horas, com valores de venda potencialmente inferiores aos respectivos custos variáveis. Ainda assim, em geral, esta estratégia devolveu uma margem preço-custo positiva.

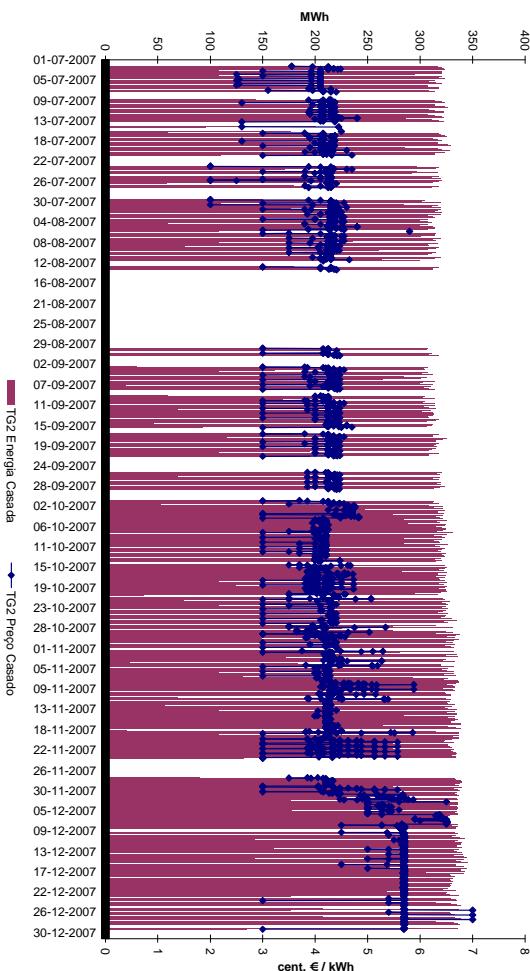
399. Tal como a central do Ribatejo, o perfil de utilização da central da Turbogás evidencia uma redução da energia vendida durante o período da noite. O número de períodos em que a central não vendeu energia/parou é superior ao da central do Ribatejo em virtude das ofertas de preço da Turbogás serem, em geral, mais caras que as da central do Ribatejo.

Gráfico 39: Preço do último bloco de oferta casado e energia casada da central da Turbogás no grupo gerador 1, no segundo semestre de 2007



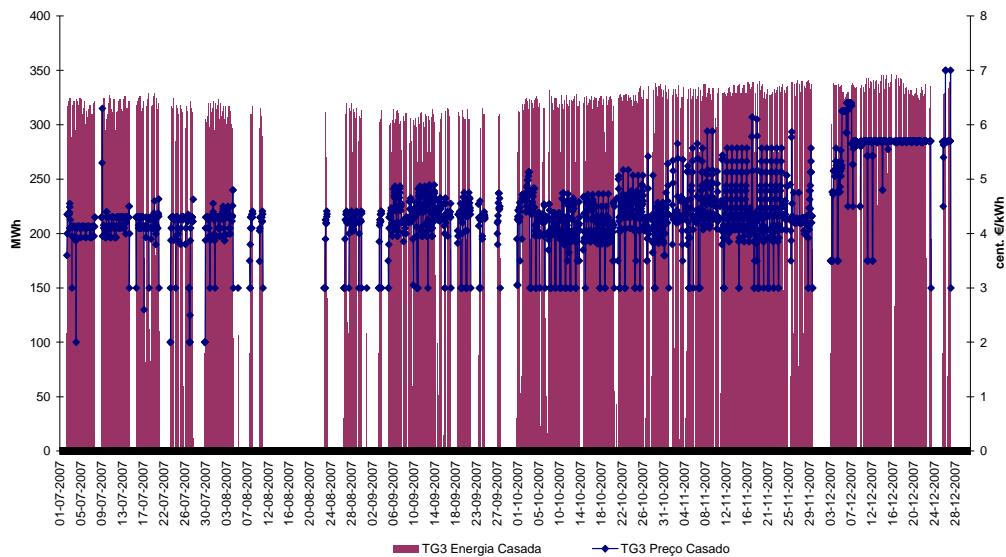
Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

Gráfico 40: Preço do último bloco de oferta casado e energia casada da central de Turbogás no grupo gerador 2, no segundo semestre de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

Gráfico 41: Preço do último bloco de oferta casado e energia casada da central de Turbogás no grupo gerador 3, no segundo semestre de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

400. Durante o mês de Dezembro, observa-se uma alteração importante da forma como a central da Turbogás foi colocada em mercado pela Ren *Trading*. Por um lado, o preço médio de oferta do último bloco casado sobe 30% face ao mês anterior e para valores mais altos que a média reportada do respectivo encargo variável de combustível. Por outro lado, nota-se que um ou mais grupos deixaram de ser oferecidos em mercado¹⁰³, inicialmente durante o período da noite – no qual sucediam períodos em que os preços de mercado eram inferiores à sua oferta de preço mínimo – e posteriormente alguns grupos deixaram de ser oferecidos durante vários dias – mais notório no final do mês de Dezembro de 2007.

401. Dos elementos apurados verificou-se que durante o mês de Dezembro o grupo 1 da central da Turbogás não foi oferecido durante 120 horas, o grupo 2 durante 142 horas e o grupo 3 durante 200 horas. Porém, nas horas em que um ou mais grupos não foram oferecidos, os preços de mercado chegaram a ultrapassar os 57 €/MWh, valor acima da oferta média dos grupos, i.e. um valor que tornaria potencialmente compensador a venda de energia da Turbogás. Esta situação sucedeu em 61 horas no caso do grupo 1, 81 horas no caso do grupo 2 e 140 horas no caso do grupo 3.

¹⁰³ Já excluindo situações de indisponibilidade registadas no gestor de sistema.

402. Do conjunto de horas em que um ou mais grupos da Turbogás não foram oferecidos em mercado, identificam-se mesmo períodos em que os preços foram marcados pela tecnologia fuel, com preços superiores a 80 €/MWh.

6.7.2.2 Centrais a fuel

403. As centrais a fuel em Portugal correspondem às unidades de Setúbal e Carregado, ambas do grupo EDP. Os custos de referência destas centrais estimados pela AdC tendo em conta os valores do combustível e do CO₂, são apresentados na tabela seguinte. Os valores estimados pela AdC não se afastam, na média do período, em mais de 10% daqueles que a EDP reportou à AdC.¹⁰⁴

Tabela 29: Custos variáveis médios das centrais térmicas a fuel estimados pela AdC com base na cotação dos factores de produção

Mês	Fuel*	CO ₂ (Bluenext)**	Central Fuel (35% eficiência)
	€/MWh	€/ton CO ₂	€/MWh
Julho	24,9	0,12	71,3
Agosto	24,0	0,09	68,6
Setembro	24,4	0,08	69,8
Outubro	26,1	0,07	74,7
Novembro	29,4	0,07	84,0
Dezembro	29,4	0,03	84,0

Fonte: Conselho de Reguladores do MIBEL, Relatórios Mensais MIBEL, Reuters**, Tratamento de dados pela AdC

*Preço médio mensal do LSFO CIF Med de Platt's.

404. Note-se que o central do Carregado tem dois grupos geradores que podem funcionar igualmente com gás natural. Conforme os dados disponibilizados pela EDP, os custos variáveis dos grupos da central do Carregado utilizando gás natural são mais baixos que utilizando fuel.

405. Conforme é possível constatar, os custos referência de uma central a fuel com um nível de eficiência de 35% situaram-se, no 3.º trimestre, em valores acima dos preços de mercado (vide ponto 6.1), facto que justifica a sua não utilização durante praticamente todas as horas dos meses de Julho a Setembro.

¹⁰⁴ Conforme comunicação da EDP de 16 de Julho de 2008 em resposta a pedido de elementos da AdC, a qual é de natureza confidencial.

Tabela 30: Número de horas em que as centrais a fuel marcaram o preço em situação de separação de mercados e preço médio marcado no decurso do segundo semestre de 2007

Mês	N.º de Horas	Preço Médio (€/MWh)
Outubro	12	72,4
Novembro	136	84,0
Dezembro	377	82,3
Total Geral	525	82,5

Fonte: OMEL, Tratamento de dados pela AdC.

406. A partir de Outubro, constata-se que estas centrais passaram a ser utilizadas, situação que teve reflexos directos nos preços de mercado, uma vez que sendo necessárias, marcaram o preço em Portugal.

407. No total, as unidades a fuel nacionais marcaram o preço em mercado em 525 horas, com maior concentração nos meses de Novembro e Dezembro. O preço médio marcado pelas centrais a fuel rondou os 72 €/MWh em Outubro, os 84 €/MWh em Novembro e os 82 €/MWh em Dezembro. Notavelmente, os preços marcados pela tecnologia térmica a fuel chegaram a ascender 120 €/MWh, embora num número reduzido horas. De notar que nesta secção se analisa somente os preços médios marcados e não os preços dos últimos blocos casados.

Tabela 31: Número de horas em que Carregado e Setúbal marcaram o preço em situação de separação de mercados e preço médio marcado no decurso do segundo semestre de 2007

Mês	Carregado		Setúbal	
	N.º de Horas	Preço Médio (€/MWh)	N.º de Horas	Preço Médio (€/MWh)
Julho	-	-	-	-
Agosto	-	-	-	-
Setembro	-	-	-	-
Outubro	-	-	12	72,4
Novembro	15	82,1	118	84,1
Dezembro	87	85,6	290	81,3
Total	102	85,1	420	81,8

Fonte: OMEL, Tratamento de dados pela AdC.

408. A unidade de Setúbal é a que tipicamente apresentou preços de oferta mais baixos e, em consequência, marcou o preço com maior frequência que a central do Carregado. Em virtude da proximidade de um porto de mar, a unidade de Setúbal apresenta custos de movimentação do fuelóleo mais baixos que os da

unidade do Carregado¹⁰⁵, justificando parcialmente a diferença de preços assinalada. A unidade de Setúbal tem ainda a vantagem de ser mais eficiente que a unidade do Carregado.

409. A comparação entre os preços médios marcados pela tecnologia fuel e os custos variáveis estimados pela AdC permitem constatar a ausência de desvios significativos.

410. O facto dos preços de venda destas centrais recuperarem apenas os respectivos custos variáveis decorre de um contexto distinto daquele que se observa, por exemplo, com a central do Ribatejo. Por um lado, estas centrais encontram-se próximo do fim da respectiva vida útil (a central do Carregado termina o seu CMEC em 2010 e a de Setúbal em 2012). Por outro lado, estas centrais, via compensações CMEC, têm assegurado os respectivos encargos fixos – nomeadamente os relacionados com a manutenção em actividade –, desde que se mantenham disponíveis para produzir. Refira-se, a este propósito, que em Portugal os CMEC, em particular os relativos às centrais a fuel, cumprem um papel semelhante ao dos pagamentos de garantia de potência em Espanha no que respeita à manutenção em actividade de centrais com pouco nível de utilização.

6.7.3 Centrais hidroeléctricas

411. O custo da produção hídrica, em particular o dos aproveitamentos em albufeira, constitui matéria de grande complexidade. De facto, é particularmente difícil avaliar da relação entre os custos e os preços de oferta da hidroeléctrica. A complexidade das ferramentas matemáticas e a quantidade substancial de dados que são utilizados para o cálculo do custo das centrais hidroeléctricas tornam extremamente difícil determinar se os preços reflectem uma correcta determinação dos respectivos custos de oportunidade.

412. Até 30 de Junho de 2007, era à REN, no âmbito dos CAE, que competia gerir o sistema hidroeléctrico bem como as centrais térmicas igualmente sujeitas a CAE. Para a determinação do custo da produção hídrica, a REN usava várias ferramentas de simulação, entre as quais o modelo ValorÁgua. Os critérios

¹⁰⁵ Vide Anexo V do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

adoptados pela REN para a gestão da produção hidroeléctrica contemplavam, entre outras variáveis, o nível de afluências de água, o nível de armazenamento das albufeiras, bem como os custos variáveis, actuais e futuros, das centrais térmicas.

413. A programação da energia hidroeléctrica realizada pela REN tinha por objectivo minimizar os custos totais de fornecimento numa perspectiva inter-temporal, nomeadamente, substituindo, sempre que possível, os meios de produção térmicos de custo mais elevado pela produção hidroeléctrica. Resultava desta programação um valor da água, que comparava com os custos das centrais térmicas, cuja determinação assentava no princípio do custo de oportunidade de utilização de recursos cuja disponibilidade é altamente variável ao longo do ano.
414. O valor da água dependia, assim, da evolução futura dos custos dos combustíveis/preços de mercado. De facto, havendo expectativa que os custos das centrais térmicas/preços subissem no futuro, o processo de minimização de custos conduzia a um aumento na valorização da água armazenada, desviando produção do momento presente para o futuro. Pelo contrário, na expectativa de reduções de custos das centrais térmicas/preços face aos actuais, a valia da água decrescia, antecipando-se a produção futura para o momento actual.
415. Na óptica do processo de minimização de custos de fornecimento anteriormente adoptado, o valor da água diminuía, igualmente, com a subida do nível de armazenamento das albufeiras. Em períodos de seca, o valor da água poderia ser superior ao custo de uma central térmica a fuel. Em períodos de elevada pluviosidade, com as barragens no nível máximo de armazenamento, o valor da água seria reduzido e, eventualmente, inferior ao de uma central térmica a gás natural ou mesmo a carvão.
416. Na realidade, se uma central no nível máximo de armazenamento e sujeita a elevadas afluências de água, não produzisse, corria o risco de descarregar água de forma não produtiva. Decorre deste facto, que a gestão óptima dos meios hidroeléctricos entrava em linha de conta com a evolução sazonal do nível de pluviosidade, sendo assente o objectivo das barragens no princípio do Outono se encontrarem suficientemente vazias para poderem acomodar, sem risco de descargas não produtivas, o maior nível de pluviosidade do Outono e Inverno. As metodologias com base nas quais a REN conduzia a optimização do sistema

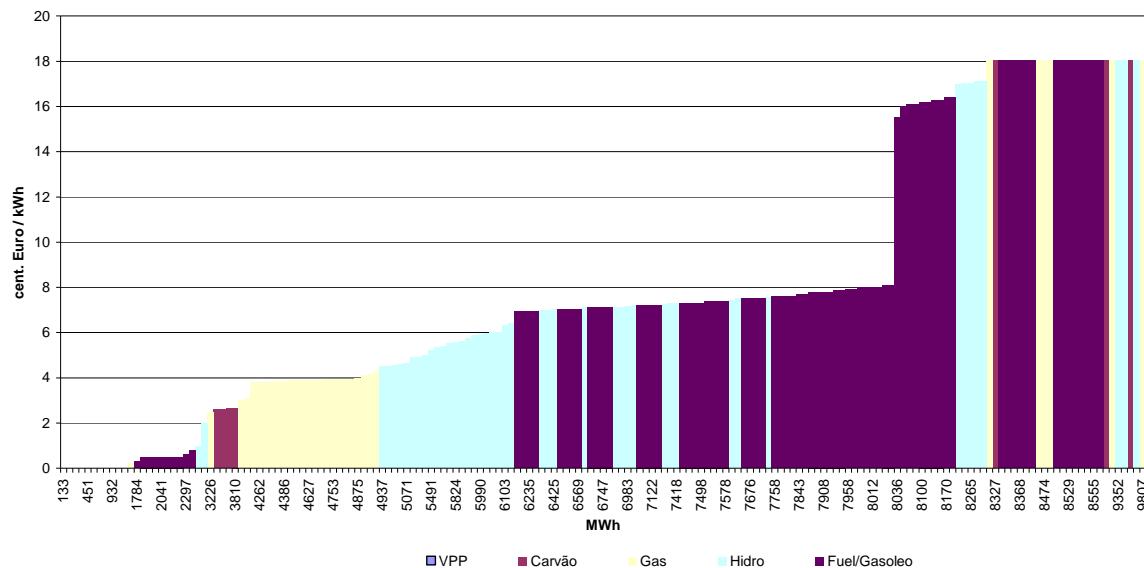
electroprodutor encontravam-se definidas no *Manual de Procedimentos do Agente Comercial do SEP*¹⁰⁶.

417. A partir de 1 de Julho de 2007, com a cessação dos CAE, o controlo comercial das centrais hidroeléctricas, i.e. a sua colocação em mercado, passou a ser exercida pela EDP enquanto proprietária desses meios de produção.
418. A AdC consultou a EDP em relação à forma como esta empreende a gestão dos aproveitamentos hidroeléctricos, nomeadamente, a determinação do preço de oferta destas unidades em mercado. Os princípios que a EDP veio a expor não diferem substancialmente daqueles que a REN adoptava no passado.
419. Para analisar, em concreto, a forma como a energia de origem hidroeléctrica foi colocada em mercado, considerou-se uma curva de oferta para cada um dos seis meses do segundo semestre de 2007 – a referente à hora 17 da segunda 5^a feira de cada mês –, de forma a verificar a posição relativa das ofertas hídricas.
420. É importante desde logo diferenciar a forma como são colocadas em mercado as centrais de fio-de-água – i.e. aproveitamentos com uma baixa capacidade de armazenamento face ao caudal afluente (casos de algumas das barragens do Douro e do Tejo) – por comparação às centrais de albufeira.
421. Nos gráficos que a seguir se reproduzem, as centrais de fio-de-água são, parcialmente, ofertadas a preço zero ou próximo de zero, sendo a capacidade ofertada dependente do caudal afluente. Refira-se, contudo, que a reduzida capacidade de armazenamento não impede uma gestão intra-diária dos caudais afluentes. De facto, da observação das ofertas das unidades do Douro e Tejo, e dependente dos caudais afluentes, a energia ofertada a preço zero varia ao longo do dia, reduzindo-se nas horas de menor preço e aumentando nas horas de preço mais elevado.
422. No que respeita aos aproveitamentos de albufeira, a capacidade de armazenamento é maior, o que permite uma gestão inter-temporal da produção que vai muito além do horizonte diário.

¹⁰⁶ Disponível em <http://www.centroinformacao.ren.pt/sections/publicacoes/mp/default.asp>.

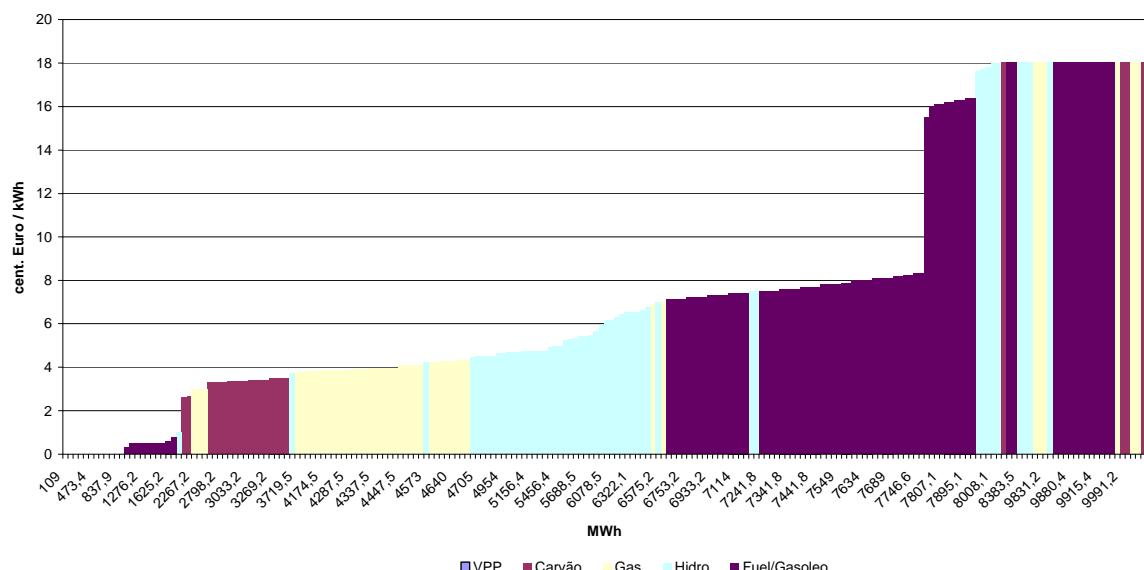
Relatório sobre a formação dos preços grossistas da energia eléctrica em Portugal no segundo semestre de 2007

Gráfico 42: Curva da oferta do mercado Português na hora 17 do dia 12 de Julho de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

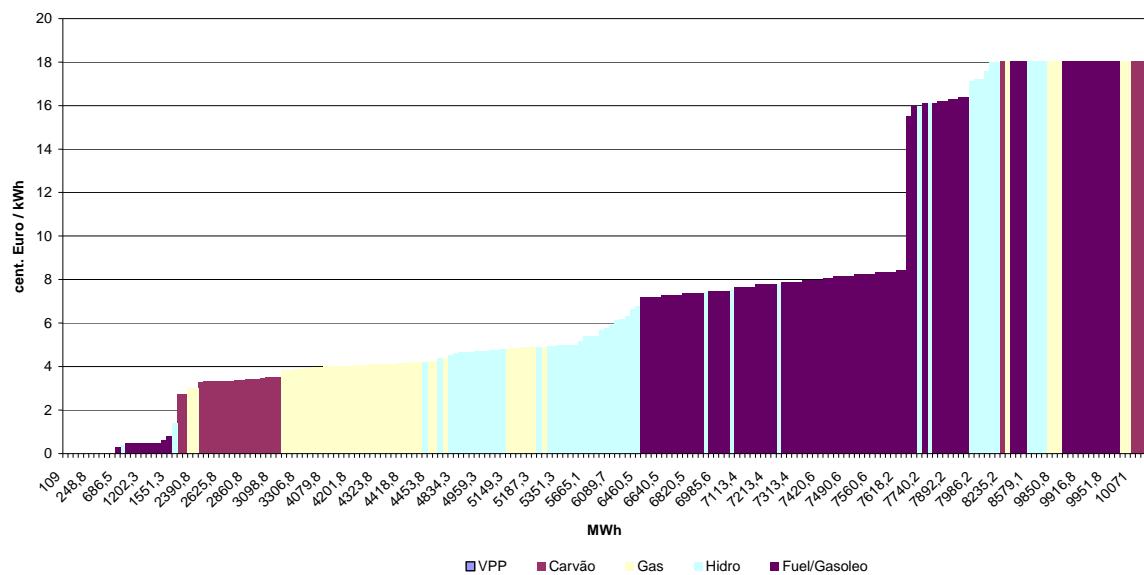
Gráfico 43: Curva da oferta do mercado Português na hora 17 do dia 9 de Agosto de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

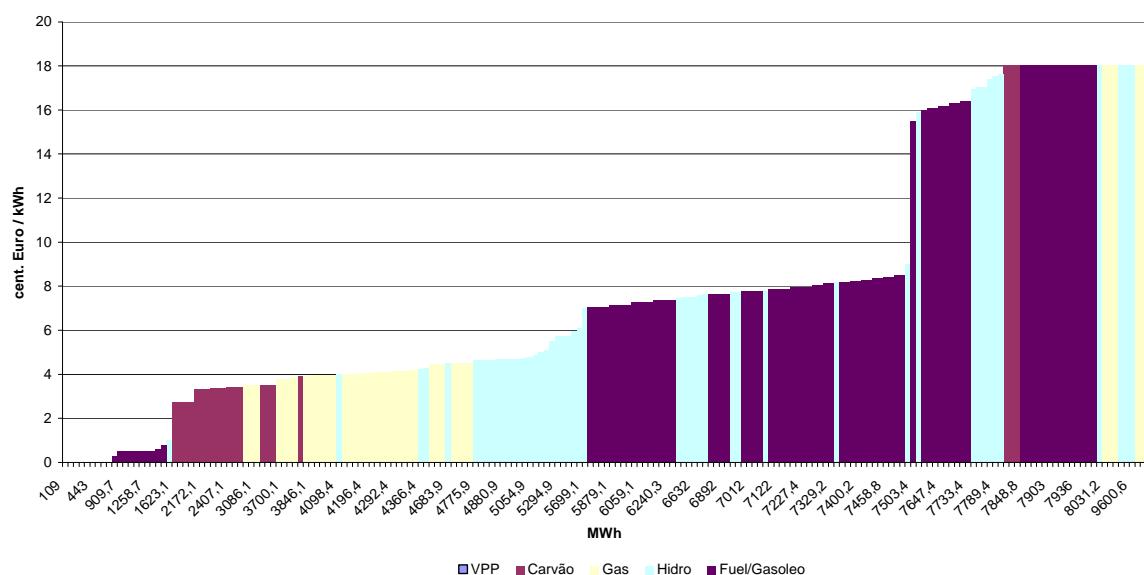
Relatório sobre a formação dos preços grossistas da energia eléctrica em Portugal no segundo semestre de 2007

Gráfico 44: Curva da oferta do mercado Português na hora 17 do dia 13 de Setembro de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

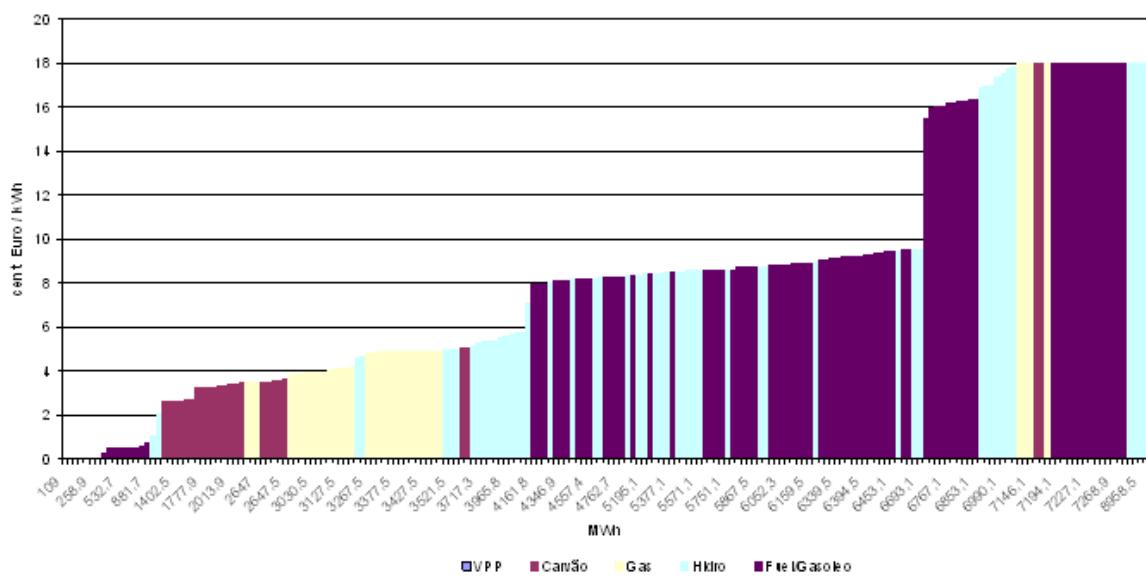
Gráfico 45: Curva da oferta do mercado Português na hora 17 do dia 11 de Outubro de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

423. Nos meses de Julho a Outubro tendeu a verificar-se que grande parte da produção relativa a centrais de albufeira foi oferecida acima dos preços de oferta das centrais de ciclo combinado e abaixo das ofertas das centrais a fuel, em particular da central de Setúbal.

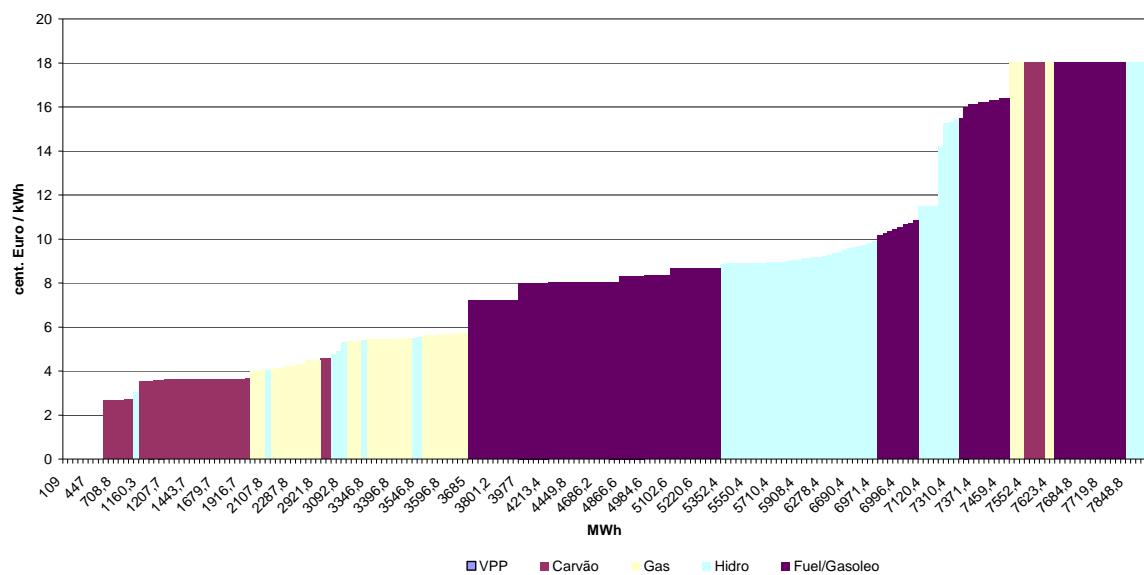
Gráfico 46: Curva da oferta do mercado Português na hora 17 do dia 8 de Novembro de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

424. A partir de Novembro, o segmento da oferta hídrica situado entre a última central a gás natural e a primeira central a fuel reduz-se com a redução do nível de armazenamento nas albufeiras, evidenciado no Gráfico 48, conforme a evolução do regime hidrológico analisada no ponto 6.5.

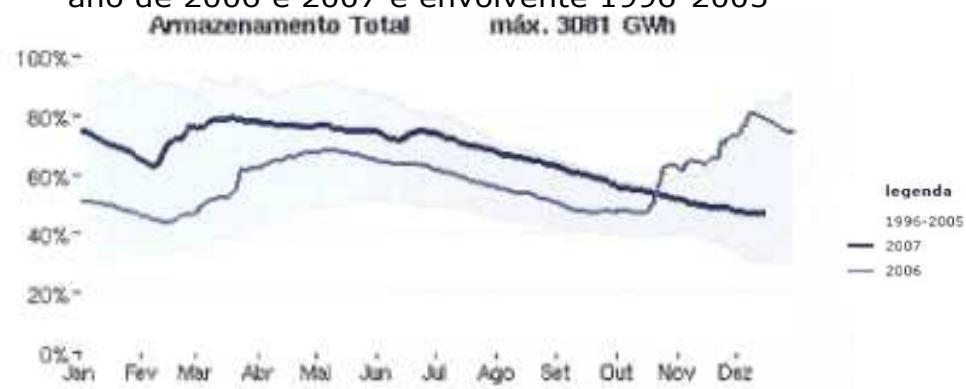
Gráfico 47: Curva da oferta do mercado Português na hora 17 do dia 13 de Dezembro de 2007



Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

425. Em Dezembro, em resultado do baixo nível de afluências e reflectindo níveis de armazenamento mais reduzidos, a maior parte das albufeiras encontrava-se a ser colocada com preços acima dos preços das centrais a fuel.

Gráfico 48: Evolução do armazenamento de água nas albufeiras durante o ano de 2006 e 2007 e envolvente 1996-2005



Fonte: REN

426. Pode, assim, concluir-se que as centrais hidroeléctricas de albufeira têm utilizado como referência de tecnologia térmica de substituição a relativa às centrais a fuel. Essa conclusão é também demonstrada pela análise dos preços

médios marcados pela tecnologia hídrica no decurso do segundo semestre de 2007 que a seguir se realiza.

427. Em Portugal, a tecnologia hídrica marcou os preços em mercado com maior frequência nos meses de Julho a Outubro, com preços médios marcados que oscilaram entre os 45,5 €/MWh e os 52,0 €/MWh.

Tabela 32: Preços marcados pela tecnologia hídrica em Portugal nas horas de separação de mercados no segundo semestre de 2007

Mês	N.º Horas	Preço Médio (€/MWh)	Preço Máximo (€/MWh)	Preço Mínimo (€/MWh)
Julho	334	52,0	71,5	28,1
Agosto	238	45,5	56,9	38,9
Setembro	269	46,1	54,9	30,1
Outubro	288	51,1	74,9	42,8
Novembro	194	70,8	95,5	35,5
Dezembro	99	80,7	117,5	50,8
Total Geral	1422	54,2	117,5	28,1

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

428. A partir de Novembro sobe o preço marcado pela tecnologia hídrica decrescendo também o número de horas em que as centrais hídricas marcaram o preço. Esta evolução é mais notória em Dezembro, no qual a tecnologia hídrica reduz substancialmente a frequência de marcação do preço, por contraposição a um maior protagonismo das centrais a fuel.

429. A evolução assinalada no mês de Dezembro, tal como já referido, reflecte o facto das centrais hídricas de albufeira terem sido colocadas em mercado com preços superiores ao das centrais a fuel, em consequência dos baixos níveis de armazenamento registados.

Tabela 33: Preços marcados pela tecnologia hídrica em Espanha (incluindo instalações de *Bombeo Generacion*) nas horas de separação de mercados no segundo semestre de 2007

Mês	N.º Horas	Preço Médio (€/MWh)	Preço Máximo (€/MWh)	Preço Mínimo (€/MWh)
Julho	125	43,3	58,1	22,1
Agosto	113	38,9	54,9	24,1
Setembro	131	38,6	48,1	18,0
Outubro	132	40,7	55,0	13,1
Novembro	161	56,5	76,7	38,0
Dezembro	222	65,7	130	46,1
Total Geral	884	49,7	13	13,1

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

430. A análise comparativa dos preços marcados pela tecnologia hídrica em Portugal e em Espanha em situação de separação de mercados evidenciam diferenças importantes. Embora a tecnologia hídrica tenha marcado o preço no mercado Espanhol com uma frequência mais baixa que em Portugal (24,8% das horas em Espanha vs 40% das horas em Portugal), o preço marcado tendeu a ser substancialmente mais baixo que em Portugal.

Tabela 34: Comparação de Preços marcados pela tecnologia hídrica em Portugal e Espanha (incluindo instalações de *Bombeo Generacion* no caso Espanhol) nas horas de separação de mercados no segundo semestre de 2007

Mês	N.º Horas PT	Preço Médio PT (€/MWh)	N.º Horas ES	Preço Médio ES (€/MWh)	Diferença PT/ES
Julho	334	52,0	125	43,3	20,1%
Agosto	238	45,5	113	38,9	17,0%
Setembro	269	46,1	131	38,6	19,6%
Outubro	288	51,1	132	40,7	25,4%
Novembro	194	70,8	161	56,5	25,4%
Dezembro	99	80,7	222	65,7	22,9%
Total Geral	1422	54,2	884	49,7	9,1%

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

431. As diferenças mensais de preço marcado pela tecnologia hídrica em Portugal e Espanha foram superiores a 20% em 4 meses do período analisado, conforme se constata na tabela *supra*. Refira-se, todavia, que a diferença média nos 6 meses analisados é mais baixa (cerca 9%) que as diferenças mensais reportadas. Esse resultado é consequência de uma maior frequência na marcação de preços por parte da tecnologia hídrica em Espanha no mês de Dezembro, com valores mais elevados que nos meses anteriores, por contraposição a uma redução da frequência com que a tecnologia hídrica marcou o preço em Portugal em Dezembro.

432. As diferenças de preços que se expuseram podem ser resultado do facto da tecnologia de referência que a produção hidroeléctrica substitui ser diferente nos dois países. Em Espanha a tecnologia que a produção hídrica tende a substituir é frequentemente o ciclo combinado, atento o elevado nível de capacidade instalada nos últimos anos nesta tecnologia, com consequências ao nível de uma cada vez menor utilização das centrais a fuel. Assim os preços apresentados pelas centrais hídricas em Espanha tendem a estar mais próximos dos preços dos ciclos combinados do que dos preços das centrais a fuel.

433. Em Portugal, pelo contrário, a EDP deverá utilizar como tecnologia de referência de substituição da produção hidroeléctrica a tecnologia fuel. A tecnologia fuel tende a ter preços mais elevados que a produção de ciclo combinado, reflexo de diferenças de custos variáveis entre estas duas tecnologias em Portugal que se situam entre os 20 a 30 € por MWh no período analisado.
434. A adopção de referencial da tecnologia de substituição de preço mais caro conduz necessariamente a preços mais elevados. Sendo a tecnologia hídrica uma tecnologia que, com frequência elevada, marcou o preço, de tal situação se justificam, parcialmente, as diferenças de preços grossistas entre Portugal e Espanha.
435. Ainda assim, mesmo que a EDP seguisse a referência de preço das centrais de ciclo combinado nacionais, o facto destas terem sido ofertadas a preços mais altos que em Espanha, levaria naturalmente a preços mais altos de colocação da hídrica em Portugal do que em Espanha.

6.7.5 Conclusão

436. Em Portugal, as centrais térmicas a carvão, de ciclo combinado a gás natural e a fuel têm sido colocadas em mercado com preços que não se desviam significativamente dos respectivos custos variáveis.
437. No que respeita à produção hídrica, nota-se que esta foi colocada a um preço superior ao verificado no mercado Espanhol. Esta diferença reflecte o facto da EDP tender a colocar as centrais hídricas de albufeiras com preços que se situam numa posição intermédia entre preços das centrais de ciclo combinado e as centrais a fuel, ao invés do que sucede em Espanha, onde o valor de referência para as centrais hídricas tende a aproximar-se do valor a que são colocados os ciclos combinados.
438. Apesar de se encontrarem semelhanças no modo de programação da produção hídrica que a REN adoptava e aquela que a EDP veio a adoptar com a criação do MIBEL, existem diferenças substantivas que devem ser caracterizadas.
439. A metodologia adoptada pela REN visava, essencialmente, a minimização de custos totais de fornecimento, numa perspectiva inter-temporal, convocando a produção hídrica com o intuito de minimizar a utilização dos meios térmicos de

custos mais elevados. A produção hídrica entrava, assim, a custo zero, apenas sendo definida uma quantidade hídrica a produzir. A produção hídrica não influenciava os encargos variáveis que eram pagos pela REN às restantes centrais térmicas.

440. Tal como se referiu no ponto 4.4, a REN, no âmbito dos ajustamentos das compensações CMEC, tem por obrigação legal proceder a simulações *ex post* da produção das centrais hidroeléctricas com base no modelo ValorÁgua, ou seja, determina, face às condições reais de mercado e de hidraulicidade, quais as quantidades de energia que a EDP deveria ter produzido com o objectivo de minimizar os custos globais de fornecimento. Esse referencial é aquele a que a EDP é incentivada a aproximar-se, atenta a forma como se determina a revisibilidade CMEC.

441. Porém, o modelo ValorÁgua não é um modelo de preços, é antes um modelo de quantidades, não se ajustando ao enquadramento de mercado criado com o MIBEL. Desta forma, o modelo ValorÁgua não identifica quais os preços a que a produção hidroeléctrica deveria ser vendida, fornecendo antes as quantidades que deveriam ser produzidas – que entram a custo zero na minimização de custos.

442. No modelo de preços de mercado adoptado no âmbito do MIBEL, pelo contrário, a tecnologia hídrica, ganha importância como tecnologia marginal, na medida em que tende a marcar o preço a que são casadas as restantes unidades de produção. Dessa forma, quanto mais alto for o preço a que é colocada a produção hídrica, maior o preço de todas as unidades infra-marginais vendidas.

443. No caso de um agente verticalmente integrado, conforme refere a *Comissão Europeia* no "Report on the Energy Sector Inquiry", os seus incentivos no mercado dependerão da sua posição líquida em relação à aquisição/venda de energia, ou seja, do facto de um agente ser curto ou longo. Um agente diz-se curto (*short*) se fornece a retalho mais energia que a que produz e longo (*long*) se fornecer a retalho menos energia do que aquela que produz.

444. Um agente verticalmente integrado, que forneça energia no mercado a retalho com preço fixo, e disponha de centrais marginais, i.e., que marcam o preço, deve analisar os impactos da forma como estas centrais influenciam os seus custos de aquisição em mercado. Em geral, sendo um agente com uma posição curta, i.e. que adquire em mercado grossista mais energia do que a que produz,

este não terá incentivos para, através de centrais marginais, aumentar os preços de mercado grossista, uma vez que esse comportamento afecta negativamente as suas margens retalhistas numa proporção superior aos benefícios que adquire nas margens de produção (preço – custos variáveis).

445. Em Portugal, o grupo EDP integra verticalmente as actividades de produção e fornecimento retalhista de electricidade, detendo uma posição curta. Em 2007, a energia adquirível em mercado organizado (i.e. deduzindo as aquisições PRE e nos leilões obrigatórios) pela EDP Serviço Universal ascendeu a 34,1 TWh e a energia bruta produzida por centrais em regime ordinário (centrais CAE/CMEC e em mercado) da EDP ascendeu a 24,9 TWh, dos quais 26,5% correspondem a produção em mercado (central do Ribatejo e hídricas sem CMEC).

446. Contudo, embora se note uma posição líquida globalmente compradora, no caso dos fornecimentos à tarifa regulada, a EDP, como decorre da regulação sectorial, actua como um agente desverticalizado. De facto, através do mecanismo de ajustamento tarifário, os desvios entre os preços da energia reflectidos nas tarifas reguladas e os custos de aquisição em mercado são recuperados via ajustamentos.

447. Se os preços de aquisição grossista subirem, a EDP, no que respeita aos fornecimentos à tarifa regulada, não enfrentará prejuízos, assumindo o princípio de que esses desvios sejam reconhecidos nas tarifas. Assim, ao adoptar um referencial de preço de colocação da produção hidroeléctrica em mercado mais elevado, não resultam perdas na actividade de fornecimento à tarifa regulada, antes pelo contrário, aumentam os preços de todas unidades de produção infra-marginais vendidas em mercado grossista.

448. No caso da central de Sines, esse aumento de preços não se traduz necessariamente em ganhos, tendo em conta o mecanismo CMEC. Porém, no caso das centrais em mercado – nomeadamente a central do Ribatejo e futuramente a central da Figueira da Foz –, a colocação da produção hídrica a preços mais altos gera necessariamente ganhos mais elevados.

449. Ainda assim, dever-se-á ter em conta o efeito geral de balanço proporcionado pelas compensações CMEC. Fosse a energia hidroeléctrica colocada em mercado com o preço mais baixo, as margens obtidas em mercado seriam menores, aumentando dessa forma as compensações CMEC em sede de revisibilidade (vide pontos 150 e seguintes). Porém, esse aumento da compensação em

revisibilidade seria acompanhado de uma redução das receitas e margens de produção das centrais em mercado (ciclo combinado do Ribatejo e um conjunto de centrais hidroeléctricas de menor dimensão).

450. O comportamento da produção hidroeléctrica em mercado que acima se expôs tenderá a ser corrigido com mais concorrência movida pela entrada de novas centrais de ciclo combinado. De facto, a produção das novas centrais deste tipo levará a uma redução ainda mais acentuada da produção de centrais a fuel, podendo ainda tornar dispensável a produção hidroeléctrica em muitos períodos, sobretudo se a EDP mantiver a estratégia de colocar a produção hidroeléctrica a preços superiores aos das centrais a gás natural.
451. Uma estratégia desse tipo levaria a uma diminuição da energia de origem hidroeléctrica vendida e, consequentemente, à acumulação de água nas albufeiras. Essa estratégia seria insustentável caso originasse descarregamentos não produtivos. Assim, a concorrência movida por centrais de ciclo combinado obrigará a que o preço de colocação da energia hidroeléctrica tenha por referência os custos de produção das centrais de ciclo combinado, como tende a observar-se no mercado Espanhol.
452. Realce-se que a EDP tem previsto em 2009 a entrada em serviço de dois grupos de 400 MW na Figueira da Foz. Os efeitos da entrada desta nova central da EDP na colocação da energia hidroeléctrica poderão diferir daqueles que derivam das centrais de ciclo combinado de empresas concorrentes.
453. Embora a entrada desta central tenha como efeito uma redução da produção térmica a fuel, favorável à redução do preço de colocação da energia eléctrica, deverá ter-se em conta o regime de fornecimento de gás natural dos grupos da central da Figueira da Foz. Conforme refere a EDP, em informação comunicada ao mercado, o fornecimento da central da Figueira da Foz deverá caracterizar-se por uma elevada flexibilidade¹⁰⁷, o que permitirá, eventualmente uma modulação da produção desta central sem as restrições impostas por obrigações de consumos mínimos.
454. Um regime de preços de mercado na comercialização retalhista tenderia igualmente a gerar um efeito de redução do preço a que é colocada a energia hidroeléctrica, atento o facto da EDP, como grupo, registar uma posição

¹⁰⁷ Conforme se descreve no Comunicado da EDP de 31 de Outubro de 2007 "EDP Celebra Parceria Estratégica com a Sonatrach".

compradora líquida em mercado e o facto de nem toda a produção da EDP beneficiar de preços mais elevados.

455. A conclusão que se extrai da presente análise é a de que a forma como a energia hidroeléctrica foi colocada em mercado, em particular no que respeita ao seu nível de preço, beneficiaria muito de uma estrutura de mercado mais concorrencial.

6.8 Paragens técnicas de centrais a carvão e a gás natural

456. As centrais térmicas estão sujeitas a paragens por motivos técnicos, originando indisponibilidades declaradas ao Gestor do Sistema eléctrico. As indisponibilidades podem ser classificadas em programadas e fortuitas. As indisponibilidades programadas são definidas com antecedência e têm por objecto a manutenção dos equipamentos e/ou investimentos em novas funcionalidades – como por exemplo sucedeu com as centrais a carvão em Portugal durante o ano de 2007 com a instalação de equipamentos destinados a limitar as emissões de substâncias poluentes.

457. As indisponibilidades programadas são coordenadas pelo Gestor de Sistema com o intuito de assegurar a garantia e segurança de abastecimento. Resulta dessa coordenação um plano anual de paragens programadas das centrais. Este plano pode ser revisto tendo em conta a possibilidade de ocorrer a necessidade de antecipar ou adiar os trabalhos de manutenção.

458. As indisponibilidades fortuitas decorrem de eventuais avarias que ocorram durante a exploração em tempo real das centrais (e.g. rotura da caldeira, problemas na câmara de combustão, etc.).

459. Quando uma central pára, seja para manutenção, seja por avaria pontual, deixa de produzir energia eléctrica. No caso das centrais em mercado, i.e. sem compensações CMEC ou CAE, a paragem significa um custo de oportunidade medido na energia que deixou de ser vendida. No que respeita a centrais com CMEC ou CAE o impacto na remuneração das centrais das paragens

programadas ou fortuitas depende dos termos contratualizados nos respectivos contratos¹⁰⁸.

460. O critério determinante para avaliar o impacto financeiro das paragens, programadas ou fortuitas, no caso das centrais com CAE/CMEC, corresponde ao indicador de disponibilidade. Quando o indicador de disponibilidade é superior à unidade significa que a central apresentou uma disponibilidade para produzir superior à contratualizada, sendo premiada por esse facto com um ajustamento positivo no encargo fixo. Quando o indicador é inferior à unidade, verifica-se o inverso sendo penalizada com um ajustamento negativo do encargo fixo.

461. Conforme publicamente reportado¹⁰⁹, as centrais a carvão e gás natural com CAE ou CMEC, não obstante terem registado diversas paragens programadas e fortuitas durante o segundo semestre de 2007, ainda assim apuraram indicadores de disponibilidade superiores à unidade, sendo premiadas por esse desempenho ao nível dos encargos fixos contratualizados.

462. Desta forma, apenas a central do Ribatejo, que se encontra em regime de mercado, enfrentou um custo de oportunidade associado à energia que deixou de vender nos períodos em que deixou de produzir.

463. Em geral, a paragem de centrais de custos variáveis médios mais baixos origina um custo mais elevado no fornecimento de energia eléctrica, uma vez que implica a necessidade de substituir essas centrais por outras centrais de custos mais elevados. Estas paragens têm, desta forma, tradução directa nos preços, na medida em que as centrais de custos variáveis mais elevados que substituem as centrais imobilizadas, marcam o preço grossista.

464. A própria Comissão Europeia, no "Report on the Energy Sector Inquiry"¹¹⁰, salientou a importância que a possível subutilização de centrais mais baratas tem na formação dos preços. Mais recentemente, no caso COMP/39.388 - *E.ON/German electricity wholesale market*¹¹¹, a Comissão Europeia salientou negativamente a conduta por parte da E.ON de "*enquanto agente grossista do Mercado de energia eléctrica, não oferecer deliberadamente para venda a produção de determinadas centrais que estavam disponíveis e as quais seriam*

¹⁰⁸ Existem situações de paragem que são aceites nos contratos e desse modo não originam penalizações contratuais, i.e., não originam perdas financeiras para os proprietários das centrais.

¹⁰⁹ ERSE, *Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir em 2009*, Dezembro de 2008 e EDP, *Resultados 2007*, Março de 2008.

¹¹⁰ Op. citado.

¹¹¹ Comissão Europeia, comunicado de imprensa, IP/08/1774, Novembro 2008.

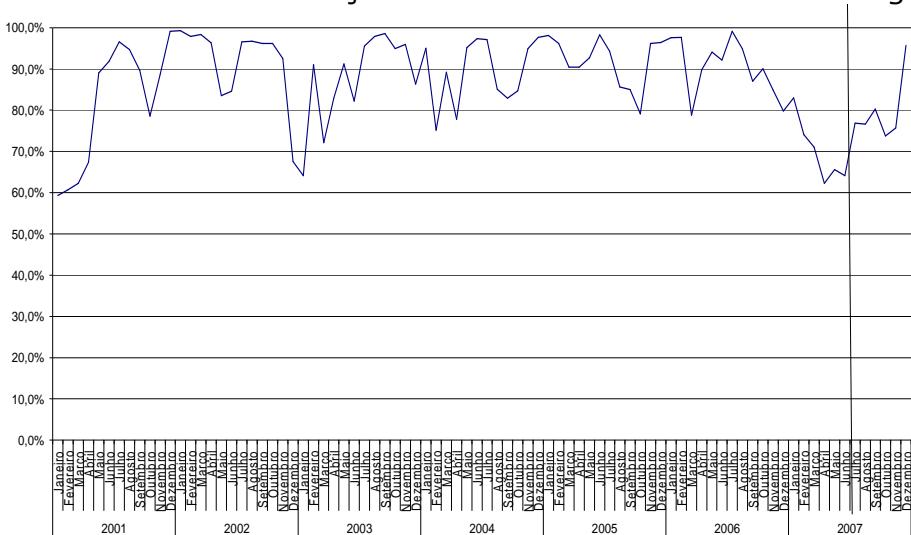
economicamente viáveis de serem vendidas, com o objectivo de aumentar os preços.”¹¹²

465. Será, desta forma, importante determinar quais as razões que conduzem à não venda de uma central em mercado. Com efeito, enquanto que uma paragem para efeitos de manutenção/reparação de acordo com as boas práticas industriais que presidem à manutenção dos equipamentos ou, por avarias objectivamente verificadas, pode ser justificável, a paragem de uma central que se encontra disponível para produzir pode não o ser.

466. Sendo a imobilização (ou não produção) de uma determinada central motivada por razões estratégicas, esta conduta, quando praticada por um agente com posição dominante, pode configurar um comportamento qualificável como abuso de posição dominante à luz do artigo 6.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.

467. Até Janeiro de 2009¹¹³, a informação de indisponibilidades em Portugal não era publicamente divulgada. Da observação de indicadores de utilização das centrais a carvão construídos a partir de informação publicada pela REN, apuraram-se baixos níveis de utilização das centrais a carvão, o que suscitou a necessidade de analisar as razões que conduziram a esse comportamento.

Gráfico 49: Taxa de utilização das centrais a carvão em Portugal



Fonte: REN. Tratamento de dados pela AdC.

¹¹² Tradução de “as a wholesaler on the electricity market, by deliberately not offering for sale the production of certain power plants that was available and that it would have been economically rational to sell, with a view to raising prices.”

¹¹³ A partir de Janeiro de 2009 foi operacionalizado o mecanismo de comunicação ao Gestor de Sistema, por parte dos agentes de mercado, dos factos com incidência na formação de preços em mercado (factos relevantes). Os factos relevantes são tornados públicos através da página da REN na internet.

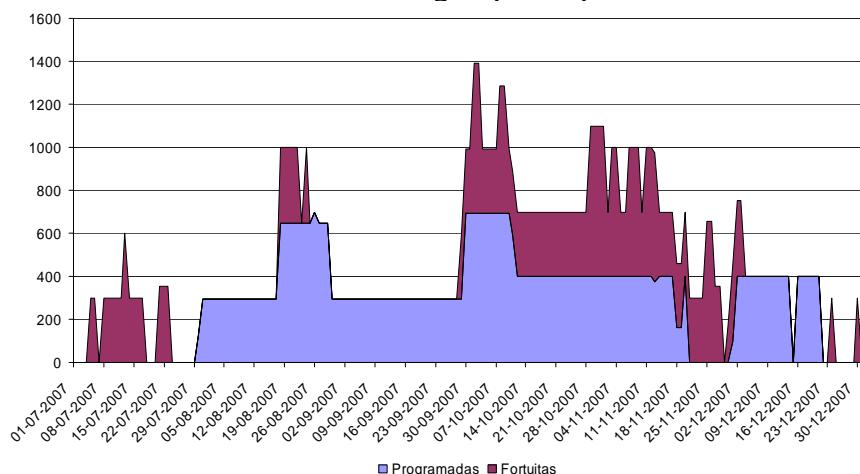
468. Requereu-se, assim, junto da REN e da EDP o registo e justificação das indisponibilidades declaradas ao gestor de sistema durante o segundo semestre de 2007.

469. Da análise dessa informação foi possível concluir que o segundo semestre de 2007 foi marcado por grandes períodos de indisponibilidades programadas ou fortuitas das centrais de carvão e das centrais de ciclo combinado a gás natural, aquelas que em Portugal apresentam os custos variáveis mais baixos. Na realidade, no período analisado, verificaram-se paragens de algum tipo em cerca de 90% das horas do segundo semestre de 2007, enquanto que em 47% das horas se verificaram paragens fortuitas.

470. A manutenção de equipamentos ou a instalação de equipamentos destinados a limitar as emissões de substâncias poluentes nas centrais a carvão justificam as paragens programadas observadas.

471. As indisponibilidades tiveram maior incidência nos meses de Outubro e Novembro, chegando em alguns períodos a atingir os 1400 MW (de um parque termoeléctrico a carvão e a gás natural de aproximadamente 4000 MW), resultado da paragem simultânea de diferentes centrais e de mais do que um centro de produção por central.

Gráfico 50: Indisponibilidades programadas e fortuitas de centrais térmicas em Portugal (MWh)



Fonte: OMEL e REN

472. Estas limitações conjugaram-se com o período relativamente seco vivido no Outono de 2007, obrigando a uma maior necessidade de recorrer a centrais que ocupam os últimos lugares da ordem de mérito de custo em Portugal, contribuindo assim para o agravamento das diferenças de preços entre Portugal e Espanha.

473. Nos próximos pontos analisam-se os potenciais efeitos que as indisponibilidades declaradas e registadas junto do gestor de sistema terão tido na formação dos preços no decurso do segundo semestre de 2007. O objectivo desta análise não é verificar se esse comportamento conduziu a aumentos dos lucros dos operadores nacionais no MIBEL, mas antes consiste em identificar os efeitos nos preços, aferindo da sensibilidade da formação dos preços no sistema eléctrico nacional a este tipo de ocorrências.

474. A metodologia adoptada para este efeito consistiu na simulação do equilíbrio do mercado diário caso não tivessem ocorrido as indisponibilidades atrás aferidas, ou seja, na determinação do preço de equilíbrio na hipótese de que as centrais imobilizadas tivessem sido ofertadas em mercado ao seu custo variável.

475. Neste sentido, para o segundo semestre de 2007, foram adicionados aos blocos que constituem a curva de oferta para cada hora, e que são disponibilizados pelo site do OMEL, blocos de oferta no valor das indisponibilidades verificadas nessa hora (tomando em consideração que estas podiam ser totais ou parciais).

476. No caso das indisponibilidades de centrais de carvão foi assumido que esses blocos seriam sempre casados, dado o seu baixo custo variável, enquanto que os blocos referentes às centrais de gás natural só casariam se o preço de equilíbrio de mercado resultante da simulação ficasse acima do seu custo variável. Caso contrário, seriam considerados como não casados, não acrescentando nada à oferta dessa hora.

477. O valor usado como referência para o custo variável das centrais a gás natural foi o apurado para cada mês, conforme a análise conduzida no ponto 6.7.2.2, assumindo-se que os preços médios do último bloco casado destas centrais revelam o seu custo variável. Quanto às quantidades que deveriam ser ofertadas assumiu-se a quantidade média casada no respectivo mês, no caso do valor das indisponibilidades excederem essa quantidade, ou a quantidade efectivamente indisponível, no caso desta ser menor.

478. Relativamente ao preço Espanhol foi assumido que o bloco de oferta de importação se mantinha constante, tanto em preço como em quantidade. No caso de o mercado não ter congestionado efectivamente nessa hora, assumiu-se que não existiriam efeitos no preço de equilíbrio. Daqui resulta que apenas o equilíbrio das horas com congestionamento foi considerado como susceptível de ser alterado pela disponibilização de centrais que estavam imobilizadas.

479. Por fim, foram ainda considerados os blocos de procura de energia para bombagem. Neste caso, sempre que o preço, após a introdução dos blocos das centrais imobilizadas, ficou abaixo do preço de algum(ns) bloco(s) de procura para bombagem não casado(s), foi considerado que o preço de equilíbrio seria o preço do bloco de bombagem de preço mais elevado não casado. Esta hipótese visou, por um lado, simplificar a metodologia de simulação e, por outro, evitar que as simulações sobreestimassem a descida de preços.

480. Foram realizadas duas simulações. A primeira considerou as paragens totais, ou seja, a soma das paragens programadas e fortuitas, incluindo neste caso as 3298 horas em que o mercado Português se separou do Espanhol e em que se verificaram paragens de alguma(s) central(ais). Note-se que tal representa cerca de 75% do segundo semestre de 2007. A segunda simulação considerou apenas paragens fortuitas, incluindo 1721 horas, ainda assim cerca de 39% do período considerado.

481. Tome-se como exemplo a seguinte simulação para uma dada hora. Neste caso, foram adicionados dois blocos de produção à curva da oferta original: um referente a dois grupos geradores de centrais a carvão a um preço de zero e com uma quantidade de 592 MWh, e outro referente a centrais de ciclo combinado a um preço de 40,4 €/MWh e com uma quantidade de 270 MWh, conforme tabela *infra*.

Tabela 35: Excerto da curva da oferta de energia eléctrica em Portugal para uma dada hora do segundo semestre de 2007

Hora	Dia	País	Central	Tipo de oferta	Quantidade	Preço
[...]	[...]
[...]	[...]	PT	SINES3	V	109	0
[...]	[...]	PT	[...]	V	592	0
[...]	[...]	PT	DOURO	V	217,5	0,04
[...]	[...]
[...]	[...]
[...]	[...]	PT	RIBATE3	V	34	40,3
[...]	[...]	PT	[...]	V	270	40,4
[...]	[...]	PT	RIBATE1	V	38	40,8
[...]	[...]
[...]	[...]	PT	RTG02	V	195	42,0
[...]	[...]
[...]	[...]	PT	CALIMA	V	18,9	44,9
[...]	[...]

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

Nota: a azul representa-se a oferta que marcou o preço efectivamente verificado, a encarnado representam-se os blocos de oferta que foram acrescentados, e a verde o preço que seria verificado caso essas unidades de oferta tivessem sido incluídas.

482. Seguidamente, confrontou-se esta nova curva da oferta com a curva da procura de forma a determinar o novo preço de equilíbrio, ou seja, o preço do último bloco de oferta a ser contratado para a satisfação da procura.

Tabela 36: Excerto da curva da procura de energia eléctrica em Portugal para uma dada hora do segundo semestre de 2007

Hora	Dia	País	Central	Tipo de oferta	Quantidade	Preço
[...]	[...]	PT	GRENTC2	C	50	180,3
[...]	[...]	PT	ENDEC2	C	155,6	180,3
[...]	[...]	PT	EDPC2	C	565,7	180,3
[...]	[...]	PT	EDPUC2	C	4286,4	180,3
[...]	[...]	PT	GUFCOC2	C	7,9	180,3
[...]	[...]	PT	TEMONB	C	90	31,5
[...]	[...]	PT	CALIMAB	C	90	31,0
[...]	[...]

Fonte: OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

483. Assim, confrontando as duas tabelas anteriores, resulta que a última unidade casada passaria a ser a oferta do grupo 2 da central da Turbogás com um preço de 42,0 €/MWh em vez da unidade referente à central hidroeléctrica do grupo Cavado-Lima que marcou o preço efectivamente verificado, com um preço de 44,9 €/MWh. De acordo com a metodologia adoptada, caso o novo preço de

equilíbrio fosse inferior aos 31,5 €/MWh da unidade de compra de energia para bombagem, assumir-se-ia um preço idêntico ao dessa oferta e não o preço mais baixo obtido.

484. Destas duas simulações obtiveram-se os resultados constantes da tabela seguinte relativamente aos preços de equilíbrio.

Tabela 37: Preços simulados

Cenários	Preço €/MWh
Cenário real	52,17
Cenário só com paragens programadas	50,51
Cenário sem paragens	48,90

Fonte: OMEL, REN, EDP. Tratamento de dados pela AdC.

485. De acordo com a Tabela *supra*, caso não tivessem ocorrido quaisquer paragens o preço médio em Portugal, para o segundo semestre de 2007, teria sido de 48,90 €/MWh, ou seja, 6,7% inferior ao efectivamente verificado. Desse modo, a diferença de preços entre Portugal e Espanha cairia dos 23,6% para os 15,9%. No caso de apenas terem ocorrido paragens programadas, o preço médio teria sido de 50,51 €/MWh, ou seja, 3,3% menor face ao efectivamente verificado e superior ao preço médio Espanhol em 19,7%.

486. Analisando apenas as horas simuladas (i.e. apenas as horas onde existe registo de um ou mais equipamentos de geração imobilizados) e não existindo qualquer indisponibilidade, os preços em Portugal teriam sido inferiores, em média, em 7,6% aos efectivamente verificados. No caso das horas simuladas referentes apenas às indisponibilidades fortuitas, o preço médio simulado caiu cerca 7,15% face ao real.

487. Desagregando agora os resultados da simulação por mês é possível confirmar o maior impacto nos meses de Outubro e Novembro, período em que se verificaram as maiores indisponibilidades, com reduções de preço médio na ordem dos 10% na ausência de qualquer paragem, e dos 7% na ausência de paragens fortuitas.

Tabela 38: Diferenças mensais de preços simulados vs preços reais

Mês	Dif. de preço s\ paragens totais	Dif. de preço s\ paragens fortuitas
Julho	7,42%	3,68%
Agosto	4,45%	0,35%
Setembro	3,79%	0,39%
Outubro	9,74%	6,66%
Novembro	10,37%	7,78%
Dezembro	4,70%	1,18%

Fonte: OMEL, REN, EDP. Tratamento de dados pela AdC.

488. Importa agora analisar os efeitos destas paragens sobre os níveis de congestionamento verificados. Relembre-se que, durante o segundo semestre de 2007, os mercados Português e Espanhol separaram-se em 80,6% das horas. Ora, no caso de não terem ocorrido quaisquer paragens das centrais térmicas, apenas se registariam congestionamentos em 67,3% das horas. Apenas com as paragens programadas este número subiria para os 74,6% das horas.

Tabela 39: Níveis de congestionamentos reais vs simulados

Mês	Nível de congestionamento efectivo	Nível de congestionamento s\ paragens totais	Nível de congestionamento s\ paragens fortuitas
Julho	74,19%	62,10%	70,83%
Agosto	84,27%	75,94%	82,93%
Setembro	81,53%	72,64%	80,69%
Outubro	80,00%	57,45%	67,52%
Novembro	77,22%	55,42%	61,25%
Dezembro	86,02%	80,24%	84,27%

Fonte: OMEL, REN, EDP. Tratamento de dados pela AdC.

489. Numa análise mensal, observa-se que os congestionamentos cairiam para pouco mais que 50% das horas em Outubro e Novembro se todas as centrais térmicas estivessem disponíveis, ao invés dos cerca de 80% efectivamente verificados.

490. Registe-se que as estimativas de redução de preço apuradas reflectem as hipóteses assumidas. Em geral, adoptou-se uma via conservadora, nomeadamente no que respeita aos efeitos relacionados com as bombagens. De facto, a hipótese assumida tende a gerar preços simulados mais altos do que aqueles que resultariam caso o procedimento de casação adoptado pelo OMEL fosse integralmente aplicado.

491. A hipótese de que as indisponibilidades não produziram efeitos nos preços nas horas sem congestionamentos poderá ser igualmente conservadora. É possível

que a existência de mais meios de produção nacional disponíveis para produzir reduzisse os preços no espaço ibérico quando não se registaram congestionamentos.

492. Por outro lado, as simulações não incorporaram potenciais efeitos dinâmicos que poderiam verificar-se. Por exemplo, caso a energia térmica de preço mais baixo estivesse disponível, os caudais turbinados por centrais hidroeléctricas seriam inferiores. O aumento do nível de armazenamento nas albufeiras induzido poderia tornar necessária a apresentação em mercado de ofertas de preço mais competitivas no sentido de libertar o excesso de energia armazenada face às curvas guia das albufeiras.
493. Em geral, os impactos derivados da imobilização programada ou fortuita das centrais a carvão e gás natural *supra* analisados demonstram o relativo défice de meios de geração convencional, em Portugal, nomeadamente quando se compara com o sistema eléctrico Espanhol.
494. Assinala-se que os índices de cobertura¹¹⁴ da procura em Portugal têm vindo a decair, reflexo da ausência de entradas relevantes de novos equipamentos geradores no segmento PRO. Esta situação origina necessariamente uma maior sensibilidade dos preços em mercado a estas ocorrências, sobretudo quando em virtude das indisponibilidades é necessário o recurso a centrais a fuel.
495. De facto, a relativa escassez de meios de produção convencional mais eficientes em Portugal, torna a formação dos preços de mercado em Portugal particularmente sensível à indisponibilidade das centrais térmicas a carvão ou gás natural.

¹¹⁴ Os Índices de cobertura são calculados com base em abordagens conservadoras em relação à disponibilidade das centrais e permitem aferir a capacidade de resposta em relação a situações de procura elevada. Em geral, a capacidade de produção com origem no sistema de regime especial não é considerada uma vez que essa capacidade não é garantida (depende de factores exógenos). Por outro lado, considera-se a produção em regime ordinário assumindo algum nível de indisponibilidade de forma a reflectir uma aproximação a condições reais de exploração do sistema eléctrico.

6.9 Desvios de previsão entre a procura em mercado diário e a procura real

6.9.1 Introdução

496. Os factores condicionantes do preço grossista da electricidade não se encontram somente do lado da oferta. Com efeito, também do lado procura existem factores susceptíveis de gerar efeitos sensíveis na formação dos preços e na utilização da capacidade de importação, nomeadamente referentes às previsões da procura a levar a mercado.

497. Torna-se, assim, pertinente analisar a questão dos efeitos dos desvios de previsão do lado da procura na formação dos preços de mercado e nos níveis de congestionamento na interligação com Espanha.

6.9.2 Caracterização da procura em mercado

498. A procura de mercado é constituída pelos clientes da tarifa regulada, i.e. os clientes da EDP Serviço Universal, e pelos clientes do mercado liberalizado, no caso os clientes da EDP Comercial, a Iberdrola, a Endesa e a Union Fenosa. Durante o segundo semestre de 2007 estes últimos não representaram mais de 10% do total do consumo em mercado.

499. Dado que a EDP Serviço Universal colocou, durante o período em causa, a grande maioria da procura em mercado será importante compreender como é que esta colocação é definida.

500. A procura que a EDP Serviço Universal leva a mercado resulta da estimação de um conjunto de agregados. Em primeiro lugar, é estimado o consumo dos respectivos clientes, o qual tem por referência a previsão diária de consumo total realizada pela REN. De facto, conforme refere a ERSE, as previsões da REN, com particular destaque para a previsão diária, constituem uma referência importante para os agentes que actuam no mercado diário¹¹⁵.

501. Em segundo lugar, a EDP Serviço Universal estima a energia que adquirirá a produtores PRE (eólica, hídrica, co-geração e fotovoltaica) no dia seguinte, a

¹¹⁵ Vide ERSE, Revisão do regulamento de relações comerciais - Documento justificativo, 6 de Junho de 2008.

qual satisfaz parcialmente as necessidades dos seus clientes. A estimativa da PRE resulta de modelos de previsão, que variam de acordo com o tipo de PRE considerada.

502. A procura que a EDP Serviço Universal leva a mercado diário corresponde à diferença entre a procura estimada para os clientes do CUR e a produção estimada de PRE.

503. Resulta, assim, que na determinação da procura a levar a mercado pela EDP Serviço Universal são consideradas diversas estimativas que poderão, em cada momento, estar desfasadas da realidade.

504. Com efeito, os desvios de previsão que se verificam podem resultar tanto de desvios de previsão da procura (tanto da procura total como da procura que a EDP Serviço Universal estimou para os respectivos clientes), como de desvios de previsão da PRE. Refira-se que a existência de desvios é um facto normal, atendendo a que o mercado se realiza com a antecedência de um dia em relação ao momento da entrega da energia. O que importa analisar é a amplitude dos desvios e os eventuais enviesamentos no sentido de avaliar a eficácia dos sistemas de previsão.

505. Registe-se que estas potenciais diferenças entre a quantidade contratada no mercado diário e a procura real serão posteriormente corrigidas no mercado intra-diário, reduzindo ou aumentando a energia comprada, ou no mercado de serviços de sistema, no qual a REN solicitará a alguns produtores para reduzirem ou aumentarem a sua produção, recebendo estes a compensação contratualizada nesse mercado específico.

6.9.3 Análise dos desvios de previsão da procura

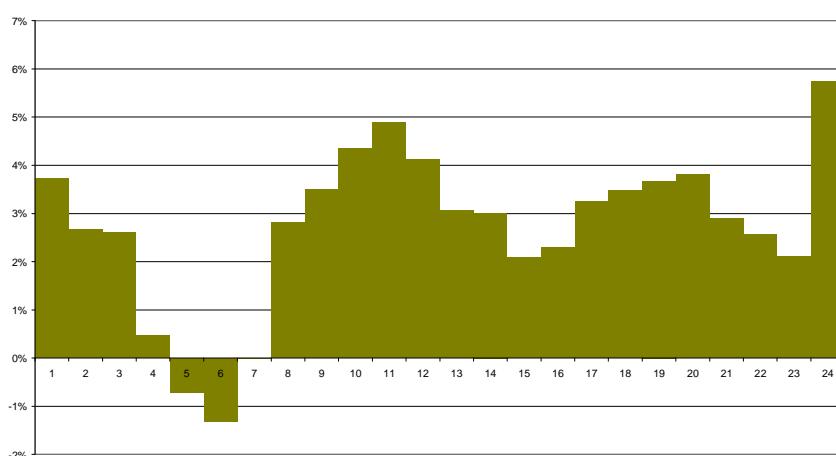
506. Um sistema de previsão exigente deverá ser não enviesado, i.e. apresentar um desvio médio próximo de zero. Ora, analisando a diferença, durante o segundo semestre de 2007, entre a procura levada a mercado diário pelo EDP Serviço Universal (CUR) e o consumo real (subtraído da produção PRE real) verifica-se

que foram colocadas em mercado ofertas de procura que excederam, em média, o consumo real do CUR em 2,7%.

507. Note-se que uma estimativa por excesso da procura em mercado pode conduzir a preços grossistas mais elevados.

508. Analisando agora os desvios médios por hora verifica-se que, em grande parte das horas, ocorreu, em média, uma sobre-estimação da procura, sendo as únicas excepções as horas 5 e 6. À hora 24, os desvios chegam a superar os 5% da procura real.

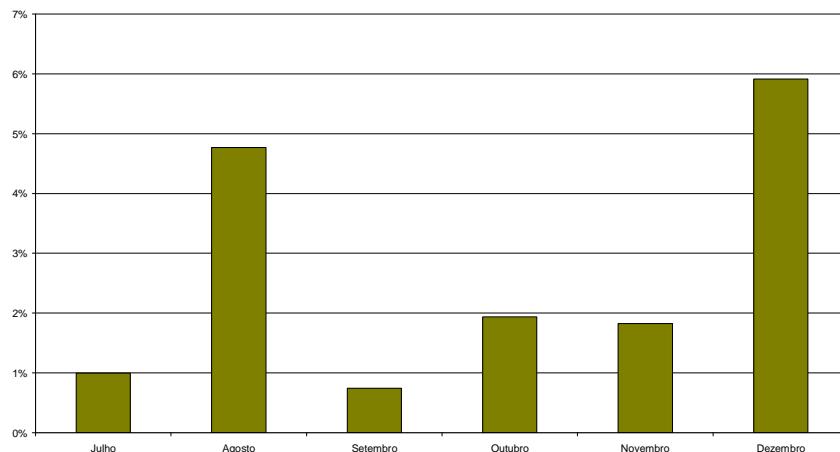
Gráfico 51: Desvios médios horários entre a procura do CUR levada a mercado diário e a procura real do CUR em mercado durante o segundo semestre de 2007 (MWh)



Fonte: REN e OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

509. Numa análise às médias mensais é possível verificar que em todos os meses a média dos desvios entre a procura do CUR levada a mercado diário e a procura real do CUR em mercado foi no sentido da sobre-estimação, com particular incidência para o mês de Dezembro (com um desvio de previsão médio de cerca de 6%), que coincidentemente foi o mês em que se registaram maiores diferenças de preços entre Portugal e Espanha.

Gráfico 52: Média mensal dos desvios horários entre a procura do CUR levada a mercado diário e a procura real do CUR em mercado durante o segundo semestre de 2007 (MWh)

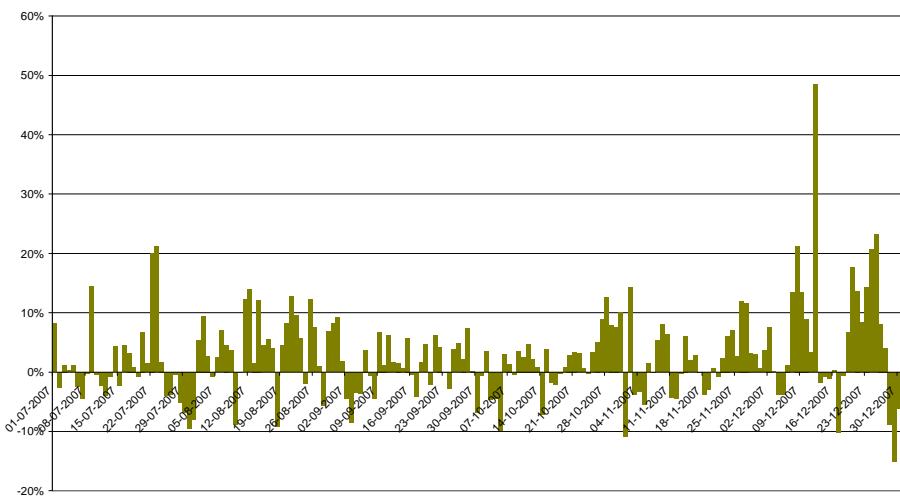


Fonte: REN e OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

510. Com efeito, não seria de esperar que as estimativas da procura do CUR estivessem exactamente centradas nos valores reais, ainda para mais tendo em conta o estado embrionário do funcionamento desta estrutura de mercado. Contudo, o decrescer da qualidade das previsões, medido pelo incremento do desvio médio, entre Setembro e Dezembro de 2007, poderá ser um indicador de uma metodologia de estimação com falhas.

511. Avaliando agora os desvios entre a procura do CUR levada a mercado diário e a procura real do CUR em mercado em termos diários é possível destacar alguns dias em que estes foram particularmente acentuados.

Gráfico 53: Média diária dos desvios horários entre a procura do CUR levada a mercado diário e a procura real do CUR em mercado durante o segundo semestre de 2007 (MWh)



Fonte: REN e OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

512. Desde logo, em Julho verificam-se 3 episódios de destaque, nomeadamente os dias 9, 22 e 23 de Julho. Nestes três dias a energia comprada em mercado diário pelo CUR excedeu, na média do dia, a procura real em mais de 16%, 19% e 21% respectivamente. No dia 9 de Julho tal traduziu-se em congestionamentos nas 24 horas do dia, com os preços em Portugal a serem, em média, 57% superiores aos preços em Espanha. No dia 22 os congestionamentos ocorreram em 23 horas tendo os preços em Portugal estado, em média, cerca de 29% acima dos Espanhóis. Por fim, no dia 23 de Julho ocorreram congestionamentos em 20 horas do dia, com uma diferença de preços média de 15%.

513. Desvios com igual destaque (representando mais de 15% da procura real média diária) apenas ocorreram em Dezembro, nomeadamente nos dias 8, 12, 20, 24 e 25 no sentido da sobre-estimação da procura e no dia 29 de Dezembro no sentido da subestimação. No dia 8, o desvio foi de 21%, tendo ocorrido congestionamentos em todas as horas do dia e o preço sido 57% superior ao Espanhol. O dia 12 de Dezembro foi aquele em que se verificou o maior desvio médio de previsão do segundo semestre de 2007, com uma sobre-estimação de 42,3%. Neste dia ocorreram congestionamentos em 22 horas e os preços foram 24,9% superiores em Portugal. Já nos dias 24 e 25 de Dezembro o desvio foi de cerca de 21%, tendo-se verificado congestionamentos em 42 das 48 horas, e os preços sido em média 47% mais elevados em Portugal que em Espanha.

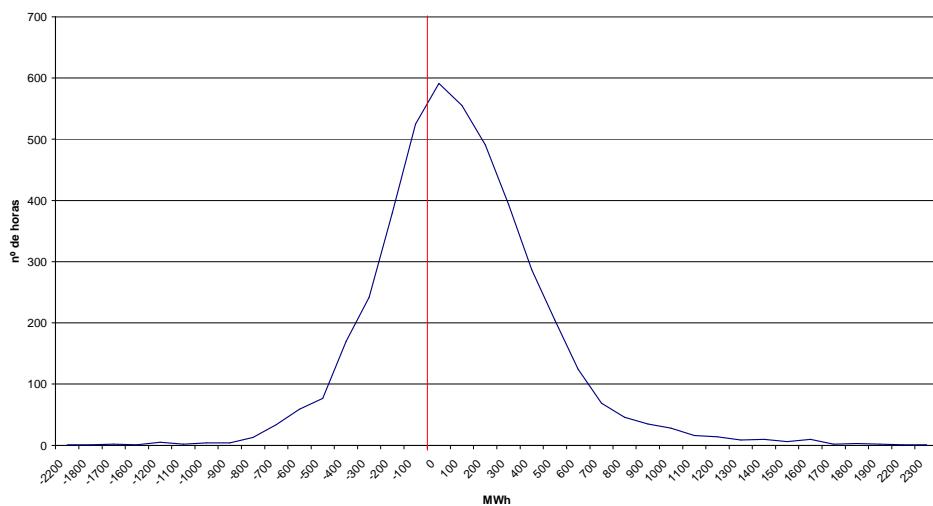
514. Por fim, refira-se um episódio extremo de subestimação que ocorreu no dia 29 de Dezembro, em que a procura levada a mercado diário foi 15% inferior à real.

Ainda assim verificaram-se congestionamentos em 14 horas do dia, sendo, em média, os preços em Portugal cerca de 10% superiores aos preços de Espanha.

515. Representando, agora, a distribuição dos valores dos desvios por intervalos de 100 MWh verifica-se que a sua moda não é zero mas sim +100 MWh, observando-se a ocorrência, se bem que muito esporádica, de desvios superiores a 2000 MWh, ou seja, superiores a 80% da procura real.

516. Não se pode também deixar de assinalar a ocorrência de desvios de subestimação superiores a 2000 MWh em termos absolutos, que no caso representaram quantidades procuradas inferiores às reais em mais de 30%.

Gráfico 54: Distribuição dos desvios horários entre a procura do CUR em mercado diário e a procura do CUR em mercado real durante o segundo semestre de 2007



Fonte: REN e OMEL. Tratamento de dados pela AdC.

517. Refira-se que foi também realizada pela AdC uma análise à origem dos desvios verificados, nomeadamente com a decomposição entre desvios nas estimativas do consumo CUR e na produção PRE (por tecnologia)¹¹⁶. Pode, a este respeito, referir-se que uma grande parte dos desvios entre a procura do CUR levada a mercado diário e a procura real do CUR em mercado nos meses de Novembro e

¹¹⁶ Esta análise assentou em dados confidenciais fornecidos pela EDP, cfr. comunicação da EDP de dia 21 de Janeiro de 2009 em resposta a pedido de elementos da AdC

Dezembro teve origem nas previsões da produção eólica. Já no que respeita ao mês de Agosto, os desvios apurados relacionam-se com erros de previsão de consumo dos clientes.

6.9.4 Conclusão da análise dos desvios

518. Em geral, notam-se desvios na estimação da procura em mercado, que se acentuaram nos meses do Outono de 2007. Estes desvios de estimação não se coadunam com o que se espera de um agente eficiente. Se houvesse uma preocupação maior de minimizar os custos de aquisição em mercado, para melhor enfrentar os riscos comerciais, não seriam de esperar desvios persistentes de estimação elevados que conduziram, tudo o resto constante, ao aumento dos custos de aquisição em mercado.
519. De acordo com o mecanismo de ajustamentos tarifários relativo à actividade da EDP Serviço Universal os desvios nos custos de aquisição grossista da energia eléctrica que potencialmente ocorram são passados para as tarifas de exercícios futuros. Assim, em geral, caso os desvios de previsão originem preços mais altos, as tarifas dos consumidores em exercícios futuros recuperarão o sobrecusto associado ao desvio de previsão.
520. Decorre do exposto que os custos associados a desvios de previsão não penalizam directamente o CUR, sendo passados para os consumidores. Pelo contrário, a existência de desvios de previsão que originem em média, tudo o resto constante, preços mais altos, são susceptíveis de aumentar as margens da energia vendida em mercado por parte de agentes produtores não sujeitos a CMEC e por agentes detentores de direitos VPP.
521. Refira-se que a ERSE, em consulta pública de Junho de 2008, já identificou a necessidade da EDP Serviço Universal ser incentivada a realizar as suas aquisições de energia ao melhor preço, bem como a melhorar a qualidade de previsão da PRE, embora os sistemas de incentivos associados ainda não tenham sido definidos. Por outro lado, a revisão regulamentar de Junho de 2008 impõe, no que respeita às previsões de consumo elaboradas pela REN, que os desvios de previsão sejam justificados.

7. Conclusão

522. A análise desenvolvida no presente relatório identificou um leque alargado de factores que terão contribuído para a existência de diferenças de preços grossistas de energia eléctrica significativas no decurso do segundo semestre de 2007.
523. Os elementos analisados permitem concluir que um nível de concorrência mais elevado, suscitado pela entrada de terceiros concorrentes com centrais de ciclo combinado, modificaria o comportamento dos agentes nacionais no modo como têm colocado as centrais em mercado, sejam as centrais térmicas, sejam as centrais hidroeléctricas.
524. Neste contexto, a criação do mercado diário MIBEL, enquanto mecanismo harmonizado de formação do preço no espaço ibérico é um passo essencial para concretizar os benefícios de entrada de novos concorrentes. De facto, as diferenças de preço fornecem sinais de preço para a entrada de novos concorrentes em Portugal.
525. A entrada de novos agentes na produção de electricidade depende, igualmente, da liberalização total do mercado de comercialização de energia eléctrica. Deste modo, e tal como objectivo publicamente expresso pelos governos e reguladores do sector eléctrico dos dois países, é essencial promover a efectiva liberalização do mercado a retalho, o que depende da extinção progressiva das tarifas reguladas a clientes finais. A protecção que decorre das tarifas reguladas deverá ser apenas assegurada para os clientes mais vulneráveis.
526. Outra matéria analisada no presente relatório prende-se com o comportamento em mercado do Comercializador de Último Recurso (CUR), função que é exercida pela EDP Serviço Universal, no que respeita à colocação em mercado das quantidades procuradas pelos seus clientes. Neste caso conclui-se que a EDP Serviço Universal, tal como a ERSE já diagnosticou, deve ser incentivada a realizar as compras de energia em mercado ao melhor preço, seja limitando os desvios de previsão seja cobrindo convenientemente o risco preço através de uma participação mais activa no mercado a prazo.
527. Por fim, chama-se a atenção para o facto de algumas das referências que são feitas no contexto do período analisado terem perdido actualidade no decurso de

2008. De facto, a noção que se estabelece no presente documento de que as centrais a carvão serão as mais baratas no sistema eléctrico Português poderá ter deixado de fazer sentido no decurso de 2008.

528. Por um lado, em 2008, o preço das emissões de CO₂ passou a constituir um factor relevante na estrutura de custos das centrais. Sendo o nível específico de emissões de carbono das centrais a carvão mais elevado do que o de outras centrais térmicas, o custo variável destas centrais terá subido mais do que o de outras tecnologias. Por outro lado, a cotação internacional do carvão experimentou um máximo histórico no ano de 2008, reflexo das tensões altistas dos mercados energéticos verificadas no decurso do ano transacto.

529. Em 2008 assinala-se, ainda, que os níveis de congestionamento e a diferença de preços entre os sistemas eléctricos Português e Espanhol ter-se-ão atenuado face aos valores que foram apurados no presente relatório. De facto, durante o ano completo de 2008 a diferença média diária decresceu para 8,6% (preço médio grossista em Portugal de aproximadamente 69,9 €/MWh vs um preço médio em Espanha de 64,4 €/MWh em 2008).

530. Apesar da diferença de preços se ter reduzido, saliente-se, no entanto, que o conjunto de modificações na estrutura de custos verificado no decurso de 2008, não altera o sentido das conclusões gerais do presente documento: o sistema eléctrico Português beneficiará significativamente com a entrada em serviço das centrais de ciclo combinado que se encontram licenciadas a empresas concorrentes da EDP e da efectiva liberalização do mercado a retalho.

Glossário

AdC – Autoridade da Concorrência.

Aditividade Tarifária – Conforme define a ERSE, o princípio da aditividade tarifária consiste na definição de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por actividade aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária aos clientes do comercializador de último recurso, nomeadamente: tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição, Comercialização de Redes, Energia e Comercialização.

CAE – Contrato de Aquisição de Energia.

Carga base (ou baseload) – corresponde ao fornecimento ou consumo de electricidade, a potência constante, durante cada uma das 24 horas de cada dia, durante um determinado período.

Carga de pico (ou peakload) – corresponde ao fornecimento ou procura de energia eléctrica de forma constante durante cada uma das 12 horas para cada dia da semana (entre as 8:00 e as 20:00, de Segunda-feira a Sexta-feira, incluindo feriados) no período de entrega (Cfr. definição do OMIP)

CESUR – *Contratos Bilaterales de Energía para el Suministro a Tarifa*

CMEC – Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual.

CNE – *Comisión Nacional de Energía*.

Co-geração – modalidade de produção térmica em que é aproveitado o calor gerado na combustão para fins industriais ou de aquecimento.

Congestionamento – situação em que uma interligação que liga redes de transporte nacionais não pode suportar todos os fluxos físicos resultantes do comércio internacional solicitados pelos intervenientes no mercado devido à falta de capacidade das interligações e/ou das redes de transporte nacionais envolvidas.

CO₂ – Dióxido de Carbono.

CUR – Comercializador de Último Recurso.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Garantia de potência – mecanismo de remuneração da garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores em regime ordinário, com vista a promover a garantia de abastecimento, um adequado grau de cobertura da procura de electricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros electroprodutores, cuja definição depende de portaria do Governo.

Horas de vazio – no presente relatório classificaram-se como horas de vazio as compreendidas entre a hora 1 e a hora 8.

Horas fora de vazio – no presente relatório classificaram-se como horas de fora de vazio as compreendidas entre a hora 9 e a hora 24.

Hub de gás natural – ponto geográfico de referência para transacções de gás natural em produtos estandardizados ou OTC (Over the Counter), sobre o qual se estabelecem cotações do gás natural.

Índice de cobertura – índice que mede o nível de cobertura da procura por parte dos meios de produção existentes.

IHH – Índice de *Herfindahl-Hirschman*.

Indisponibilidade – situação em que um equipamento não se encontra em estado de poder funcionar. A indisponibilidade pode ser classificada como programada (devida a operações de manutenção previstas com antecedência) ou fortuita/não programada.

Interligação – ligação por uma ou várias linhas, entre duas ou mais redes, designadamente para trocas inter-regionais ou internacionais de energia eléctrica. A capacidade de interligação para fins comerciais é determinada para cada um dos sentidos de trânsito. O valor é calculado em conjunto pelos operadores das redes de transporte interligadas e divulgado nas respectivas páginas na *internet*.

IPH – Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica.

Leilão explícito de capacidade – mecanismo de gestão de congestionamentos na interligação complementar ao mecanismo de separação de mercados/*market splitting*.

Mercado a prazo (ou forward) do MIBEL – mercado organizado gerido pelo OMIP, no qual se transaccionam produtos standard de entrega a prazo, de liquidação quer por entrega física quer por diferenças.

Mercado de serviços de sistema – mercado organizado, gerido pelos operadores das redes de transporte, onde estes adquirem junto dos produtores os meios e

contratos necessários para o acesso e exploração, em condições de segurança, do sistema eléctrico.

Mercado diário do MIBEL – mercado organizado, gerido pelo OMEL, no qual se procede à negociação dos preços e da energia que será produzida em cada hora do dia seguinte. O preço em mercado diário define-se pelo encontro entre a oferta e procura de energia eléctrica em cada hora.

Mercado intra-diário do MIBEL – mercado organizado, gerido pelo OMEL, no qual se ajusta a energia negociada no mercado diário.

MIBEL – Mercado Ibérico da Electricidade.

Oferta/Central Infra-marginal – oferta/central com preço ou custo inferior ao da Oferta/Central Marginal.

Oferta/Central Marginal – oferta/central à qual corresponde a última unidade de produção necessária à satisfação da procura.

OMEL – *Operador del Mercado Ibérico de Energia* – Pólo Español, S.A.

OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia, Pólo Português.

Ordem de mérito – lista ordenada de preços associados a patamares de potência activa em cada grupo ou central.

PNBEPH – Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico.

PRE – Produção em Regime Especial.

Preço grossista da energia eléctrica – preço pago aos agentes produtores pela energia no ponto de emissão da produção de energia eléctrica.

PRO – Produção em Regime Ordinário.

PSI – *Pivotal Supplier Index*.

RNT – Rede Nacional de Transporte.

RSI – *Residual Supplier Index*.

SEN – Sistema Eléctrico Nacional.

SENV – Sistema Eléctrico Não Vinculado.

SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público.

Separação de mercados (ou *market splitting*) – mecanismo de gestão de congestionamentos adoptado no mercado diário do MIBEL.

Tarifa de Acesso às Redes – preço regulado pela ERSE, o qual é pago pelos consumidores pela utilização das redes necessárias ao fornecimento de energia eléctrica no ponto de consumo. As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso das Redes de Distribuição e de Comercialização de Redes.

ValorÁgua – modelo constituído por um conjunto de ferramentas de apoio à decisão no âmbito do sistema electroprodutor nacional e ou ibérico (Cfr. RCM n.º 1/2008, de 4 de Janeiro).

VPP (Virtual Power Plant ou Leilões de Capacidade Virtual) – mecanismo de mitigação de poder mercado na produção de energia através do qual são leiloados direitos de utilização para uma determinada capacidade de produção num determinado horizonte temporal.