

Decisão da Autoridade da Concorrência
Processo AC – I – Ccent/29/2004 – National Power/Turbogás

I. INTRODUÇÃO

1. Em 29 de Julho de 2004, foi notificada à Autoridade da Concorrência, nos termos dos artigos 9.º e 31.º da Lei 18/2003 de 11 de Junho (designada como “Lei da Concorrência”), o projecto de operação de concentração, mediante o qual a empresa National Power International Holdings BV (doravante “National Power”) adquire 75% do capital social da Turbogás – Produtora Energética, S.A. (doravante “Turbogás”).
2. A operação configura uma concentração nos termos da alínea b) do n.º 1 do artigo 8.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, em virtude de haver controlo na acepção da alínea a) do n.º 3 do mesmo artigo, e está sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia por se encontrarem preenchidas as condições previstas na alínea b) do n.º 1 do artigo 9.º do mesmo diploma.

II. AS PARTES

2.1. Empresa Adquirente

3. A National Power é uma holding controlada pela International Power plc., sociedade de direito inglês que actua na área da produção de electricidade a partir de gás, petróleo, carvão e energias renováveis, com actividade em vários países.
4. O grupo International Power detém, desde 1993, em Portugal, [...%] da Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A. (doravante “Tejo Energia”), e [...].
5. A Tejo Energia foi constituída em 1993, e é proprietária da Central Termoeléctrica do Pego, que iniciou, igualmente em 1993, a produção de energia eléctrica a partir de carvão.
6. A Tejo Energia funciona em regime de produção vinculada, i.e., destinada ao abastecimento público de electricidade, ao abrigo de um contrato de aquisição de energia (“CAE”) de longo prazo (28 anos), nos termos do qual se obriga a vender à entidade concessionária da Rede Nacional de Energia Eléctrica, S.A. (“REN”) e esta a comprar, em condições pré-estabelecidas, no período em questão, toda a energia

- eléctrica produzida, com vista a alimentar o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP).
7. O Grupo International Power detém ainda, em Portugal, participações accionistas [...] da Pegop – Energia Eléctrica, S.A., [...], e da Carbopego – Abastecimento de Combustíveis, S.A., [...], sociedades veículo, criadas com o único objectivo de prestar serviços de operação e manutenção e adquirir e fornecer o respectivo carvão à Central Termoeléctrica do Pego.
 8. O volume de negócios do Grupo National Power, em 2003, foi de [**< €150 milhões**] em Portugal, de [**> €150 milhões**] a nível europeu e de [**> €150 milhões**] a nível mundial.

2.2. Empresa Adquirida

9. A Turbogás, constituída em 1994, é proprietária da Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro, que iniciou a sua actividade de produção de energia eléctrica em 1999.
10. A Turbogás também funciona em regime de produção vinculada, ao abrigo de um “CAE” de longo prazo (25 anos), nos termos do qual se obriga a vender à REN, e esta a comprar, em condições pré-estabelecidas, toda a energia eléctrica produzida, durante o período do contrato, com vista a alimentar o SEP.
11. A Turbogás é actualmente controlada [...].
12. O volume de negócios da Turbogás, em 2003, foi de [**> €150 milhões**] em Portugal, de [**> €150 milhões**] a nível europeu e [**> €150 milhões**] a nível mundial.

III. NATUREZA DA OPERAÇÃO

13. [...].
14. Desta forma, pela presente, a National Power adquire o controlo da Turbogás.
15. A presente operação abrange, também, a Portugén, S.A. (Portugén). Segundo a notificante, esta é uma sociedade veículo criada com o único propósito de prestar serviços de operação e manutenção à Turbogás no âmbito do projecto da Central do Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro, não exercendo nem se prevendo que venha a exercer qualquer actividade de prestação de serviços a terceiros.

16. Assim, e para efeitos da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, a Portugen não deverá ser considerada como uma empresa autónoma, nos termos do n.º 1 do artigo 2.º do referido diploma.

IV. BREVE CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

4.1 Entre os anos de 1995 e 2003

17. Neste período, o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) assentou na coexistência de dois subsistemas principais: (i) um organizado em regime de serviço público (Sistema Eléctrico de Serviço Público - SEP) e, (ii) outro de carácter misto – Sistema Eléctrico Independente (SEI).
18. Por sua vez, este último abrangia dois subsistemas: o sistema eléctrico não vinculado (SENV)¹, e o Sistema de Produção em Regime Especial (PRE) – produção de electricidade em co-geração, mini-hídricas e outras renováveis (e.g. eólicas), de resíduos, e produção em baixa tensão.
19. O funcionamento do SEP era assegurado por entidades titulares de licenças vinculadas de produção de electricidade, os denominados produtores vinculados (ao SEP), pela Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), como entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, e por titulares de licenças vinculadas de distribuição.
20. Como entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, a REN actuava como garante do fornecimento ininterrupto de electricidade e, como compradora única da energia eléctrica produzida no âmbito do SEP².
21. Pelo Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, foram directamente integrados no SEP, como produtores vinculados, a Companhia Portuguesa de Electricidade, S.A. (CPPE), a Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, e a Turbogás – Produtora Energética, S.A. (“Turbogás”).
22. A distribuição de energia eléctrica, no âmbito do SEP, encontrava-se sujeita a uma licença vinculada, de âmbito nacional, para a distribuição em média tensão (MT) e em alta tensão (AT) e, de âmbito municipal, para a distribuição em baixa tensão (BT)³.

¹ O SENV, composto por produtores não vinculados (ao SEP), distribuidores não vinculados, e por clientes não vinculados, e organizado numa lógica de mercado, rege-se pelos seguintes princípios gerais: liberdade de escolha de fornecedor, nacional ou europeu, atribuição de licença para novos produtores, contratos de aquisição de energia confidenciais, acesso regulado e não discriminatório às redes, e tarifas de acesso às redes reguladas.

² E, como se verá no ponto 24. *infra*, actuava, igualmente como compradora única da energia eléctrica produzida pelas PRE's no âmbito do SEI.

23. A EDP – Distribuição de Energia S.A era a titular de licença vinculada de distribuição em MT e em AT e detinha também as licenças de distribuição em BT.
24. No que respeita ao SEI, o seu carácter misto resultava, por um lado, de uma obrigatoriedade de aquisição, pela REN, da electricidade produzida em regime especial (PRE), à semelhança do que acontecia com a electricidade produzida pelos produtores vinculados ao SEP⁴ e, por outro e em contraposição, à electricidade produzida e comercializada no âmbito do SENV, sob uma égide de lógica de mercado.
25. Assim, a totalidade da energia eléctrica produzida no âmbito do SEP, i.e. por produtores vinculados (e.g. Turbogás), bem como a produzida no âmbito da PRE, tinha como compradora única a REN.

4.2 Regime Transitório (a partir de Agosto de 2003)

26. Pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 de 28 de Abril, o Governo propôs-se adoptar importantes alterações ao modelo de organização do sistema eléctrico, com o objectivo de acelerar a liberalização do sector no quadro da criação do Mercado Ibérico da Energia Eléctrica (MIBEL).
27. Tais alterações têm, até ao momento, concretização legislativa nos Decretos-Lei n.ºs 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto. Ambos têm carácter transitório, e os princípios neles estabelecidos serão posteriormente incorporados numa Lei de Bases de energia eléctrica, que visa transpor para o ordenamento jurídico nacional, a Directiva do Mercado Interno de Electricidade na União Europeia (Directiva n.º 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho).
28. A reforma do sistema eléctrico preconizada pelo Governo assenta, fundamentalmente, em quatro pilares: (a) a eliminação do estatuto do produtor vinculado; (b) a alteração da forma de comercialização de energia eléctrica; (c) a introdução das figuras do comercializador e do agente externo; e (d) o acesso ao fornecimento de energia eléctrica em regime de mercado por clientes finais.

a. *Eliminação do estatuto de produtor vinculado*

Esta eliminação será consequência imediata da extinção dos CAE (Contratos de Aquisição de Energia), que ligam os produtores vinculados (e.g. Turbogás) à REN, e a subsequente perda de estatuto desta como compradora única da

³ Distribuição de electricidade em *Alta Tensão* é aquela cujo valor eficaz entre fases é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV; distribuição em *Média Tensão* é aquela cujo valor eficaz entre fases é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV e; finalmente, distribuição em *Baixa Tensão* é aquela cujo valor eficaz entre fases é igual ou inferior a 1 kV.

⁴ Salvo em casos excepcionais, a aquisição pela REN de toda a energia eléctrica produzida no âmbito da PRE tomava precedência sobre a produzida pelos produtores vinculados ao SEP.

energia eléctrica produzida por aqueles. Uma vez consumada a eliminação do estatuto de produtor vinculado, a produção de energia eléctrica poderá ser livremente comercializada a quem a tal se propuser;

b. *Alteração da forma de comercialização de energia eléctrica*

A comercialização de energia eléctrica passará a processar-se por duas vias: a do mercado de contratação bilateral, e a do mercado organizado. No que diz respeito à primeira, a contratação far-se-á com base em acordos bilaterais entre os produtores de energia e seus clientes (artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de Agosto); já a segunda, assentará num sistema de diferentes modalidades de contratação, no qual se realiza o encontro entre a oferta e a procura, cabendo a gestão deste mercado organizado a um operador de mercado (artigo 11.º do mesmo diploma);

c. *A introdução das figuras de produtor em regime ordinário, de comercializador e de agente externo*

Estas três novas figuras foram introduzidas na legislação do sector eléctrico pelos Decretos-Lei n.ºs 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto: “*comercializador*” é a entidade que exerce a actividade de compra por grosso e a actividade de venda por grosso ou a retalho, de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros; o “*agente externo*” é a entidade que exerce a actividade de importação, ou de exportação, de energia eléctrica entre mercados. Finalmente, os “*produtores em regime ordinário*” são as entidades que detêm, pelo menos, uma licença de produção e têm o direito de vender energia eléctrica, por si produzida, no mercado organizado ou mediante contratos bilaterais;

d. *O acesso ao fornecimento de energia eléctrica, em regime de mercado, por clientes finais*

Tal como referido no ponto *supra*, o Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro, completado pelo Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, vem estender a categoria de clientes elegíveis⁵ a todos os consumidores de energia eléctrica, sem excepção, mantendo-se, contudo, a possibilidade do consumidor optar por permanecer como cliente vinculado ao comercializador regulado, ficando, por isso, sujeito ao regime de tarifa regulada.

29. O Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto institui, ainda, a título transitório, a figura do comercializador regulado, sobre o qual impenderá a obrigação de fornecimento de energia eléctrica a clientes vinculados que, por opção própria ou por

⁵ Um cliente de energia eléctrica beneficia do direito de elegibilidade, i.e. é considerado cliente elegível, quando pode escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica. O Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, completou o anterior diploma – que alargou o direito de elegibilidade aos consumidores de energia eléctrica em baixa tensão especial (BTE – pequenas empresas) –, ao alargar o direito de elegibilidade aos consumidores de energia eléctrica em baixa tensão normal (BTN).

- não se verificarem os requisitos de elegibilidade aplicáveis, se encontrem sujeitos ao regime de tarifa regulada.
30. Até à aprovação da Lei de Bases do Sistema Eléctrico, as funções de comercializador regulado são, de acordo com o estipulado com o n.º 7 do Artigo 14.º deste diploma, asseguradas pela sociedade EDP – Distribuição de Energia, S.A.
 31. Sem prejuízo do disposto na alínea 28.a. do ponto 28 supra, nos termos do n.º 1 do artigo 14 do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, “*Até que o processo de extinção dos CAE esteja concluído, os centros electroprodutores (i.e. produtores vinculados ao SEP), relativamente aos quais os contratos ainda se mantenham a produzir efeitos continuam a operar de acordo com o respectivo contrato (...)*”.
 32. Assim, durante o período em que vigorar o regime transitório, ora em exposição, poderão coexistir três formas de comercialização de energia: por meio de contratação bilateral (vide alínea 28.b. do ponto 28 supra); por meio de mercado organizado (vide alínea 28.b. do ponto 28 supra) e; por meio dos CAE enquanto se mantiverem em vigor (vide alínea 28.a. do ponto 28 e ponto 31 supra).
 33. Pelo n.º 8 do Artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, a REN, enquanto responsável pela optimização do sistema eléctrico de serviço público durante o período de regime transitório, mantém a obrigação de compra e venda de energia eléctrica de Produção em Regime Especial.
 34. Presentemente, o sistema eléctrico nacional assenta na coexistência de dois subsistemas: (i) a produção em regime ordinário (PRO), e (ii) a produção em regime especial (PRE).
 35. O subsistema PRO inclui os produtores do antigo SEP, os produtores do antigo SENV, e a nova central TER no Ribatejo (cuja fonte primária é gás natural). O subsistema PRE é idêntico ao existente anteriormente.
 36. É neste enquadramento legislativo de carácter transitório, que a operação de concentração em análise se insere.
 37. A tabela infra esquematiza a evolução do regime orgânico e funcional do sistema eléctrico nacional.

Tabela 1 – Evolução do Regime Orgânico e Funcional do Sistema Eléctrico Nacional

DE 1995 A 2003	REGIME TRANSITÓRIO (a partir de Agosto de 2003)	MIBEL (a concretizar)
<p>Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP):</p> <ul style="list-style-type: none"> • REN comprador único • Produtores vinculados têm relação exclusiva com a REN; • CAE – Contratos de Aquisição de Energia de muito longo prazo. 	<p>Produção em Regime Ordinário (PRO) = SEP+SENV</p> <p>Modalidades de comercialização:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mercado organizado • Contratação bilateral • CAE (enquanto se mantiverem em vigor) 	<p>PRO (Produção em Regime Ordinário)</p> <p>Modalidades de comercialização:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mercado organizado • Contratação bilateral
<p>SEI/SENV – Sistema Eléctrico Não Vinculado:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regime de mercado; • Contratação bilateral. 		
<p>SEI/PRE – Produção em Regime Especial:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regime de comercialização garantida com condições de preço fixadas administrativamente. 	<p>PRE</p> <ul style="list-style-type: none"> • REN continua a assumir a responsabilidade de comprar a energia PRE; • Mantêm-se as condições de comercialização anteriormente definidas. 	<p>PRE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Crescente importância da produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis; • Crescente comercialização, no mercado, dessa mesma energia.

V. MERCADO RELEVANTE

5.1. Mercado do Produto Relevante

38. A notificante considera o mercado do produto relevante como sendo *o mercado da produção de energia eléctrica*, sem segmentação.
39. O mercado da produção da energia eléctrica, como ficou referido no ponto 34 compreende, neste momento, a produção em regime ordinário (PRO) e a produção em regime especial (PRE).
40. À produção de energia eléctrica em regime ordinário (PRO) e em regime especial (PRE), dever-se-á adicionar a importação líquida de energia eléctrica. De facto, as formas de comercialização previstas no âmbito do SEN, têm, por referência, a comercialização grossista de energia eléctrica, com o objectivo de abastecer a procura de energia eléctrica neste sistema.
41. As importações líquidas concorrem com a produção de electricidade em território nacional, para a satisfação dessa procura grossista.

42. Na definição do mercado do produto, poder-se-ia considerar o mercado da produção de energia eléctrica segmentado pelos dois regimes de produção PRO e PRE, mais a importação líquida de energia eléctrica.
43. Estes dois regimes de produção têm no entanto condições de exploração que se inter-influenciam. Com efeito, sempre que existem condições limitativas na produção de electricidade no regime PRE, ocorre um aumento de produção no PRO. Ao invés, quando a produção em regime PRE aumenta, tal implica uma diminuição da produção no regime PRO.
44. Do exposto, e para efeitos da definição de mercado do produto relevante, os regimes PRO e PRE deverão ser considerados como substitutos na satisfação da procura grossista de electricidade.
45. Nas condições referidas, e como tem sido considerado pela ADC⁶ em decisões anteriores, *o mercado do produto é o mercado de produção de electricidade, incluindo a importação líquida, para a satisfação da procura de electricidade.*

5.2. Mercado Geográfico Relevante

46. A notificante caracteriza o *mercado geográfico relevante como sendo o território nacional.*
47. Tal como referido na alínea 28.a. do ponto 28 supra, a cessação próxima dos CAE terá como consequência a perda, pela REN, do estatuto de comprador único da energia produzida por produtores vinculados, entre os quais a Turbogás, passando estes a ter a possibilidade de comercializar a energia que produzem, de acordo com as regras de mercado.
48. Significa que, e tal como previsto no n.º 4 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, os produtores e os comercializadores podem realizar trocas de energia eléctrica com o exterior (Espanha).
49. As referidas trocas de electricidade têm no entanto uma limitação, definida pela capacidade de interligação das redes, que permitem a importação e a exportação.
50. As autoridades de regulação sectorial de Portugal e de Espanha, têm reconhecido que a capacidade de interligação actual entre os dois países não é suficiente para a interligação completa dos dois mercados.

⁶ Ccent. 10/2003 - ENERSIS, SGPS, SA/ HE 70 – Energias Renováveis Reunidas, SGPS, SA e Ccent. 26/2004 – ENERSIS/Fespect (RES).

51. Assim, e sem prejuízo da definição de mercado geográfico relevante poder vir, no futuro, a ser mais abrangente que o território de Portugal Continental⁷, em virtude do disposto nos dois pontos anteriores, a Autoridade da Concorrência entende que, para efeitos da presente operação de concentração, o mercado geográfico relevante deverá corresponder ao território de Portugal Continental.
52. Face ao exposto, é entendimento desta Autoridade que o mercado relevante é o mercado de produção de electricidade (incluindo a importação), para a satisfação da procura de electricidade no território de Portugal Continental.

VI. ANÁLISE DO MERCADO E AVALIAÇÃO CONCORRENCIAL

6.1. Da Estrutura Horizontal do Mercado

53. A análise concorrencial da presente operação é efectuada no mercado de produção de electricidade (incluindo a importação), para a satisfação da procura de electricidade no território de Portugal Continental.
54. Começamos por analisar a capacidade de produção de energia eléctrica no território nacional, à qual se deverá adicionar a capacidade de importação, visando a satisfação da procura.
55. A capacidade de produção, ou geração, de energia eléctrica, instalada no mercado geográfico relevante, mais a capacidade estimada de importação, via interligação com Espanha, apresenta os seguintes valores:

Tabela 2 – Capacidade instalada para a geração, ou importação, de electricidade (MW)

	2002		2003	
	MW	Quotas	MW	Quotas
Turbogás	[...]	[< 10%]	[...]	[< 10%]
Tejo Energia	[...]	[< 5%]	[...]	[< 5%]
EDP (*)	[...]	[60-70%]	(**)[...]	[60-70%]
Outros	[...]	[10-20%]	[...]	[10-20%]
Capacidade de Importação (***)	[...]	[< 10%]	[...]	[< 10%]
Total	11 954	100%	12 164	100%

Fonte: DGGE, REN, e Relatório e Contas 2003 da EDP.

(*): Grupo EDP inclui centrais hidroeléctricas e termoeléctricas no conjunto PRO (=SEP+SENV), mais produtores em regime especial (PRE), pertencentes ao Grupo EDP.

⁷ Sobre a definição de mercado geográfico relevante em mercados eléctricos de dimensão supranacional, ver o recente relatório conjunto nº 1/2003, publicado pelas Autoridades da Concorrência dos cinco países nórdicos, sobre o mercado nórdico de electricidade, Nordpool (que inclui quatro desses cinco países): “A Powerful Competition Policy: Towards a more coherent policy in the Nordic market for electricity power”.

(**): Este valor para 2003, inclui a capacidade de produção de 392 MW da central TER, não existente em anos anteriores.

(***): Capacidade de importação para fins comerciais. O seu valor nesta tabela, é uma média aritmética das diferentes capacidades de importação de electricidade de Espanha ao longo de cada ano. Deverá ser tomado com alguma cautela, devido à variabilidade dessa capacidade ao longo do ano.

56. Os níveis de produção (ou geração), e importação, de energia eléctrica, no mercado geográfico relevante, apresentam os seguintes valores:

Tabela 3 – Geração, e importação, de electricidade (GWh)

	2002	2003
(1) SEP+SENV (*)	36 618	37 063
(2) PRE	2 818	3 708
(3) Saldo Importações (**)	1 899	2 794
Total (GWh) = (1)+(2)+(3)	41 335	43 565

Fonte: DGGE

(*): geração líquida de electricidade;

(**): Saldo importações = importações – exportações.

Tabela 4 – Geração, e importação, de electricidade pelas principais empresas (GWh)

	2002		2003		Pós-concentração (a partir de dados de 2003) <i>Quotas (*)</i>
	GWh	<i>Quotas (*)</i>	GWh	<i>Quotas (*)</i>	
Turbogás	[...]	[10-20%]	[...]	[10-20%]	[20-30%]
Tejo Energia	[...]	[10-20%]	[...]	[<10%]	
EDP (**)	[...]	[60-70%]	[...]	[60-70%]	[60-70%]
Saldo Importações	1 899	4,59%	2 794	6,41%	6,41%
Outros (***)	2 003	4,85%	2 464	5,66%	5,66%
Total	41 335	100%	43 565	100%	100%
IHH		4262		4587	4833

Fonte: DGGE, e Relatório e Contas 2003 da EDP.

(*): Quotas de mercado calculadas com base nos valores apresentados na Tabela 2 e na Tabela 3.

(**): *geração líquida de electricidade = geração – consumo próprio das centrais*, em centrais da EDP incluídas no SEP, no SENV, e na PRE.

(***): O grupo **Outros** inclui produtores no PRE e no SENV não integrados no Grupo EDP. A quota de mercado deste grupo de produtores não foi incluída no cálculo do IHH, porque está distribuída por diversas empresas para as quais não temos dados individualizados. Resulta que, os valores para o IHH representados nesta tabela, subestimam o verdadeiro IHH para cada um dos dois anos apresentados. No entanto, a não inclusão do grupo Outros, em nada altera a diferença (Delta) entre o IHH pré-concentração e o IHH pós-concentração.

57. Tomando o mercado de produto relevante definido *supra*, em que à produção de energia eléctrica pelo conjunto SEP+SENV+PRE, ou seja, pelo conjunto PRO+PRE desde Agosto de 2003, e considerando-se uma “importação líquida” positiva como um outro “produtor”, ou “gerador”, de electricidade, vendendo no mercado geográfico relevante, dos valores para o índice de concentração de Herfindahl-Hirschman (IHH)⁸, constantes na Tabela 4 *supra*, pode-se concluir da elevada concentração no mercado relevante.
58. Para o elevado valor do IHH neste mercado, contribui decisivamente a elevada quota de mercado detida pelo Grupo EDP na produção de energia eléctrica, superior a 60% quer em 2002 quer em 2003.
59. Como indicado na mesma Tabela 4, e partindo dos dados relativos ao ano de 2003, a concretização da operação de concentração em análise, resultará num aumento do IHH de 4587 para 4833, ou seja, num valor $\Delta = 246$.
60. Considerando a capacidade instalada de produção de electricidade, e partindo dos dados constantes da Tabela 2 *supra*, obtém-se um valor de 4213 para o IHH em 2002, e de 4409 para o IHH em 2003.
61. Os valores do IHH, quando considerada a capacidade instalada de produção, e não os níveis de produção em si, são ligeiramente diferentes, em resultado da maior ou menor aproximação do nível de produção de cada central geradora à sua capacidade instalada de produção.
62. Em particular, os níveis de produção das centrais hidroeléctricas apresentam uma variabilidade anual tipicamente superior à verificada nas centrais termoeléctricas.
63. Tomando, novamente, em consideração, a capacidade instalada de produção, a concretização da operação de concentração em análise, resultará num aumento do IHH de 4409 para 4488, ou seja, num valor $\Delta = 79$.
64. Como se verifica, o aumento do IHH da produção ($\Delta=273$), em resultado da operação de concentração, é superior ao aumento verificado no IHH da capacidade instalada ($\Delta=79$), o que é devido à natureza das duas centrais envolvidas na concentração – Tapada do Outeiro (térmica a gás) e Pego (carvão) –, face ao conjunto das centrais da EDP, onde parte importante da capacidade instalada é constituída por centrais hidroeléctricas, com níveis de produção diferentes ao longo do ano, e mais afastados das capacidades instaladas.

⁸ O IHH utilizado nesta decisão, não foi ajustado de forma a tomar em conta participações de uma empresa noutras empresas – *vide* relatório conjunto nº 1/2003, publicado pelas Autoridades da Concorrência dos cinco países nórdicos: “A Powerful Competition Policy: Towards a more coherent policy in the Nordic market for electricity power”.

65. Dos dados constantes na Tabela 2 e na Tabela 4, a empresa National Power, após concentração, deteria uma quota de mercado de [20-30%] na produção e de [10-20%] na capacidade instalada.
66. Notemos que, paralelamente, o Grupo EDP deteve, em 2003, uma quota de [60-70%] na produção de electricidade, e uma quota de [60-70%] na capacidade instalada de produção.
67. Face ao exposto, resulta claro que, após a concentração, o Grupo EDP manter-se-ia como a empresa dominante no mercado relevante, com uma quota cerca de três vezes superior na produção, e cerca de cinco vezes superior na capacidade instalada, a empresa National Power, segundo maior produtor.

6.2. Das Barreiras à Entrada

68. O regime de licenciamento em vigor⁹ para a produção de energia eléctrica no SENV, baseia-se num procedimento administrativo de atribuição de licença assente em critérios de transparência e não discriminação.
69. No quadro do regime transitório, com a extinção do estatuto de produtor vinculado, será abolida a distinção entre produtor vinculado do SEP e produtor não vinculado do SENV.
70. As condições de acesso ao regime de produção ordinária, deverão ser semelhantes às registadas para o acesso ao SENV. Estas condições já estão definidas conforme o previsto na nova Directiva do Mercado Interno de Electricidade¹⁰, que deverá ser transposta para o ordenamento jurídico nacional, como referido no ponto 27 *supra*.
71. Na sua essência, o regime de procedimento de autorização acima referido, deverá configurar-se no sentido de facilitar a entrada, de novas empresas, no mercado da produção de electricidade.
72. Do exposto, pode-se concluir que, do ponto de vista administrativo, não existem barreiras à entrada.
73. Contudo, vários factores podem configurar condições económicas discriminatórias no acesso ao mercado de produto analisado, que poderão, eventualmente, constituir barreiras à entrada.
74. Por um lado, os novos entrantes não beneficiarão do regime de compensações CMEC – Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual –, que substituirão os CAE,

⁹ Conforme definido no Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de Julho

¹⁰ Directiva 2003/54/CE de 26 de Junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno de electricidade e que revoga a Directiva 96/92/CE

regime que diminui significativamente o risco de negócio para as centrais que dele beneficiem. Este regime de compensações só será válido para produtores com CAE, ou seja, aqueles que se encontravam vinculados ao SEP.

75. Por outro lado, e em particular para novas centrais térmicas, não é certo que as condições futuras de acesso a licenças de emissões de CO₂ – requisito essencial em processos produtivos geradores de CO₂ – sejam equitativas, comparativamente a centrais térmicas actualmente em operação.
76. A existência de barreiras à entrada no mercado relevante de novas empresas, ou de novas unidades geradoras de electricidade, pode, contudo, ser mitigada pelo crescimento da procura de electricidade neste mercado, que, no ano de 2003, registou uma taxa de crescimento próxima de 6%.
77. Finalmente, as importações líquidas de electricidade de Espanha, têm crescido significativamente nos últimos anos. O saldo importador de electricidade, cresceu cerca de 47% entre 2002 e 2003, e mais do que duplicou no regime SENV.
78. Do exposto, conclui-se que as barreiras à entrada no mercado relevante não podem ser consideradas como limitativas à entrada de novos produtores de energia eléctrica. Igualmente, está projectado um aumento da capacidade de interligação entre os dois países ibéricos, o que permitirá um maior acesso à produção de energia eléctrica de produtores em território espanhol.

Em Conclusão

79. Do exposto, da presente operação de concentração não resulta a criação ou reforço de uma posição dominante, da qual possam resultar entraves significativos à concorrência efectiva no mercado relevante da produção de electricidade (incluindo a importação), para a satisfação da procura de electricidade no território de Portugal Continental.

VII – PARECER DA AUTORIDADE REGULADORA

80. Em cumprimento do disposto no n.º 1 do artigo 39.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, a Autoridade da Concorrência solicitou, em 5 de Agosto de 2004, Parecer à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE – acerca da presente operação de concentração, tendo a entidade reguladora se pronunciado em 6 de Setembro.
81. Em sua opinião, a operação de concentração tem um impacte muito pouco significativo no funcionamento e nas condições económicas de aprovisionamento de energia eléctrica, quer em Portugal Continental, quer para a Península Ibérica (uma vez implementado o MIBEL).

VIII – AUDIÊNCIA DE INTERESSADOS

82. Nos termos do n.º 2 do artigo 38.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, foi dispensada a audição prévia dos autores da notificação, em sede de Audiência de Interessados, dada a ausência de terceiros contra-interessados e da presente decisão ser de não oposição.

IX – CONCLUSÃO

83. Face ao exposto, o Conselho da Autoridade da Concorrência, no uso da competência que lhe é conferida pela alínea b) do artigo 17.º dos respectivos Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 10/2003, de 18 de Janeiro, decide ao abrigo da alínea b) do n.º 1 do artigo 35º da Lei n.º 18/2003, de 11 Junho, não se opor à presente operação de concentração, uma vez que a mesma não é susceptível de criar ou reforçar uma posição dominante da qual possam resultar entraves significativos à concorrência efectiva no mercado relevante da produção de electricidade, incluindo importação, para abastecimento da procura no território de Portugal continental.

Lisboa, 7 de Setembro de 2004

O Conselho da Autoridade da Concorrência,

Prof. Dr. Abel Mateus

Eng. Eduardo Lopes Rodrigues

Dr.ª Teresa Moreira

